



Comisión de Regulación de Energía y Gas



AUTOGENERADOR REMOTO Y PRODUCTOR MARGINAL REMOTO CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

DOCUMENTO CREG-901 342

19 de febrero de 2026

CIRCULACIÓN:

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

TABLA DE CONTENIDO

1. ANTECEDENTES E INFORMACIÓN GENERAL	5
1.1 AUTOGENERACIÓN	5
1.2 PRODUCTOR MARGINAL	8
1.3 COMUNIDADES ENERGÉTICAS	10
1.4 DECRETO 1403 DE 2024	10
1.5 RESOLUCIÓN CREG 701 091 DE 2025	18
1.6 RESOLUCIÓN MME 40379 DE 2025	25
2. OBJETIVOS	29
3. PROBLEMA, CAUSAS Y CONSECUENCIAS	29
3.1 AG REMOTO Y PMR	29
3.2 CARGO POR CONFIABILIDAD Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	33
4. CONSULTA PUBLICA, ANÁLISIS DE PRINCIPALES COMENTARIOS Y AJUSTES SOBRE LA PROPUESTA DE LA RESOLUCIÓN CREG 701 091 DE 2025	36
4.1 RESUMEN COMENTARIOS PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	40
4.2 RESUMEN COMENTARIOS SIN EXCEDENTES	42
4.3 CASO DE REDES PRIVADAS DEL PM Y SUS USUARIOS VE	42
4.4 GENERACIÓN DE SEGURIDAD	43
4.5 MODIFICACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE UN ACTIVO EXISTENTE PARA SER AGR o PMR SIN PERDER PUNTO DE CONEXIÓN	44
4.6 CERE/COMERCIALIZACIÓN/FIGURAS/LBC:	45
4.7 ENFICC	46
4.8 TIEMPOS	47
5. RESUMEN DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA	48
5.1 OBJETO DE LA REGULACIÓN	48
5.2 ¿QUÉ ES UN AGR Y UN PMR?	49
5.3 PLANEACIÓN, CONEXIÓN Y OPERACIÓN	53
5.4 COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA DE UN AGR Y UN PMR	55
5.5 DEMANDA OBJETIVO	57
5.6 LBC - AGR Y PMR	57

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 2

5.7	ACTIVOS DE GENERACIÓN EMBEBIDOS EN FRONTERAS COMERCIALES DE USUARIOS NO REGULADOS.....	58
5.8	SIN EXCEDENTES – ARTÍCULO 1 DECRETO 1403 DE 2024.....	58
5.9	PARTICIPACIÓN EN EL CXC Y ENFICC.....	58
6.	CONCEPTO SIC	60
7.	ANÁLISIS DE IMPACTOS.....	61
8.	INDICADORES DE SEGUIMIENTO	64
9.	CONCLUSIONES.....	65
10.	ABOGACIA DE LA COMPETENCIA.....	66
11.	ANEXO ANÁLISIS Y RESPUESTA DE COMENTARIOS.....	70

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 3

Índice de siglas

AG	Autogenerador
AGR	Autogenerador Remoto
AGFR	Actividad de Autogeneración de Forma Remota
AGC	Regulación secundaria de frecuencia
AGNC	Autogeneración Colectiva
AGGE	Autogenerador a Gran Escala
AGPE	Autogenerador a Pequeña Escala
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
CEN	Capacidad Efectiva Neta
CND	Centro Nacional de Despacho
C.N.O.	Consejo Nacional de Operación
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (Cx C)
ESP	Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios
LAC	Liquidación y Administración de Cuentas
MEM	Mercado de Energía Mayorista
MME	Ministerio de Minas y Energía
OEF	Obligación de Energía Firme
OR	Operador de Red
PCI	Se refiere al punto de conexión eléctrico donde el activo de generación entrega la energía al interior de los activos de conexión del usuario.
PC	Corresponde al punto de conexión al STN, STR o SDL como se define en la Resolución CREG 038 de 2014, o aquella que la modifique o sustituya.
PM	Productor Marginal (se considerará como el convencional de la Ley)
PMR	Productor Marginal Remoto
PMRUFR	Actividad de Productor Marginal Remoto con atención de usuarios de forma remota
PMD	Potencia máxima declarada
SIC	Superintendencia de Industria y Comercio
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSCC	Servicios Complementarios
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
VE	Vinculado Económico
ZNI	Zonas no Interconectadas

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 4

AUTOGENERADOR REMOTO Y PRODUCTOR MARGINAL

1. ANTECEDENTES E INFORMACIÓN GENERAL

1.1 Autogeneración

La actividad de autogeneración se reconoció en las Leyes 142 y 143 de 1994, en ellas se identificó su existencia y facultó de manera expresa a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para expedir toda la regulación específica para su desarrollo e implementación.

En uso de las facultades establecidas en el literal b) del numeral 74.1 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994, la CREG expidió la Resolución CREG 84 de 1996 estableciendo las reglas aplicables a la actividad de autogeneración, definiendo que los autogeneradores (AG) que se conectan al Sistema Interconectado Nacional (SIN) podían ser una persona natural o jurídica que producía energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades, sin usar la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del SIN, y en consecuencia, sin que se permitiera la entrega de energía a la red.

Posteriormente, la Ley 1715 de 2014 actualizó la definición legal de la actividad de autogeneración permitiendo la entrega de excedentes al SIN de manera permanente y dividió la actividad en autogeneradores a gran (AGGE) y pequeña escala (AGPE), y para que se ejerciera conforme las funciones específicas que dicha ley encomendó a al Ministerio de Minas y Energía (MME), la CREG, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y las autoridades ambientales.

En cumplimiento del anterior mandato, se expidió el Decreto 2469 de 2014 estableciendo lineamientos de política pública que se debían tener en cuenta para habilitar la entrega de excedentes al SIN por parte de los AG, y, en consecuencia, ordenándole a la CREG que en uso de sus facultades legales actualizara la regulación de manera simétrica con las reglas aplicables a una planta de generación en cuanto a la cantidad de energía que entrega a la red, entre otros aspectos.

En cuanto a la actualización de la actividad de autogeneración, la Ley y su reglamentación permitió que 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 estableciera la CREG. Así mismo indicó que los AGPE que usaran FNCER de forma exclusiva podrían aplicar el Crédito de Energía.

Sobre los tamaños de pequeña o gran escala, la misma Ley estableció que la UPME debía definir el límite de potencia para poder diferenciarlos.

Ahora bien, en cumplimiento de la Ley 1715 de 2014, y mientras la UPME determinaba el tamaño diferencial entre AGPE y AGGE, la CREG expidió la Resolución CREG 024 de marzo de 2015, en la cual se reguló la autogeneración a gran escala permitiendo su venta y entrega de energía a la red.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 5

La anterior norma aplicaría a cualquier autogenerador sin importar el tamaño hasta que la CREG definiera la regulación para los AGPE que dependía a su vez de: i) el límite que definiría la UPME para diferenciar un AGPE de un AGGE, y ii) los lineamientos de política pública para los AGPE que se encargaron por parte de la Ley 1715 de 2014 al MME.

En este sentido, la UPME mediante Resolución 281 de junio 2015 definió que los AGPE serían aquellos de capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador de hasta 1 MW, por lo cual aquellos mayores a dicha capacidad serían considerados AGGE.

Sobre la Resolución CREG 024 de 2015 se destaca:

- Las fronteras comerciales de consumo son representadas por un agente comercializador y las de entrega de energía por un agente generador. Esto pues son actividades de la cadena de energía con fines distintos. La primera es la que se dedica a la compra de energía en el mercado mayorista con el objetivo de suministrar y vender este recurso a los usuarios finales. La segunda se dedica únicamente a vender energía que proviene de generadores en el mercado y participa en la bolsa de energía con oferta de precio.

De esta forma, el AGGE que quiera entregar excedentes a la red no participa directamente en el mercado mayorista y deberá ser representado por un generador, en cuyo caso las partes acordarán libremente las condiciones de dicha representación.

Así mismo, para operar en el mercado, se aplican las condiciones establecidas para plantas no despachadas centralmente si la potencia máxima declarada (PMD - que es la vista en punto de conexión) es menor a 20 MW, y en caso contrario, las establecidas para las plantas despachadas centralmente. En todo caso, actualmente, si un AGGE de PMD mayor a 1 MW puede ser despachado centralmente, pues la Resolución CREG 096 de 2019 permite dicho tratamiento de forma general para activos de generación a partir de dicha capacidad.

Por lo tanto, si es despachado centralmente, el AGGE, participaría a través de su agente generador en la bolsa de energía (con oferta de precio y cantidades) y en contratos dirigidos a atender demanda regulada conforme las reglas de la Resolución CREG 130 de 2019. También podrían realizar contratos con comercializadores o generadores, pero dirigidos a atención de usuarios no regulados, esta vez, a precios pactados libremente.

Si es un AGGE no despachado centralmente (también con la última referencia o modificación regulatoria a través de la Resolución CREG 096 de 2019), vendería igualmente en contratos por medio de la Resolución CREG 130 de 2019 y también a comercializadores o generadores por medio de contratos para atención de usuarios no regulados.

- Se tiene la regla de que en resolución independiente la Comisión definiría el mecanismo para establecer la energía firme de los AGGE con base en la tecnología utilizada para generar energía y el comportamiento de su demanda.

En este punto, se hace énfasis en que es indispensable determinar la energía que se consume en la propia demanda, lo cual permite encontrar la energía firme que se puede sostener en el punto de conexión al sistema.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 6

Se resalta que todos los AGGE son en su mayoría industrias que tienen procesos productivos que requieren consumir energía del sistema y que podría ser variable a través del tiempo.

Actualmente no se ha definido tal metodología, pero existe un estudio que se citará más adelante en este documento en que se aborda la energía firme de un AGGE.

- Actualmente, el proceso de asignación de capacidad de un AGGE para conectarse a la red se rige por la Resolución CREG 075 de 2021 y se realiza ante la UPME.
- Las reglas actuales se resumen en la siguiente figura:

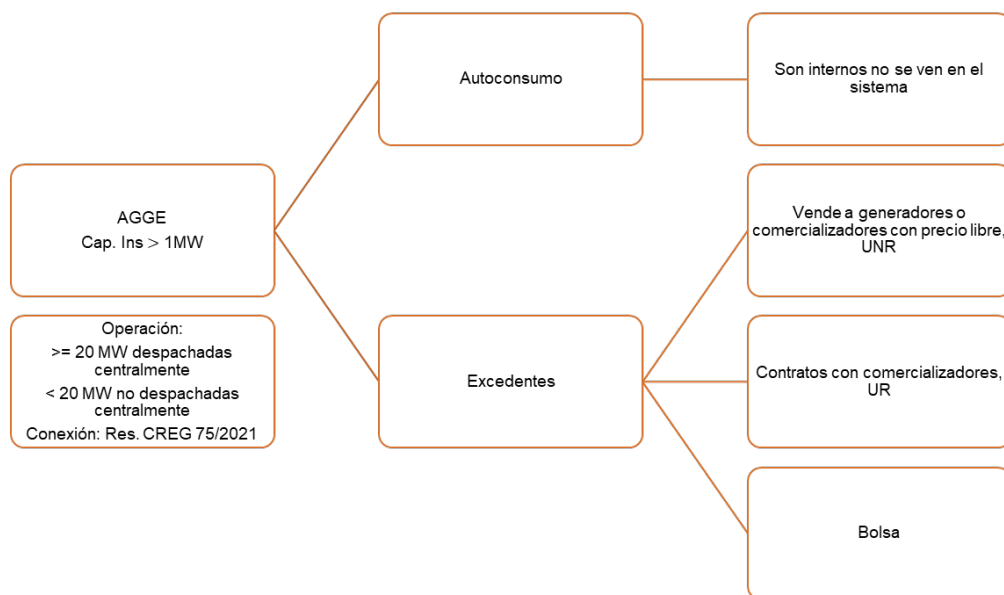


Ilustración 1 Esquema actual de AGGE

Para los AGPE, se expidió el Decreto 348 de 2017 del MME estableciendo lineamientos de política pública que se debían tener en cuenta para habilitar la entrega de excedentes al SIN por parte de los AGPE, y, en consecuencia, ordenándole a la CREG establecer un trámite simplificado para la conexión y entrega de excedentes, entre otros aspectos.

En uso de sus facultades legales y en cumplimiento del anterior mandato, la CREG expidió la Resolución CREG 030 de 2018 que reguló la actividad de AGPE y generación distribuida (GD). En estas reglas entraron los AGGE con potencia máxima declarada menor a 5 MW, puesto que la Ley 1715 de 2014 estableció que se debían tener procesos simplificados para estos. No obstante, la remuneración de los excedentes de los AGGE continua en la Res. CREG 024 de 2015, la Res. CREG 174 de 2021 le permite realizar un proceso de conexión simplificado.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 7

Como resultado de la anterior aplicación y luego de unos estudios realizados al interior de la Comisión para el análisis ex post regulatorio, se expidió la Resolución CREG 174 de 2021 que derogó y actualizó la Resolución CREG 030 de 2018. De forma conjunta, se expidió la Resolución CREG 135 de 2021 en la cual se regularon los derechos y deberes de los usuarios AGPE.

Actualmente se tienen modificaciones de la Resolución CREG 174 de 2021 a través de las Resoluciones CREG 101 072 de 2025 (haciendo ajustes en la parte de remuneración) y en la Resolución CREG 101 087 de 2025 (haciendo ajustes para las cuentas en bolsa de la energía, solucionando un caso de borde encontrado para comercializadores que tuvieran tanta autogeneración que superaran su demanda de mercado).

Se resalta que, a la fecha, la definición de la actividad de AGPE incluida en la Ley 1715 de 2014 y desarrollada en el Decreto 348 de 2017 no han sido modificadas, y, en consecuencia, solo a esta actividad económica le es aplicable el Crédito de Energía.

Finalmente, el Autogenerador y Productor Marginal remoto, son actividades económicas creadas a través del Decreto 1403 de 2024, su regulación es el objeto de análisis del presente documento, al igual que el proyecto de Resolución CREG 701 091 de 2025 y el Documento CREG 901 195 de 2025. Mas adelante se recordará la propuesta en consulta a través de la anterior proyecto normativo.

1.2 Productor Marginal

El numeral 14.15 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994, modificado por la Ley 689 de 2001, define al productor marginal como::

14.15. PRODUCTOR MARGINAL, INDEPENDIENTE O PARA USO PARTICULAR. *Es la persona natural o jurídica que utilizando recursos propios y técnicamente aceptados por la normatividad vigente para cada servicio, **produce bienes o servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos para sí misma o para una clientela compuesta exclusivamente por quienes tienen vinculación económica directa con ella o con sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal.***

Adicionalmente, la Ley 142 de 1994 establece la obligación que tiene quien tome la decisión de ejercer como productor marginal:

ARTÍCULO 16. APLICACIÓN DE LA LEY A LOS PRODUCTORES DE SERVICIOS MARGINALES, [INDEPENDIENTE] O PARA USO PARTICULAR. *Los productores de servicios marginales o para uso particular se someterán a los artículos 25 y 26 de esta Ley. Y estarán sujetos también a las demás normas pertinentes de esta Ley, todos los actos o contratos que celebren para suministrar los bienes o servicios cuya prestación sea parte del objeto de las empresas de servicios públicos, a otras personas en forma masiva, o a cambio de cualquier clase de remuneración, o gratuitamente a quienes tengan vinculación económica con ellas según la Ley, ó en cualquier manera que pueda reducir las condiciones de competencia. Las personas jurídicas a las que se refiere este artículo, no estarán obligadas a organizarse como empresas de servicios públicos, salvo por orden de una comisión de regulación. En todo caso se sobreentiende que los productores de servicios marginales independientes o para uso particular de energía eléctrica están sujetos a lo dispuesto en el artículo 45 de la ley 99 de 1993.*

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 8

En concordancia con lo anterior, la CREG tiene la facultad de establecer si dicha actividad se debe desarrollar bien sea a través de una empresa de servicios públicos o por personas naturales o jurídicas que produzcan servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos con la finalidad de ser suministrados con quienes se tiene vinculación económica directa con ella o con sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal.

Ahora bien, en un principio la Resolución CREG 084 de 1996 indicó al productor marginal (PM) que cumplieran las condiciones establecidas en el artículo 16 de la Ley 142 de 1994, sin establecer otras disposiciones. No obstante, dicha normativa derogado por la Resolución CREG 024 de 2015, por lo cual actualmente para el caso productor marginal (PM) convencional se aplica lo dispuesto en la ley.

En varios conceptos CREG se interpreta que, según esta norma, cualquier persona natural o jurídica, utilizando recursos propios y técnicamente aceptados por la normativa vigente, puede producir energía eléctrica, con las siguientes opciones:

- Para sí misma.
- Como subproducto de otra actividad.
- Para una clientela compuesta exclusivamente por quienes tienen vinculación económica directa con ella o con sus socios o miembros.

Según estas disposiciones, si la persona produce energía principalmente para sí misma, tendrá la calidad de autogenerador, según la definición del artículo 11 de la Ley 143 de 1994, y lo dispuesto en la Ley 1715 de 2014. Las reglas aplicables al autogenerador ya se han citado.

En el caso de que se trate de un proceso de producción de energía como subproducto de otra actividad, esto es, de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que haga parte integrante de la actividad productiva de quien las genera y que las destine al consumo propio o de terceros en procesos industriales o comerciales, la Comisión ha entendido de que se trata de cogeneración.

En este caso, la regulación vigente define claramente las alternativas que tiene el cogenerador para la venta de los excedentes de energía se encuentran definidas en la Resolución CREG 005 de 2010. Según esta resolución el cogenerador puede suscribir un contrato de venta con un comercializador que destine la energía a usuarios no regulados, con los cuales el cogenerador puede tener o no, una vinculación económica directa. También puede vender por medio de contratos a la demanda regulada a un comercializador por medio de la Resolución CREG 130 de 2019.

Adicionalmente, la energía excedente debe ser entregada al sistema de transmisión nacional (STN), al sistema de transmisión regional (STR) o al sistema de distribución local (STR) conforme con las reglas establecidas para la conexión de los cogeneradores y comercializada siguiendo la regulación establecida por esta Comisión.

Para el tercer caso, en que la persona natural o jurídica que genera energía utilizando sus propios recursos y la destina para una clientela compuesta exclusivamente por quienes tienen vinculación económica directa con ella o con sus socios o miembros, la comisión abordó su análisis en el proyecto de Resolución CREG 701 091 de 2025 y como resultado de los comentarios recibidos,

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 9

el desarrollo regulatorio se concentrará el desarrollo del Productor Marginal Remoto (PMR) en cumplimiento del Decreto 1403 de 2024.

En consecuencia, el PMR le aplicarán las normas que rigen la actividad de quienes generan energía para entregarla al SIN y que por tanto la deben comercializar a través de un agente comercializador del Mercado de Energía Mayorista (MEM) como se explicaran más adelante.

1.3 Comunidades energéticas

Las reglas propuestas que expidió la Comisión sobre comunidades energéticas plantean que una comunidad de usuarios puede unirse y realizar la actividad de autogeneración colectiva (Resolución CREG 101 072 de 2025).

En cuanto a las reglas, se aplica la Resolución CREG 174 de 2021 o 075 de 2021 por punto de conexión.

A diferencia de esta norma, las reglas de autogeneración colectiva permiten que los usuarios puedan estar ubicados en diferentes sitios y compartir excedentes en un mismo mercado de comercialización.

En cuanto a otras normas aplica:

- El artículo 235 de la Ley 2294 de 2023
- Resolución UPME 501 de 2024
- Resolución MME 40136 de 2024
- Decreto 2236 de 2023
- Resolución MME 40 509 de 2024

De lo anterior se observa que una comunidad energética (CE) se fundamenta en otras disposiciones legales y lineamientos de política pública; por lo tanto, no serán considerados en las propuestas de autogeneración remota o productor marginal.

En todo caso, con ocasión de los comentarios al proyecto de Resolución CREG 701 091 de 2025, que considero que los Autogeneradores Colectivos y Generadores Distribuidos Colectivos usaran el procedimiento de conexión de la Resolución CREG 174 de 2021, esto permanecerá y se incluirá en la presente norma.

Así mismo, se observa que, para capacidades menores a 5 MW, los solicitantes podrán elegir entre ser un AC de un único usuario o ser un AGR. La Res. CREG 101 072 de 2025 no limita lo anterior y en caso de aplicación de AC de un único usuario se deberán elevar las consultas al MME y sus reglamentos de conformación.

1.4 Decreto 1403 de 2024

El Decreto 1403 de 2024 expedido por el Ministerio de Minas y Energía, modificó la Sección 4 del Capítulo 2, Título III Sector de Energía Eléctrica, Parte 2, Libro 2 del Decreto número 1073 de

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 10

2015, incorpora en el ordenamiento jurídico colombiano los lineamientos de política energética en materia de autogeneración, producción marginal y autogeneración remota.

Entre los lineamientos existen tres (3) que le fijaron un plazo de tres (3) meses a la Comisión para llevar a cabo su análisis y colocarlo a disposición de la ciudadanía. Estos son:

ARTÍCULO 2.2.3.2.4.1:

(...) ARTÍCULO 2.2.3.2.4.1. *Simetría en las condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores, autogeneradores y productores marginales. Al emitir la regulación para la entrega de excedentes al Sistema Interconectado Nacional (SIN), o para el consumo de energía desde el SIN por parte de los autogeneradores o por parte de los productores marginales, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) asegurará que apliquen las mismas reglas, incluyendo las condiciones de conexión y demás trámites ante la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), comparables a los de una planta de generación con Capacidad Efectiva Neta similar en cuanto a la cantidad de energía que entrega a la red. Lo anterior abarca los derechos, costos y responsabilidades asignados en el reglamento de operación, reportes de información, condiciones de participación en el mercado mayorista, en el despacho central y en el esquema de cargo por confiabilidad, entre otros.*

(...) PARÁGRAFO 3. **Dentro de los tres (3) meses siguientes a la publicación del presente decreto, la CREG analizará la pertinencia, evaluará y definirá la metodología para la aplicación o no de los cargos por concepto de CERE, FAZNI y/o de otros componentes adicionales establecidos en el mercado, cuando así corresponda. Estos cargos no aplicarán para los autoconsumos de los autogeneradores que utilicen o no las redes del SIN o de ZNI, o para la energía generada por productores marginales, que usen o no las redes del SIN o de ZNI, y que dicha energía sea usada para sí mismos o para una clientela compuesta principalmente por quienes tienen vinculación económica directa con ella o por sus socios o miembros, en sitios distintos a los de producción, o localmente, independientemente de su capacidad.** (...)

Subrayado fuera de texto

ARTÍCULO 2.2.3.2.4.2:

(...) ARTÍCULO 2.2.3.2.4.2. *Contrato de respaldo. Los autogeneradores a gran escala y los productores marginales deberán suscribir un contrato de respaldo con el operador de red o el transportador al cual se conecten. Este contrato será diseñado por los operadores de red o por los transportadores, según corresponda y serán contratos tipo y deberán publicarse en las páginas web de las respectivas empresas. Los autogeneradores a pequeña escala podrán suscribir contrato de respaldo con el operador de red o el transportador al cual se conecten, en los términos que para ello defina la CREG.*

Dentro de los tres (3) meses siguientes a la publicación del presente decreto, la CREG emitirá los lineamientos e indicará el contenido mínimo que se tendrán en cuenta para el diseño de estos contratos tipo, y establecerá una metodología para calcular los valores máximos permitidos para remunerar la disponibilidad de respaldo en la distribución y en la transmisión en el SIN (...)

ARTÍCULO 2.2.3.2.4.4.1:

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 11

(...) ARTÍCULO 2.2.3.2.4.1. Mecanismos de promoción. La CREG, dentro de los tres (3) meses contados a partir de la publicación de este decreto, evaluará la pertinencia de que el autogenerador y el productor marginal puedan participar en los mecanismos del cargo por confiabilidad y la remuneración de servicios complementarios (...)

En cuanto a los análisis o necesidades de regulación sin plazo determinado, tenemos dentro del mismo artículo 2.2.3.2.4.1. citado anteriormente:

(...) PARÁGRAFO 1. Lo dispuesto en este artículo también aplicará a la energía que los autogeneradores entreguen al SIN para su consumo propio en sitios distintos a los de producción, y la que entreguen los productores marginales al SIN para sí mismos o para una clientela compuesta principalmente por quienes tienen vinculación económica con ella o por sus socios o miembros en sitios distintos a los de producción. La CREG regulará los aspectos operativos y comerciales en este aspecto. (...)

(...) PARÁGRAFO 2. (...). La CREG evaluará la pertinencia en la aplicación o no del pago del cargo de Transmisión (T) en aquellos casos donde la energía producida y el consumo se encuentren en el mismo Sistema de Distribución Local (SDL) o en el mismo sistema de Transmisión Regional (STR) o que en general no utilicen dicho sistema (...)

Así mismo, el Decreto 1403 de 2024 creo nuevos parámetros para ser considerado autogenerador o productor marginal de forma remota (artículo 2.2.3.2.4.3.), incorporando en el ordenamiento jurídico que en el ejercicio de dichas actividades se autoriza usar los activos del SIN, y a su vez, consumir la energía generada en sitios distintos a los de producción.

En consecuencia, esta Comisión entiende que se ha incorporado dos nuevas actividades económicas, que llamaremos en este documento como autogenerador (AG) remoto, que se entiende como la actividad de entregar energía por parte de ese usuario con algún equipo de generación en un punto de la red y que dicha energía pueda usarse de alguna forma para el consumo del mismo usuario en el lugar donde se encuentra conectado (distinto de lugar donde se encuentra la generación).

Alineado a lo anterior, se entiende que se está la reglamentando la definición de la Ley 142 de 1994 para el productor marginal remoto (PMR), en el sentido de permitir que un vinculado económico se beneficie de forma remota de su generación (distinto de lugar donde se encuentra la generación).

En la siguiente figura vemos lo anterior subrayado:

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 12

Definición previa: ARTÍCULO 2.2.3.2.4.4. PARÁMETROS PARA SER CONSIDERADO AUTOGENERADOR. El autogenerador de energía eléctrica deberá cumplir cada uno de los siguientes parámetros: 1. La energía eléctrica producida por la persona natural o jurídica se entrega para su propio consumo, sin necesidad de utilizar activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional y/o sistemas de distribución. 2. La cantidad de energía sobrante o excedente puede ser superior en cualquier porcentaje al valor de su consumo propio. 3. El autogenerador deberá someterse a las regulaciones establecidas por la CREG para la entrega de los excedentes de energía a la red. Para lo anterior el autogenerador a gran escala deberá ser representado ante el mercado mayorista por un agente comercializador o por un agente generador. 4. Los activos de generación pueden ser de propiedad de la persona natural o jurídica o de terceros y la operación de dichos activos puede ser desarrollada por la misma persona natural o jurídica o por terceros.	Definición actualizada: Se crea la AG y PM remota ARTÍCULO 2.2.3.2.4.3. PARÁMETROS PARA SER CONSIDERADO AUTOGENERADOR O PRODUCTOR MARGINAL. Para ser considerado autogenerador o productor marginal de energía eléctrica se deben cumplir los siguientes parámetros: 1. La energía eléctrica producida por la persona natural o jurídica <u>podrá utilizar los activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y/o los sistemas de distribución para su propio consumo en el caso de los autogeneradores, para sí mismos, o para el consumo de personas con las que tiene vinculación económica directa o con sus socios o miembros en el caso de los productores marginales, en sitios distintos a los de producción.</u> 2. La cantidad de energía sobrante o excedente podrá superar en cualquier porcentaje al valor de su consumo propio. 3. Cumplir con la regulación establecida por la CREG cuando: (i) hagan uso del SIN para la entrega de los excedentes; (ii) para el consumo de energía adicional a la autogenerada; (iii) <u>para el consumo de la energía autogenerada en sitios distintos a los de producción</u>, o en el caso de los productores marginales, para sí mismos, para el consumo de personas con las que tiene vinculación económica directa, y/o con sus socios o miembros. 4. El autogenerador a gran escala o el productor marginal a gran escala deberá ser representado ante el mercado mayorista por un agente comercializador o por un agente generador. 5. Los activos de generación pueden ser propiedad de la persona natural o jurídica o de terceros, y la operación de dichos activos puede ser desarrollada por la misma persona natural o jurídica o por terceros.
---	---

Ilustración 2 Esquema anterior y actual de autogeneración y productor marginal

Se tienen las siguientes conclusiones del Decreto 1403 de 2024:

- a. Se modifica el alcance de la actividad de autogeneración permitiendo entregar energía para el consumo en un sitio distinto de donde se produce.
- b. Se reglamenta la definición de productor marginal de la Ley 142 de 1994 permitiendo que la energía producida pueda usarse en sus vinculados ubicados en sitios distintos.
- c. En el artículo 2.2.3.2.4.1. se solicita que la CREG debe regular los aspectos comerciales y operativos de la AG y PM cuando la producción se hace en sitios distintos y el análisis de la aplicación o no del cargo de transmisión “T” del CU (no tiene plazo)
- d. En el artículo 2.2.3.2.4.1. se solicita que la CREG debe analizar la aplicación del CERE, FAZNI, Transferencias del Sector Eléctrico y AGC para generadores y los AG y PM (plazo 3 meses)
- e. En el artículo 2.2.3.2.4.4.1. se solicita que la CREG debe analizar cómo podrían participar en el cargo por confiabilidad y en servicios complementarios los AG y PM (plazo 3 meses)
- f. En el artículo 2.2.3.2.4.2 se solicita que la CREG debe regular el cargo de respaldo para AGPE (plazo 3 meses)

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 13

Sobre los artículos que establecen un plazo a la CREG, la misma cumplió con dicho objetivo mediante el análisis publicado en la Circular CREG 136 de 2025, la cual contiene la propuesta inicial del AG remoto, PM y PM remoto, así como el análisis de cargos en general y como pueden participar en el cargo por confiabilidad y servicios complementarios. El documento en línea se puede encontrar en el siguiente enlace:

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Circular_CREG_136_2025/

Por su parte, en regulación y análisis independiente, se analizará si dentro del contexto del Decreto 1403 de 2024 existirá aplicación en las Zonas No Interconectadas (ZNI). Esto será parte de otro marco regulatorio independiente de la presente resolución.

Ahora bien, sobre el tema solicitado en el artículo 2.2.3.2.4.2 (contrato de respaldo para AGPE), se publicó el proyecto de Resolución CREG 701 082 de 2025. Por lo tanto, dicho tema continuará su curso bajo ese proyecto normativo y no hará parte de este documento. El proyecto en consulta se puede encontrar en el siguiente enlace:

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_CREG_701_082_2025/

En todo caso, en este documento, si se establecen reglas sobre el cargo de respaldo solamente para armonizar la regulación, sin modificaciones de fondo sobre dicha metodología.

Por otra parte, el Decreto incluyó el siguiente lineamiento:

(...) ARTÍCULO 2.2.3.2.4.11. Liberación en las condiciones de participación de los autogeneradores y productores marginales que no inyectan excedentes de energía a la red. No se requerirá autorización de ningún tipo para la conexión al Sistema Interconectado Nacional o Redes en las Zonas No Interconectadas, ni tendrá distinción de gran o pequeña escala, ni límites de capacidad para cuando el autogenerador o el productor marginal no entregue energía a través de la red."
(...)

Sobre esta nueva condición para los AG y PM sin entrega de excedentes, el C.N.O. mediante los radicados CREG E2025001123 y E2024019245, resumió algunos aspectos y solicitó aclaración mediante concepto, advirtiendo de posibles riesgos operativos producto de la nueva reglamentación expedida por el MME, así:

✓ **Solicitud de concepto - 17 de diciembre de 2024**

(...) Se solicita precisar si el anterior artículo está vigente a partir de la fecha de publicación del Decreto 1403 de 2024 en el Diario Oficial, es decir, a partir del 22 de noviembre del año 2024 (...)

(...) Si la respuesta anterior es afirmativa, ¿significa que a partir del 22 de noviembre del 2024 opera la derogatoria tácita de las resoluciones CREG que contemplaban la exigencia

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 14

de requisitos técnicos aplicables a los autogeneradores conectados al Sistema sin entrega de excedentes? (...)

(...) Si la respuesta a la anterior pregunta es positiva, de manera atenta se solicita a MINENERGÍA y a la CREG, en su calidad de intérpretes naturales de la norma, precisar de manera detallada las normas sobre las que opera la derogatoria tácita; lo anterior es urgente y necesario para que el Consejo establezca la vigencia de los Acuerdos CNO que, por mandato regulatorio, hoy establecen requisitos para la entrada en operación comercial de los autogeneradores conectados al Sistema y sin entrega de excedentes. Es decir, es indispensable conocer los elementos específicos de la Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 038 de 2014, 080 de 1999, 060 de 2019, 148, 075 y 174 de 2021, y 101 011 de 2022 que se modifican y con que alcance (...)

(...) Para los proyectos que venían gestionando su ingreso a la red bajo los Acuerdos y la normatividad previa a la expedición del Decreto 1403 de 2024, ¿existe un régimen de transición aplicable?; si es así, ¿hasta que fecha aplican las condiciones previas al mencionado Decreto? (...)

(...) De otra parte, en el artículo 2.2.3.2.4.1 del mismo decreto, que trata sobre la simetría en las condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores, autogeneradores y productores marginales, se establece que al emitir la regulación para la entrega de excedentes al SIN, o para el consumo de energía desde el Sistema por parte de los autogeneradores o por parte de los productores marginales, la CREG asegurará que apliquen las mismas reglas, incluyendo las condiciones de conexión y demás trámites ante la Unidad de Planeación Minero Energética-UPME.

• Por lo anterior, se solicita su interpretación de los artículos 2.2.3.2.4.1 y 2.2.3.2.4.11, dado que, de la mera lectura, se entiende que hay una contradicción entre los mismos, debido a que un autogenerador consumiendo del SIN y sin entrega de excedentes, se puede enmarcar en los dos (2) artículos (...)

✓ **Advertencia de criterios técnicos y operativos y riesgos identificados - 11 de diciembre de 2024**

(...) La citada norma establece en su artículo 2.2.3.2.4.11, “Liberación en las condiciones de participación de los autogeneradores y productores marginales que no inyectan excedentes de energía a la red (...)

(...) Al respecto, se han identificado los siguientes riesgos operativos motivados por la expedición del citado Decreto:

- 1°. Pérdida de la trazabilidad de la integración de este tipo de recursos al sistema y sus usuarios
- 2°. Riesgo sistémico para el SIN por la ausencia total de cumplimiento de requisitos, como, por ejemplo, el levantamiento de la prohibición de las conexiones “tipo T”.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 15

- 3°. Incremento de la incertidumbre asociada a los pronósticos de la demanda, situación que podría originar congestiones de red y problemas de inestabilidad de frecuencia
- 4°. Demanda No Atendida adicional por la activación del Esquema de Desconexión de Carga por baja Frecuencia-EDAC
- 5°. Análisis operativos y de la expansión alejados de la realidad por la falta de información de los autogeneradores que no inyectan excedentes al SIN
- 6°. “Copamiento” más rápido de la capacidad de interrupción de las subestaciones del STN y STR, por incremento de las corrientes de cortocircuito que aportarían los autogeneradores convencionales y sincronizados con el SIN
- 7°. Encarecimiento en la prestación de los servicios estabilizadores del SIN, control de tensión y control de frecuencia, por la incertidumbre asociada a los consumos netos de los autogeneradores, y la no obligatoriedad de participar en dichos servicios, que implicarían una mayor programación de reservas
- 8°. Posibles limitaciones de generación de plantas instaladas en el SIN, dada la prioridad que podrían tener los autogeneradores o productores marginales.
- 9°. Riesgos para la operación segura y confiable del SIN debido al desconocimiento de la ubicación y falta de supervisión de los autogeneradores sin entrega de excedentes al Sistema. Asimismo, imposibilidad de llevar a cabo análisis posoperativos adecuados, debido a la ausencia de datos en tiempo real de esta clase de recursos.
- 10°. Posibles impactos económicos asociados a la remuneración de activos de conexión, ya que algunos de ellos podrían ser reconocidos como activos de uso debido al flujo en tránsito que se podría generar por la masificación de este tipo de conexiones y su tratamiento “diferencial”
- 11°. Riesgos asociados a la coordinación de protecciones, debido al aporte de corrientes de cortocircuito de autogeneradores sin entrega de excedentes conectados y sincronizados al Sistema. Es importante indicar que se podrían incrementar el número de eventos por aspectos asociados a la coordinación de protecciones
- 12°. Riesgos asociados al desempeño de los sistemas de protección por ausencia de requisitos mínimos de conexión, tales como pruebas, protocolos, supervisión, redundancia, entre otros.

Adicionalmente, para el caso de los autogeneradores remotos con entrega de excedentes, se identifican riesgos relacionados con el agotamiento de la capacidad de transporte, necesidades adicionales de expansión por parte de la UPME y los Operadores de Red, al igual que un posible impacto para la confiabilidad del SIN por la incertidumbre asociada a las reglas de participación de los autogeneradores en el cargo por confiabilidad.

Asimismo, existe incertidumbre acerca si el Decreto pudiese estar derogando tácitamente aspectos de las Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 038 de 2014, 080 de 1999, 060 de 2019, 148, 075 y 174 de 2021, y 101 011 de 2022, y los Acuerdos CNO que reglamentan desde los aspectos técnicos dicha normatividad, e inclusive, el mismo Reglamento de Instalaciones Eléctricas-RETIE, en contra de la seguridad de las personas

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 16

Finalmente, se debe resaltar que el artículo 2.2.3.2.4.1, simetría en las condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores, autogeneradores y productores marginales, establece que al emitir la regulación para la entrega de excedentes al SIN, o para el consumo de energía desde el Sistema por parte de los autogeneradores o por parte de los productores marginales, la CREG asegurará que apliquen las mismas reglas, incluyendo las condiciones de conexión y demás trámites ante la Unidad de Planeación Minero Energética-UPME; es decir, entendemos que los artículos 2.2.3.2.4.1 y 2.2.3.2.4.11 se contradicen abiertamente debido a que un autogenerador consumiendo del SIN y sin entrega de excedentes, se puede enmarcar en los dos (2) artículos. (...)

En ambos casos, puesto que esta Comisión no tiene dentro de sus funciones interpretar las normas expedidas por otras entidades, y en ese orden de ideas, en virtud de lo dispuesto en el artículo 21 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, se dio traslado de la consulta al Ministerio de Minas y Energía para lo pertinente (radicado CREG S2024011477).

Adicionalmente la CREG, mediante radicado S2025000196, solicitó al MME otras particularidades de aclaración sobre el citado Decreto, en los cuales se incluye el citado artículo 2.2.3.2.4.11 y otros temas de articulación de la norma para tener reglas que sean claras y aplicables.

Posteriormente se recibe respuesta del concepto solicitado al MME, para lo cual envían y adjuntan el concepto No. 2-2025-006029, del cual se resalta:

(...) La seguridad operativa del sistema requiere que el Operador de Red tenga visibilidad y control sobre todos los elementos conectados que puedan afectar la operación del sistema. (...)

(...) La ausencia de procedimientos de evaluación y autorización podría resultar en conexiones no monitoreadas que comprometan la capacidad del operador para mantener las condiciones seguras de operación del sistema (...)

*(...) No puede desconocerse que los artículos 33 y 34 de la Ley 143 de 1994 disponen que la operación del SIN debe realizarse bajo criterios de calidad, seguridad y confiabilidad. **Esto implica que cualquier conexión al sistema, independientemente de si se entregan o no excedentes, debe cumplir con los reglamentos técnicos y operativos establecidos por la regulación y los respectivos procedimientos asociados a la conexión.** (...)*

*(...) Es particularmente relevante destacar que la Ley 143 otorga al Estado la responsabilidad de asegurar una operación eficiente, segura y confiable en todas las actividades del sector eléctrico, **lo cual fundamenta la necesidad de que incluso los autogeneradores y productores marginales que no entreguen excedentes deban cumplir con las disposiciones técnicas y operativas del sistema, pues su conexión impacta directamente en la estabilidad y seguridad de la red** (...)*

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 17

(...) De esta manera, todas las entidades y empresas del sector interesadas en el desarrollo de autogeneración o producción marginal sin entrega de excedentes deberán ceñirse a la regulación, reglamentos y procedimientos establecidos por las diferentes autoridades del sector en el marco de sus competencias. (...)

Lo anterior será objeto de análisis en este documento para la parte de la propuesta de los recursos que no entreguen excedentes como se ilustrará más adelante.

1.5 Resolución CREG 701 091 de 2025

En el documento soporte de la Resolución CREG 701 091 de 2025 se realizó todo el diagnóstico y legal de lo considerado por la CREG para expedir la regulación asociada al AG remoto y el PMR, incluyendo el diagnóstico realizado en la Circular CREG 136 de 2025.

El proyecto de Resolución y su documento soporte pueden encontrarse en:

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_CREG_701_091_2025/

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_CREG_701_091_2025/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_CREG_701_091_2025.pdf

En resumen, el análisis y la propuesta consultada concluyeron que:

I. Elementos de Ley y consideraciones

- a) En atención a las herramientas de intervención establecidas en la Ley 142 de 1994, en el marco de lo dispuesto en los artículos 334, 336, y 365 a 370 de la Constitución Política, para la incorporación en la regulación de las medidas instruidas en el Decreto 1403 de 2024, la CREG debe atender especialmente:
- Que se cumpla con la finalidad de “Establecer un régimen tarifario proporcional para los sectores de bajos ingresos de acuerdo con los preceptos de equidad y solidaridad.” en cumplimiento del numeral 2.9. artículo 2 de la Ley 142 de 1994.
 - Que se garantice “el Respeto del principio de neutralidad, a fin de asegurar que no exista ninguna práctica discriminatoria en la prestación de los servicios.” en cumplimiento del numeral 3.9. artículo 3 de la Ley 142 de 1994.
 - Que el régimen tarifario mantenga incorporados sus criterios, entendiendo que “Por neutralidad se entiende que cada consumidor tendrá el derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que cualquier otro si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 18

tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus necesidades.” en cumplimiento del numeral 87.2 artículo 87 de la Ley 142 de 1994.

- b) Las actividades de AGPE, AGGE, AC, AGR y PMR, u otras actividades, son actividades independientes, por lo que no se podrán ser ejercer de forma simultánea, es decir, son excluyentes. Esto pues obedecen a reglas comerciales distintas.
- c) La Ley 1715 de 2014 permitió la aplicación del Crédito de Energía directamente sobre el AGPE que usen FNCER. No existen otro tipo de figuras que puedan aplicar crédito de energía.
- d) El PMR es el único que tiene equipos de generación con excedentes. Sus usuarios VE no tienen activos de generación con excedentes.
- e) El Decreto 1403 de 2024 establece que se tiene que tener simetría en las condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores, esto se tuvo en cuenta para las reglas de conexión y operación de los activos de generación asociados al AGR y PM. Lo anterior está en línea con las Leyes 142 y 143 de 1994.
- f) El cargo T no puede ser exonerado en su cobro, puesto que se constituye una subvención a los usuarios grandes que incrementaría la tarifa al resto de usuarios que no son autoprodutores y dado que:

- ✓ Indiferentemente de que el AGR o el PMR este o no generando, siempre el usuario asociado a estos obtiene la energía para su consumo haciendo uso de la red, por lo cual obtiene un respaldo de energía de la misma en forma continua.

Esto indica que las redes en general siempre sirven como elemento de confiabilidad, pues es uno de los elementos por medio de los cuales se garantiza el transporte de la energía hacia la demanda.

- ✓ El principio de neutralidad establece que cada consumidor tendrá el mismo tratamiento tarifario (Ley 142 de 1994)
- ✓ El pago del componente T del CU se da por la construcción de redes para respaldar la demanda, donde todos los usuarios consumen, incluso para respaldar a los usuarios asociados a un AGR o un PMR para sus actividades en todo momento.
- ✓ El no pago (exclusión de su pago) del componente T del CU u cualquier otro componente genera que se recaude un mayor valor a los usuarios que no son autoprodutores, dado que se disminuye la demanda entre la cual se tiene que recoger el dinero.
- ✓ Para establecer dicha exoneración, la CREG carece de facultades, pues para el usuario que es autoprodutor seria semejante a excluirlo de un pago directo por el uso de activos de terceros, lo que se podría interpretar como la creación de una subvención dirigida al autoprodutor y que es asumido por otros usuarios sin la capacidad de

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 19

autoabastecerse (en estos últimos aplicaría semejante a contribución). (artículo 338 Constitución Política y artículo 89 de la Ley 142 de 1994). En consecuencia, se estaría aplicando un trato diferencial en detrimento de la demanda.

- ✓ La Ley 1715 de 2014 creó expresamente una subvención para los usuarios AGPE sobre los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán, mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, y con este fundamento, se emitió la Resolución CREG 030 de 2018 y 174 de 2021. En todo caso, la CREG tiene la facultad de definir los términos y reglas de dicho crédito, cuando se observe afectación a la demanda.
 - ✓ Para llegar a considerarse la exoneración del pago del componente T del CU para algunos usuarios, en su mayoría de grandes consumos y con poder adquisitivo, debe mediar una ley que habilite a la CREG realizar un trato diferencial, de tal manera que no incumpla con sus funciones y la aplicación de criterios tarifarios establecidos en la Ley 142 de 1994.
- g) Los cargos que aplican a generadores son aquellos que son variables y que se necesitan por una orden de Ley¹ o para remunerar algún servicio, estos son: Costo equivalente real en energía del cargo por confiabilidad (CERE), contribuciones con destinación específica al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI), las transferencias establecidas en el artículo 54 de la Ley 143 de 1994 y la Ley 99 de 1993, así como, el costo unitario por la prestación del servicio de AGC. En el documento 901 171 de 2025 asociado a la Circular CREG 136 de 2025 se analizan y describen cada uno de estos cargos con su origen.

Existen otros cargos que aplican a agentes del MEM, pero que son por concepto de funcionamiento de las entidades o empresas creadas por la Ley o por la regulación; por lo tanto, son necesarios para la existencia y adecuado funcionamiento del mercado, por ejemplo, algunos que se regulan en CREG son para cubrir los costos del funcionamiento de: CREG, CND y ASIC. Siempre que cualquier usuario o recurso se conecte al SIN, estos no se pueden exonerar.

Así mismo pueden existir otros cargos de funcionamiento que no se pueden exonerar, por ejemplo, el que tiene relación con la existencia de la Superintendencia de Servicios

¹ Los cargos de generación por concepto de CERE, FAZNI y/o de otros componentes adicionales establecidos en el mercado están diseñados con fundamento en las Leyes: 142 y 143 de 1994 (CERE, AGC y Transferencia del Sector Eléctrico); 633 de 2000 y 173 de 2015 (FAZNI); 99 de 1993, 142 de 1994, 1930 de 2018, 1955 de 2019 y 2294 de 2023

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 20

Públicos Domiciliario (SSPD) y que es directamente creado por las Leyes 142 y 143 de 1994, igual que el aporte para la CREG².

Así las cosas, a los agentes que representen a un AG o un PM o un PMR (ampliado en este documento en su aplicación), siempre le aplicarán estos cargos u otros no especificados en este documento de funcionamiento del sector de energía, pues siempre usan la red, inyectan energía, les aplican las reglas de liquidación, les facturan, son vigilados, inciden en la expansión del sistema, e inciden en la operación y coordinación de la operación del sistema para una operación segura confiable y económica como lo establecen las Leyes 142 y 143 de 1994, entre otros aspectos.

Por lo anterior, se encuentra inviable exonerar o crear exenciones al pago de los anteriores conceptos para los usuarios autogeneradores o productores marginales, esto debido a su origen legal y la ausencia de facultades por parte de la CREG con forme los establecido en los artículos 150, 154 y 338 de la Constitución Política, así como en aplicación de los fines de la intervención estatal y los criterios tarifarios para definir la regulación establecidos en la Ley 142 de 1994.

Caso del CERE

Aunque el CERE sea el sustituto del cargo por capacidad creado por la Ley 142 de 1994, se encuentra en el segundo análisis (Res. CREG 071 091 de 2025) que existe una posibilidad en la cual si no se afecta la demanda y si el comercializador está dispuesto lo gestione e incluya en sus propios costos operativos, esto a su propia decisión, como lo explicamos a continuación.

Justificación:

El principio buscado es no afectar a la demanda. La propuesta buscó que el comercializador no cobrara el CERE al usuario por la cantidad de energía producida que igualara la demanda, a su vez el comercializador debía gestionar dicho riesgo y descuento por su propia cuenta, analizando si le era posible tal figura, esto sin otro tratamiento específico en el MEM. Es decir, se consultó si el comercializador estaría dispuesto a no cobrar el CERE por la cantidad de energía citada y aplicar la figura de AG remota o PM, asumiendo y gestionando dicho pago por su cuenta. En cuanto al agente generador se le continuaría recaudando el CERE conforme el anexo 8 de la Res. CREG 071 de 2006 sin diferencia.

2 Las leyes 142 y 143 de 1994 le asignan a la CREG la función de regulación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, y el ejercicio de las actividades de estos sectores, para asegurar la prestación eficiente, continua, confiable y de calidad de estos servicios y la disponibilidad de una oferta energética eficiente. Con el fin de recuperar los costos del servicio de regulación que presta la Comisión, las citadas leyes crearon una tasa parafiscal de contribución especial de regulación que se debe liquidar y cobrar cada año, conforme a las reglas que establecen los artículos 85 de la Ley 142 y 22 de la Ley 143 de 1994. Lo dispuesto en las leyes 142 y 143 de 1994 y 689 de 2001 son aplicables a quienes ostenten la calidad de personas prestadoras de servicios públicos domiciliarios y aquellas que en general realicen actividades complementarias a los mismos.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 21

Para justificar la propuesta la anterior, se tuvo en cuenta que cuando un usuario AG convencional (punto de excedentes y carga en el mismo sitio) tiene un equipo de generación a nivel interno hace que el sistema vea una demanda variable y menor. Esto es, la demanda del usuario refleja las situaciones de que el equipo de generación interno este en mantenimiento, averiado y también sus fluctuaciones de energía, obteniendo una demanda variable vista desde el sistema. Dicha demanda variable es la que tiene en cuenta la UPME para realizar sus análisis de expansión y que es la misma que observa el CND. Por lo tanto, con esto se construyen pronósticos de demanda desde la UPME y también desde el CND para la planeación de la operación del sistema aplicando el Código de Operación. Así mismo, cuando un usuario se conecta al sistema se tiene en cuenta su carga total (Resolución CREG 075 de 2021), esto para poder darle garantía en todo momento de que la infraestructura de red puede asumir su tamaño, incluso cuando su planta este indisponible. En todo caso, esto es de infraestructura eléctrica (activos de uso).

Ahora bien, por el lado energético, la demanda que proyecta la UPME es la que tiene en cuenta la CREG para determinar los balances de ENFICC y la que se usa en los análisis para convocar o no a subastas de expansión, lo cual finalmente se refleja en el CERE (con el cual se remuneran las OEF). Dicha demanda está afectada por la demanda variable de todos los usuarios autogeneradores. Dado lo anterior, cuando un usuario AG convencional toma más energía de la red de la que usualmente consume, se somete al sistema a cubrir un riesgo no esperado en forma energética y que se vuelve crítico en periodos de escasez.

Para los autogeneradores a gran escala se tiene una aplicación para ese margen no esperado de consumo, para lo cual en periodos de escasez el usuario se compromete a comportarse de forma usual, con base en una Línea Base de Consumo - LBC; caso contrario, si su consumo supera la LBC, el usuario debe asumir el costo de su consumo al precio de bolsa (artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015). Con esto no se trasladan ineficiencias al resto de la demanda.

Lo anterior ocurre porque el sistema “compro o adquirió” un seguro en OEF en las subastas de expansión del Cargo por Confiabilidad que cubrían hasta lo que normalmente consume el usuario con autogeneración interna.

Si observamos un usuario AG remoto o los usuarios VE del PMR, y se le aplica el análisis anterior, podría “asemejarse” que la generación entregada horariamente al sistema reduce la demanda vista por la UPME y CND y que “energéticamente” reduciría el seguro en OEF que se tendría que adquirir. En ese sentido, la energía entregada horariamente podría ser comparada con el consumo horario para determinar un tratamiento en que no les cobren el CERE solo por la parte del consumo asociado a la producción horaria de AG, pero esto es solo a nivel de relación usuario comercializador sin transferir dicho costo a otros usuarios.

II. Elementos Técnicos y Operativos

- a) En caso de la conexión de un usuario potencial que pretenda posteriormente ser parte o estar asociado a un AGR o un PMR, con el fin de recibir la aprobación de su conexión como usuario, se deberá aplicar primero las disposiciones establecidas en la Resolución

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 22

CREG 075 de 2021, considerando que para conexiones al STN o STR aplican las reglas para proyectos clase 1 y para conexiones al SDL aplican la reglas para proyectos clase 2.

- b) Al activo de generación usado por el AGR o el PMR le aplican los procedimientos de conexión y operación de que tratan las Resoluciones CREG 075 y 174 de 2021, 025 de 1995 y 070 de 1998, y, según corresponda, en las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y todos aquellos aspectos del Reglamento de Operación conforme si es o no despachado centralmente.
- c) En caso de un PM con redes privadas para conexión de usuarios, estas son acuerdo entre las partes, pero deben construirse garantizando una operación segura y confiable.
- d) Todo activo de generación sin excedentes también le aplica el proceso de conexión. Pues se deben verificar requisitos técnicos para no causar una operación no segura y no confiable.
- e) Todo punto eléctrico con transferencia de energía debe cumplir Código de Medida.
- f) Pérdidas de energía se aplican conforme la Res. CREG 024 de 1995.
- g) Cargo por respaldo, energía reactiva, calidad del servicio y regla de indisponibilidad de red que obstruya la entrega de energía será conforme la regulación vigente.
- h) El AGR y el PMR tienen una única frontera de generación con entrega de energía al STN, STR o SDL.

III. Elementos Comerciales

- a) A toda la energía entregada al sistema y ante el mercado mayorista de energía le aplican las mismas reglas del MEM.
- b) En el mercado minorista en la relación entre el usuario asociado al AGR o PMR-comercializador-generador aplican un balance de cuentas por periodo facturado. Se tiene en cuenta la energía entregada y consumida para restar el CERE por la energía entregada que iguale el consumo horariamente, pero esto es solo a nivel de facturación entre las partes sin afectar transacciones en el MEM.
- c) Una persona natural o jurídica que tenga varias fronteras comerciales podrá usar un solo activo de generación para aplicar la facturación neta anterior en cada frontera comercial.
- d) Los usuarios asociados a un AGR y un PMR son tratados como usuarios no regulados
- e) Para comercializar energía a los usuarios VE, se deberá ser representado por un agente comercializador.
- f) El PMR debe demostrar vinculación económica con los usuarios que estén asociados al mismo.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 23

IV. Cargo por Confiabilidad

- a) Opción 1: Aplicaran las metodologías vigentes. Se obtiene ENFICC de referencia.
- b) Opción 2: tener datos de 10 años registrados de generación. Se obtiene ENFICC de referencia
- c) Se deben tener al menos 1 año de la medida del consumo bruto. En el consumo bruto se tienen en cuenta todos los posibles consumos que se tengan, para lo cual incluso se tienen en cuenta recursos de generación sin excedentes.
- d) A la ENFICC de referencia se le resta el consumo bruto y obtienen la ENFICC de participación.
- e) El usuario asociado al ARG o PMR, asignado con OEF, antes del inicio de vigencia deberá constituirse como ESP en calidad de agente generador y deberá pasar la planta al despacho central.
- f) Solo podrán participar plantas existentes y se actualizará la ENFICC anualmente.
- g) Ante un primer incumplimiento se ejecutan garantías y no podrán volver a participar.
- h) En este primer análisis se consideró que tuvieran OEF y al tiempo el tratamiento del CERE como usuarios, lo cual se reevalúa con ocasión de los comentarios recibidos.
- i) Se consideran solamente recursos existentes para su participación en el CxC

V. Generación de Seguridad

- a) Cuando son despachados centralmente, usan las mismas reglas.
- b) Cuando no son despachados centralmente:
 - Deben ser recursos de generación con capacidad instalada o nominal mayor a 5 MW.
 - Cumplir con un tiempo mínimo de generación sostenida de 30 minutos
 - Declararán precio de oferta y una disponibilidad para tal servicio.
 - Cumplir con las pruebas y requerimientos técnicos que diseñe el C.N.O
 - Las consignas de activación deben ser transmitidas por el CND a través de una plataforma digital.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 24

- Para los recursos asignados y que efectivamente presenten el servicio se les pagará el servicio conforme el precio que hoy rige en el despacho por seguridad, Resolución CREG 034 de 2001. La remuneración se obtiene de la demanda.

VI. Armonización

- a) Se incluye proceso de conexión para recursos sin excedentes conforme al Decreto 1403 de 2024
- b) Se realiza un ajuste en Resoluciones CREG 174 de 2021 y 075 de 2021: ahora todo recurso en el sistema que tenga capacidad efectiva neta menor a 5 MW aplicaría procedimientos simplificados.
- c) Todos los recursos deberán declarar la capacidad instalada.

1.6 Resolución MME 40379 de 2025

De forma posterior a la publicación de la consulta realizada mediante la Resolución CREG 701 091 de 2025, el MME expidió la Resolución 40379 de 2025.

La citada resolución establece en su último artículo que las reglas son transitorias hasta tanto la CREG expida las reglas del Decreto 1403 de 2024, haciendo referencia al artículo 2.2.3.2.4.1 de condiciones simétricas de participación por la energía entregada en el MEM, sin diferenciación, lo cual está en línea con las Leyes 142 y 143 de 1994.

En el sentido anterior y bajo ese principio de simetría que está acorde con la Ley, la CREG decide continuar con las reglas propuestas de la Res. CREG 701 091 de 2025 que tienen dicho principio fundamental.

Por su parte, en el párrafo del artículo 4 se establece que la CREG **tendrá en cuenta** las reglas de la resolución MME 40379 de 2025, lo cual no genera una obligación.

El análisis de dichas reglas es el siguiente:

- a) Artículo 2 establece que

*Los autogeneradores remotos y productores marginales podrán hacer uso de las redes del SIN para consumir su propia Ma energía en sitios diferentes al de producción, sin perder por ello su calidad de autogenerador o productor marginal. A dichos agentes **se les aplicará la regulación técnica y económica vigente, así como las demás obligaciones establecidas en el Reglamento de Operación** aplicable a los generadores.*

Parágrafo 1. La energía transportada a través de las redes del SIN, para el autoconsumo de autogeneradores remotos y productores marginales no estará

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 25

sujeta a la aplicación de los cargos del Costo Equivalente Real de Energía (CERE) del cargo por confiabilidad de acuerdo con lo establecido en el parágrafo 3 del artículo 2.2.3.2.4.1 del Decreto 1073 de 2015, modificado por el Decreto 1403 de 2024.

Parágrafo 2. La energía que los autogeneradores remotos y productores marginales inyecten al SIN para consumo propio será tratada, para todos los efectos del despacho diario, como generación en la base y estará sujeta a todas las condiciones operativas establecidas en la regulación vigente, según la capacidad efectiva neta del autogenerador remoto o productor marginal.

Parágrafo 3. Los autogeneradores remotos y productores marginales que requieran usar las redes del SIN para consumir la energía que producen deberán declarar diariamente al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y al Centro Nacional de Despacho (CND), como mínimo, la siguiente información: i) disponibilidad de la planta de autogeneración para consumo en sitios diferentes al de producción; ii) excedentes de energía a inyectar al sistema por encima de su autoconsumo; ij) energía a consumir de la red diferente a su propia producción; y iv) toda la información requerida para la operación y la liquidación de la autogeneración y/o la producción marginal, establecida en el marco regulatorio vigente.

Parágrafo 4. El ASIC y/o el Comercializador respectivo según sea aplicable, liquidará todos los cargos a los que estarán sujetos los autogeneradores remotos y productores marginales que utilicen las redes del SIN para consumir su energía producida. Para el componente de generación (G), el ASIC y/o el comercializador tendrán en cuenta la diferencia entre la energía autogenerada y la energía consumida del mercado; las demás componentes tarifarias y cargos asociados a la prestación del servicio serán liquidados de acuerdo con lo dispuesto en la regulación vigente conforme a la energía medida en la respectiva frontera comercial de consumo.

Análisis:

Si bien se establece que a los agentes con autogeneradores o productores marginales les aplicará la regulación establecida para generadores, no se identifica regulación aplicable necesarias para la operación para dichos casos pues no están regulados. Así mismo, lo señalado en azul no está en línea con el Reglamento de Operación el cual aplica simétrico conforme la capacidad de los activos de generación y conforme a la Ley 142 de 1994.

Esto es, la regulación vigente aplicable a generadores no dispone de reglas que permitan garantizar o revisar la consistencia entre el consumo de usuarios con autogeneración o producción marginal, y la consideración de las características técnicas de las plantas en el Código de Redes y Reglamento de Operación. Surgen las siguientes particularidades:

- ¿cómo es el Despacho fraccionado del activo de generación para el despacho?,
¿cómo se usa en el despacho la energía en la operación para una parte para la

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 26

carga y otra parte para el sistema?. ¿cómo se decide que la planta si opera en el despacho? ¿qué requerimientos técnicos se deben declarar para decidir el despacho? ¿qué sucede si no se puede despachar la planta?

- No se encuentra establecido reglas para las desviaciones que se puedan presentar entre la generación para autoconsumo y la energía que finalmente el usuario requiere durante la operación.
- ¿cómo es el tratamiento ante eventos?
- ¿cómo es el tratamiento de inflexibilidades si las hay?
- ¿cómo son las reglas de su oferta, es fraccionada? ¿cómo con las reglas de su despacho, desviaciones y liquidación?.¿se declara una energía a consumir? ¿qué sucede si consume menos o más en tiempo real o no cumple con su programa de consumo?

En cualquier caso, la respuesta a estas preguntas es que genera un tratamiento asimétrico, pues la capacidad de la planta es única.

Por su parte, se considerarán reglas para desviaciones de consumo cuando se continúe con la Res. CREG 143 de 2021, pero serían usuarios tratados de forma independiente.

Sobre el párrafo 1, señalado en verde, se está teniendo en cuenta en la resolución definitiva bajo las consideraciones de análisis presentadas en el proyecto Res. CREG 701 091 de 2025 y con ocasión de los comentarios.

Sobre el párrafo 4, aunque tiene una relación similar con una de las propuestas de la Circular CREG 136 de 2025, esta se descartó en la Res. CREG 701 091 de 2025 pues se identificó que se puede estar aplicando un Crédito de Energía y así mismo el componente G es de común acuerdo entre las partes en el contrato entre usuarios no regulados. En la presente propuesta de este documento se mejora dicha alternativa, sin creación de créditos y solo involucrando al agente generador, sin afectar al comercializador. Esto se detallará más adelante.

b) Artículos 3 y 4 establecen:

ARTÍCULO 3. Registro de fronteras. *El registro de las fronteras de generación que sean usadas por los autogeneradores remotos y/o productores marginales remotos se realizará en las mismas condiciones que se establecen en la Resolución CREG 157 de 2011, como frontera de generación. De igual manera, deberán cumplir con todos los requisitos establecidos para las fronteras de generación en el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014, la Resolución MME 40024 de 2025 o aquellas que las modifiquen o sustituyan. Parágrafo. Las plantas de generación existentes que se conviertan para desarrollar actividades de autogeneración*

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 27

remota y producción marginal utilizando las redes del SIN podrán continuar usando la misma frontera registrada para la actividad de generación, previo aviso al ASIC de la modificación en el uso de la frontera.

ARTÍCULO 4. Retiro del mercado de energía mayorista de plantas de generación para ser destinadas a la autogeneración. Previo el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los artículos 14 al 16 de la Resolución CREG 071 de 2006 y demás normas aplicables, se podrán retirar del mercado las plantas que opten por modificar su uso para desarrollar actividades de autogeneración. El retiro de estas plantas del mercado no implicará su retiro del SIN con lo cual, sin cambiar el concepto de conexión, podrán conservar el punto de conexión ya autorizado y utilizar su capacidad de transporte para actividades de autogeneración remota utilizando el SIN, en el marco de lo establecido en el Reglamento de Operación y demás normas y resoluciones que le aplique

Las plantas de generación que se retiren del mercado y que se mantengan en operación para ser utilizadas para autogeneración remota utilizando las redes del SIN, deberán informar al CND y al ASIC siguiendo los plazos previstos en la regulación vigente para dicha novedad, además de informar a la Unidad de Planeación Minero — Energética (UPME). En consecuencia, la UPME, el CND y el ASIC ajustarán sus requisitos y procedimientos respectivos para poder reflejar el nuevo uso que se les dará a las plantas de generación que se retiren del Mercado de Energía Mayorista (MEM), para autogenerar energía en concordancia con lo dispuesto en el artículo 2 de la presente resolución y el Decreto 1403 de 2024,

Parágrafo. El Ministerio de Minas y Energía al evaluar los estudios de proyección de demanda que expida la UPME, podrá proferir lineamientos de política pública en procura del aseguramiento del abastecimiento de energía y que se limiten las afectaciones a la operatividad y sostenibilidad del SIN.

Sobre estos lineamientos se tienen los siguientes comentarios:

- Se desconoce el paso de cambio de agente generador, ¿cómo es ese proceso?
- Se permite que un agente generador se retire sin estar a paz y salvo de sus obligaciones con el sistema y no pierda el punto de conexión sin constituir una garantía de reserva conforme lo establece el artículo 22 de la Resolución CREG 075 de 2021. No es claro qué proceso aplicar. Ejemplo: retiro temporal en caso de que la frontera comercial no este activa. ¿Qué garantiza que no se presente el acaparamiento del punto de conexión en caso de suspender la operación comercial?
- La aplicación no distingue de la necesidad de estar a paz y salvo del agente que representaba la frontera inicialmente, ¿cómo se cumple la Res. CREG 156 y 157 de 2011? ¿Qué garantiza el pago de las obligaciones con el sistema?
- ¿qué regla se aplica para la salida del agente del mercado?
- ¿cuáles plazos son esos?: No existen

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 28

En esta propuesta se tiene en cuenta lo anterior, en el sentido de que se usaran las reglas vigentes para el cambio de representación de agente de la frontera comercial. Y Para conservar el punto de conexión sin aumento. Mas adelante se detallará la propuesta.

2. OBJETIVOS

Los objetivos de esta propuesta regulatoria se modifican respecto de la Resolución CREG 701 091 de 2025, esto con ocasión de los comentarios recibidos, de la siguiente forma:

- a) Desarrollar y regular los aspectos operativos y comerciales del AGR y PMR con posibilidad de atención a usuarios de forma remota conforme a los lineamientos del Decreto 1403 de 2024.
- b) Desarrollar y regular la opción de participación en el CxC de AGGE, AGR y PMR conforme a los lineamientos del Decreto 1403 de 2024

Otros objetivos: en el Documento Soporte de la Res. CREG 701 091 de 2025 ya se cumplieron con siguientes objetivos específicos:

- c) Realizar un diagnóstico de las Leyes y Decretos del régimen del servicio público de producción de energía eléctrica y autoproducción.
- d) Realizar un diagnóstico de la regulación actual para autogeneración.
- e) Realizar un diagnóstico de posibles alternativas que la regulación puede adaptar a las actividades de AG remota y PM cumpliendo con las Leyes y el Decreto 1403 de 2024.

3. PROBLEMA, CAUSAS Y CONSECUENCIAS

3.1 AG remoto y PMR

Sobre la discusión de un AIN y en específico de la identificación del problema, causas y consecuencias de la necesidad de regulación de los conceptos de AG remota y PMR, esta Comisión entiende que el Decreto 1403 de 2024³ goza de presunción de legalidad, y, en consecuencia, el Ministerio de Minas y Energía justificó y motivó su expedición⁴. Al revisar se encuentra que:

³ <https://normativame.minenergia.gov.co/normatividad/7081/norma/>

⁴ <https://normativame.minenergia.gov.co/loader.php?lServicio=Tools2&lTipo=descargas&lFuncion=descargar&idFile=7219>

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 29

Numeral 1 documento soporte Decreto 1403 de 2024

(...) Por su parte el numeral 14.15 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994 señala que se entiende por productor marginal, independiente o para uso particular, la persona natural o jurídica que utilizando recursos propios y técnicamente aceptados por la normatividad vigente para cada servicio, produce bienes o servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos para sí misma o para una clientela compuesta exclusivamente por quienes tienen vinculación económica directa con ella o con sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal. (...)

(...) La Ley 143 de 1994, define el autogenerador como aquel generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. (...)

(...) El artículo 1 del Decreto 381 de 2012, “Por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía”, establece como objetivos de dicho Ministerio, formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas del Sector de Minas y Energía. (...)

(...) El numeral 1 del artículo 5 de la Ley 1715 de 2014, define la Autogeneración como aquella realizada por personas naturales y/o jurídicas para atender sus propias necesidades. Así mismo, el artículo 8 dispuso que los excedentes de tal actividad pueden entregarse a la red de distribución en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), así como los lineamientos de política energética expedidos por el Ministerio de Minas y Energía para tal fin. En este contexto, se observa que no existe una restricción de tipo legal que impida promover la autogeneración remota en el país, de acuerdo con lo previsto sobre autogeneración. Ahora bien, según el literal a) del numeral 1 del artículo 6 de la Ley 1715 de 2014, es responsabilidad del Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía, establecer los lineamientos de política energética para la entrega de excedentes de autogeneración, tanto a pequeña como a gran escala, en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) (...)

(...) Que en virtud de lo dispuesto en el numeral 1 del artículo 2.2.3.2.4.4 del citado Decreto que dispone que: “la energía eléctrica autogenerada se entregará para su propio consumo, sin necesidad de utilizar activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional y/o sistemas de distribución”, impidiendo que los autogeneradores y los productores marginales, hagan uso de las redes del SIN para consumir su propia energía en sitios diferentes a donde se genera. (...)

(...) 1.2 Definición del problema

Para maximizar el uso de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), dentro del proceso de transición energética justa, es necesario que los autogeneradores y los productores marginales puedan utilizar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para consumir energía eléctrica en sitios diferentes a donde la producen.

1.3 Causa

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 30

La normatividad vigente establece que la energía producida por los autogeneradores y/o productores marginales solo puede utilizarse en los sitios donde se genera y que el uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional existiendo una restricción para la entrega de excedentes o para obtener respaldo, en el evento en que se requiera energía.

1.4 Consecuencias

En consecuencia, con el fin de promover la libre competencia, es pertinente habilitar las normas que rigen el sector eléctrico en materia de autogeneración y producción marginal, permitiendo a autogeneradores y generadores marginales utilizar los activos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para consumir energía eléctrica en sitios distintos a aquellos donde la producen, cumpliendo con las reglas comerciales y operativas del mercado.

Permitir el uso de las redes del SIN a los autogeneradores y/o productores marginales promovería el aprovechamiento de recursos energéticos primarios abundantes (p.e. radiación y viento) para el desarrollo de proyectos de autogeneración, principalmente a partir de FNCER, y utilizar esta energía en zonas geográficas distantes donde es más eficiente realizar la producción de bienes y/o servicios.

Así mismo, la modificación de la norma posibilitaría la participación de comunidades vulnerables ubicadas en zonas con poca disponibilidad del recurso energético primario a desarrollar proyectos de autogeneración cuya energía generada en sitios de abundancia energética podría ser aprovechada haciendo uso de las redes del sistema. Finalmente, se destaca que la implementación de esta medida contribuiría al despliegue de las Comunidades Energéticas. (...)

➤ Considerandos Decreto 1403 de 2024

Que mediante memorando 3-2024-035033 del 11 de octubre de 2024, la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales del Ministerio de Minas y Energía emitió concepto sobre la pertinencia de modificar y actualizar las disposiciones reglamentarias que regula la autogeneración y producción marginal de energía, con base en el siguiente sustento técnico:

(. . .) Para aprovechar las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), dentro del proceso de transición energética justa, es necesario que los agente (sic) y los productores marginales puedan utilizar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para consumir energía eléctrica en sitios diferentes a donde la producen.

(. ..) Actualmente el numeral 1 del artículo 2.2.3.2.4.4 del Decreto 1073 d4 2015 dispone que: (. ..) "la energía eléctrica autogenerada se entregará para su propio consumo, sin necesidad de utilizar activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional y/o sistemas de distribución". Lo anterior se constituye en una barrera regulatoria para que los autogeneradores puedan hacer uso de las redes del SIN para consumir su propia energía en sitios diferentes a donde se genera.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 31

(. . .) En consecuencia, la autogeneración y la producción marginal, se encuentran restringidas por la ubicación del recurso energético primario en zonas geográficas diferentes a donde se realizan los procesos productivos ... "

Que, por lo anterior, es necesario establecer los lineamientos para la implementación de la producción marginal de energía eléctrica y actualizar los lineamientos de política energética en materia de autogeneración previstos en el Decreto 1073 de 2015 y, de esta manera permitir el uso del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para que los autogeneradores puedan ejercer el consumo propio en sitios distintos a los de producción y, los productores marginales puedan implementar el consumo de sus vinculados en sitios distintos a los de producción conforme a lo previsto en el artículo 14.15 de la Ley 142 de 1994

Que para permitir el uso del SIN por parte de los autogeneradores o productores marginales para consumir su energía en sitios diferentes a donde la producen, cumpliendo con las reglas comerciales y operativas del Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía (MEM), es necesario modificar el Decreto 1073 de 2015, en el sentido de que las reglas del despacho centralizado también apliquen a los autogeneradores y/o productores marginales que hagan uso de las redes del SIN para autoconsumir en otros sitios independientemente de su capacidad. En este sentido, también es necesario actualizar los parámetros para ser considerado autogenerador o productor marginal manteniendo la simetría de la información para el uso de las redes del SIN entre los participantes del Mercado de Energía Mayorista y los autogeneradores y/o productores marginales.

En cuanto a la CREG, las propuestas regulatorias destinadas a las actividades de AGR y PMR se desarrollarán en cumplimiento del Decreto 1403 de 2024, esta Comisión entiende reglamenta la Ley 143 de 1994 y la Ley 1715 de 1994, dado que en sus definiciones para autogenerador y productor marginal no se limitó que la energía producida por una planta de generación sea consumida en distintos predios al punto de conexión.

Ahora bien, en desarrollo de los análisis realizados por la CREG en la Res. CREG 701 091 de 2025 se identificaron los siguientes impactos para tener en cuenta en el desarrollo de la regulación:

- a) Incremento de la tarifa de los usuarios que no son autoprodutores en aplicación de un tratamiento diferencial no previsto en la legislación vigente. Por lo que se requiere revisar individualmente cada uno los componentes y las competencias de la Comisión.
- b) El despacho de los recursos podría dejar de realizarse en forma óptima, sin garantizar una operación segura, confiable y económica. Por lo que se requiere revisar el alcance de las flexibilidades en requisitos de planeación, conexión u operación a este tipo de recursos.
- c) La incidencia en la competencia ante un tratamiento diferencial que podría brindar ventajas sobre otros recursos que igualmente desarrollan la actividad de generación.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 32

Los anteriores impactos se tienen en cuenta y mantienen para el desarrollo de la presente propuesta, mitigando que se materialicen.

3.2 Cargo por confiabilidad y servicios complementarios

En este caso, se comprende que el objetivo del MME es analizar la viabilidad de participación de los usuarios AGR y PMR en el Cargo por Confiabilidad y Servicios Complementarios, esto teniendo en cuenta que el Decreto 1403 de 2024, el cual también tiene como finalidad tener requisitos similares por capacidad. Sobre la participación en el cargo por confiabilidad y servicios complementarios no se observan en los documentos soporte del MME los análisis, los problemas, causas y consecuencias identificados.

No obstante, desde la CREG, en un análisis de impacto normativo (AIN) inicial, si un usuario AGR o PMR participa en el Cargo por Confiabilidad (CxC) como usuario se tienen las siguientes particularidades identificadas como causas, problema y consecuencias:

CxC. Causas

- a. No existe un modelo o metodología de cálculo de ENFICC que tenga en cuenta el consumo interno.
- b. El rol de usuario puede afectar el cumplimiento de las OEF, pues en caso de incumplimiento no tendrían que cumplir las responsabilidades de los agentes y no son sujetos de vigilancia.
- c. Un insumo importante es tener un registro de operación. Para este fin, no se tiene historia de registro de consumos internos brutos o producción de energía bruta, lo que se tendría es una medida neta en la frontera comercial; sin que realmente se conozca la necesidad en energía de consumo del usuario.

CxC. Problema

- d. Los AGR y PMR gran escala son usuarios que por lo general tienen procesos productivos o industriales, esto debido a su tamaño, y, cuando sean llamados a cumplir las OEF podrían preferir incumplir para aumentar sus ganancias a través de los procesos que tengan internos y pagar las desviaciones del CxC.

CxC Consecuencias

- e. La demanda puede estar remunerando usuarios que no brindan confiabilidad a la demanda, pues la naturaleza es autoabastecerse.
- f. Es una ENFICC que podría no representar algo real en respaldo.
- g. En caso de una verificación seria a nivel interno, podrían negarse.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 33

- h. Se estaría remunerando el CxC a recursos que podrían tener un aparente no compromiso con el sistema.
- i. No se puede tomar control de la planta pues no son un agente del MEM.
- j. En caso de incumplimientos, ¿cómo se retiran las OEF asignadas?, ¿cómo se solicita en general un cumplimiento?

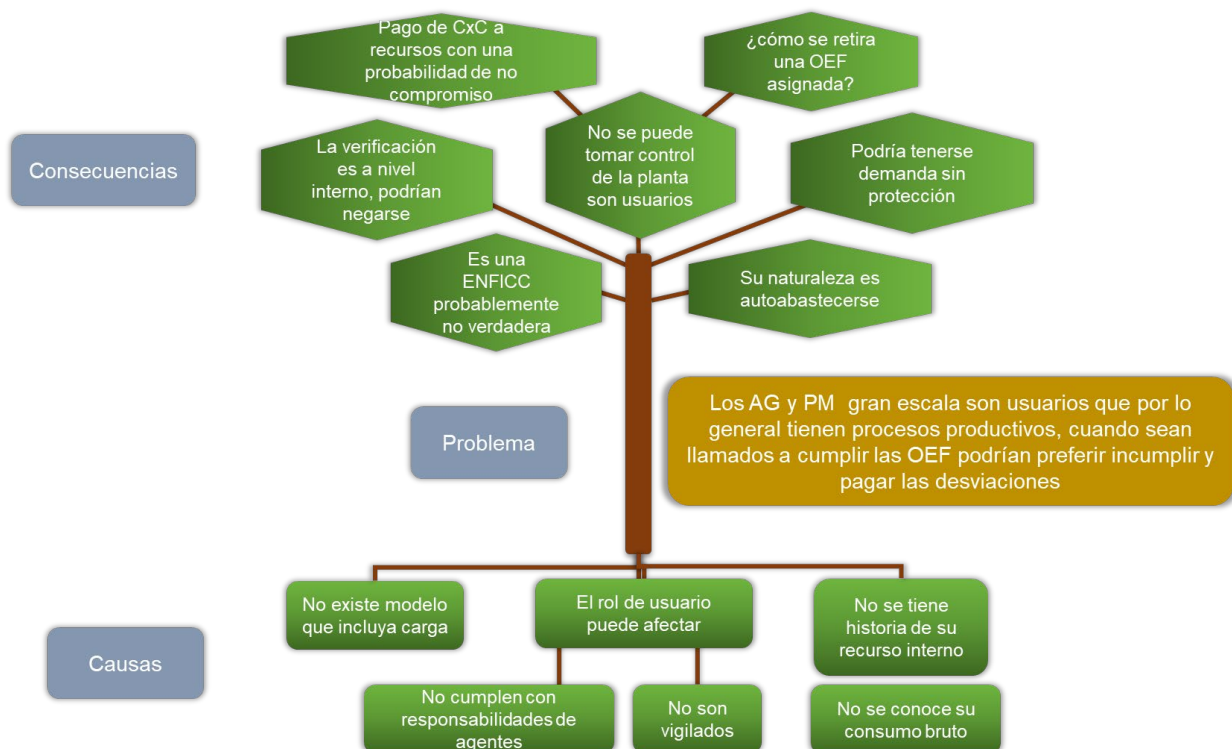


Ilustración 3 Análisis causas, problemas y consecuencias para AG y PM en CxC

Por su parte, desde la CREG, en un análisis de impacto normativo (AIN) inicial, un AGR o PMR que participe en SSCC con las reglas vigentes se encuentra lo siguiente, siempre y cuando ya se tengan establecidas las reglas de planeación, conexión y operación:

- El control de tensión y potencia reactiva es obligatorio (cualquier tamaño y recurso de generación); por lo tanto, los AGR o PMR ya participarían.
- El control de regulación primaria de frecuencia es obligatorio; por lo tanto, los AGR o PMR ya participarían. Las solares y eólicas actualmente están con el servicio suspendido, pero ya se está estudiando activarlo.
- Estabilización de potencia es obligatorio para todos los recursos que no apliquen la Resolución CREG 174 de 2021; por lo tanto, los AGR o PMR ya participarían.
- Regulación secundaria de frecuencia con AGC, participan los que tengan la capacidad siempre y cuando sean despachados centralmente y para poder entrar en mecanismos de asignación; por lo tanto, si cumplen con lo anterior los AGR o PMR ya participarían.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 34

- Respuesta rápida de corriente reactiva solo aplica a recursos solares y eólicos, sin especificar si es generador o autogenerador u otro; por lo tanto, ya participarían.
- Respuesta rápida en frecuencia para el caso de las plantas eólicas, sin especificar si es generador o autogenerador u otro; por lo tanto, ya participarían.
- Generación de seguridad, participan los que sean despachados centralmente y para poder entrar en mecanismos de asignación; por lo tanto, si cumplen con lo anterior los AGR o PMR ya participarían.

Dentro del proyecto de Resolución CREG 143 de 2021 se está analizando cómo podrían participar en AGC proyectos de capacidad mayor a 5 MW; por lo cual, dicho mecanismo será abordado en esa discusión.

Así las cosas, el servicio remante es la generación de seguridad para no despachados centralmente, sobre el cual se tienen las siguientes particularidades identificadas como causas, problema y consecuencias:

Generación Seguridad. Causas

- El servicio de generación de seguridad aplica a plantas despachadas centralmente.
- Un recurso no despachado centralmente no declara precio de oferta. Por lo tanto, para prestar el servicio de generación de seguridad no podrían asignarse de forma competitiva ni en forma de optimización dentro del proceso de despacho (no existe un modelo en este caso)
- Los recursos no les interesa pasar al despacho central.

Generación Seguridad. Problema

- Los AGR y PMR gran escala tienen asociados usuarios que por lo general tienen procesos productivos o industriales, esto debido a su tamaño (para casos de la Res. CREG 701 091 de 2025 en que tenían la posibilidad de que en el mismo PC estuviera usuario y activo de generación), y, cuando sean llamados a cumplir con la generación de seguridad podrían preferir incumplir para aumentar sus ganancias a través de los procesos que tengan internos y no atender la necesidad del sistema.

Generación Seguridad. Consecuencias

- Ante incumplimiento del servicio, el efecto es que no se remunera, pero no existe una penalización.
- El efecto de un incumplimiento tiene consecuencias técnicas que ponen en riesgo la operación segura, confiable y económica y puede generar demanda no atendida en el área o subárea donde se requiera.
- No existe penalización por incumplimiento

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 35

- No tienen supervisión para su debido seguimiento, por lo cual no puede verificarse la prestación del servicio
- Son recursos que no programan la coordinación de su operación; entran y salen del sistema a su voluntad. Nace la pregunta ¿Cómo podrían participar con tal operación?

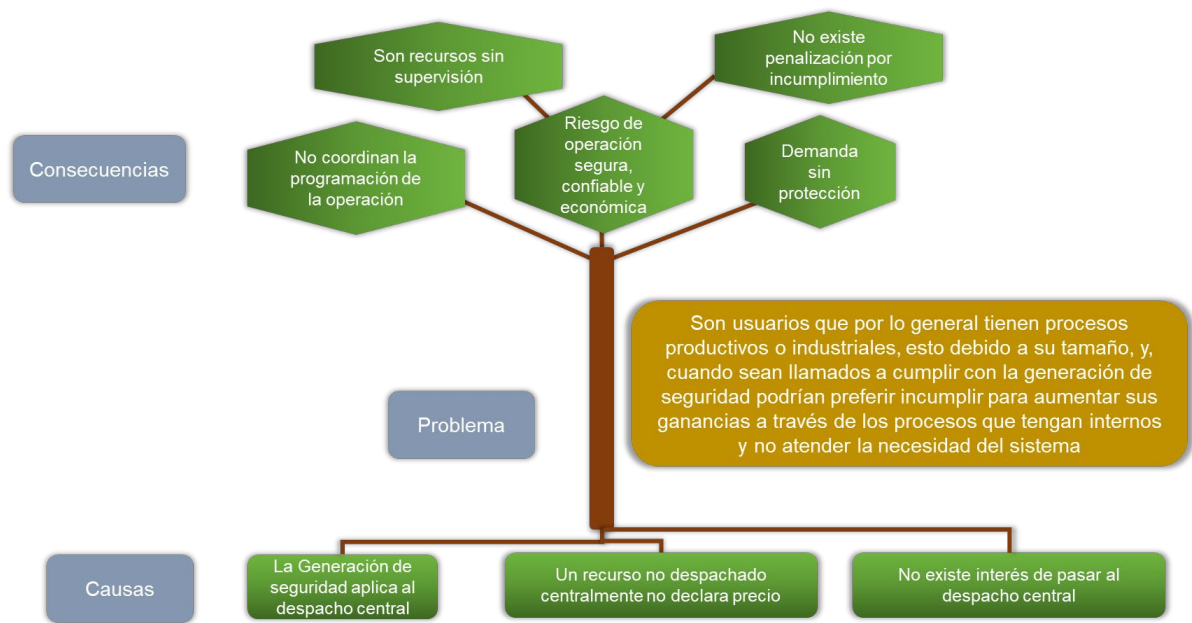


Ilustración 4 Análisis causas, problemas y consecuencias para AG y PM en Generación de Seguridad

4. CONSULTA PUBLICA, ANÁLISIS DE PRINCIPALES COMENTARIOS Y AJUSTES SOBRE LA PROPUESTA DE LA RESOLUCIÓN CREG 701 091 DE 2025

Luego del periodo de consulta del documento CREG 701 091 de 2025, los siguientes remitentes enviaron comentarios:

Tabla 1 Remitentes comentarios Resolución CREG 701 091 de 2025

Radicado	Empresa	Radicado	Empresa
E2025009898	C.N.O	E2025009983	AES
E2025009918	PLUSENERGY SAS ESP	E2025009984	CAC

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 36

Radicado	Empresa	Radicado	Empresa
E2025009950	ANDEG	E2025009986	ANDESCO
E2025009956 / E2025010455	ERCO	E2025010001	GECELCA S.A. E.S.P.
E2025009961	ISA	E2025010020	EEP
E2025009965	ISAGEN	E2025010021	Air-e SAS ESP
E2025009968	XM	E2025010022	PROMIGAS
E2025009974	ENERTOTAL S.A. E.S.P	E2025010024	CEDENAR E.S.P. S.A.
E2025009975	ACOLGEN	E2025010025	CELSIA
E2025009976	SER COLOMBIA	E2025010025	Ecopetrol S.A
E2025009978	Asoenergía	E2025010027	GREENYELLOW ENERGÍA DE COLOMBIA
E2025009980	EPM	E2025010097	Emergentcold
E2025009981	Enel Colombia	E2025010097	Solargreen SAS
E2025009972	CEO	E2025010408	Vatia S.A.S. E.S.P.
E2025009982	ASOCODIS	E2025010786	ACCE
E2025009494	SAN FOTOVOLTAICO	JORGE E2025012316	Baker & McKenzie S.A.S

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 37

Se tienen un total de 387 comentarios que se pueden separar por temas como se muestra en la siguiente figura:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 38

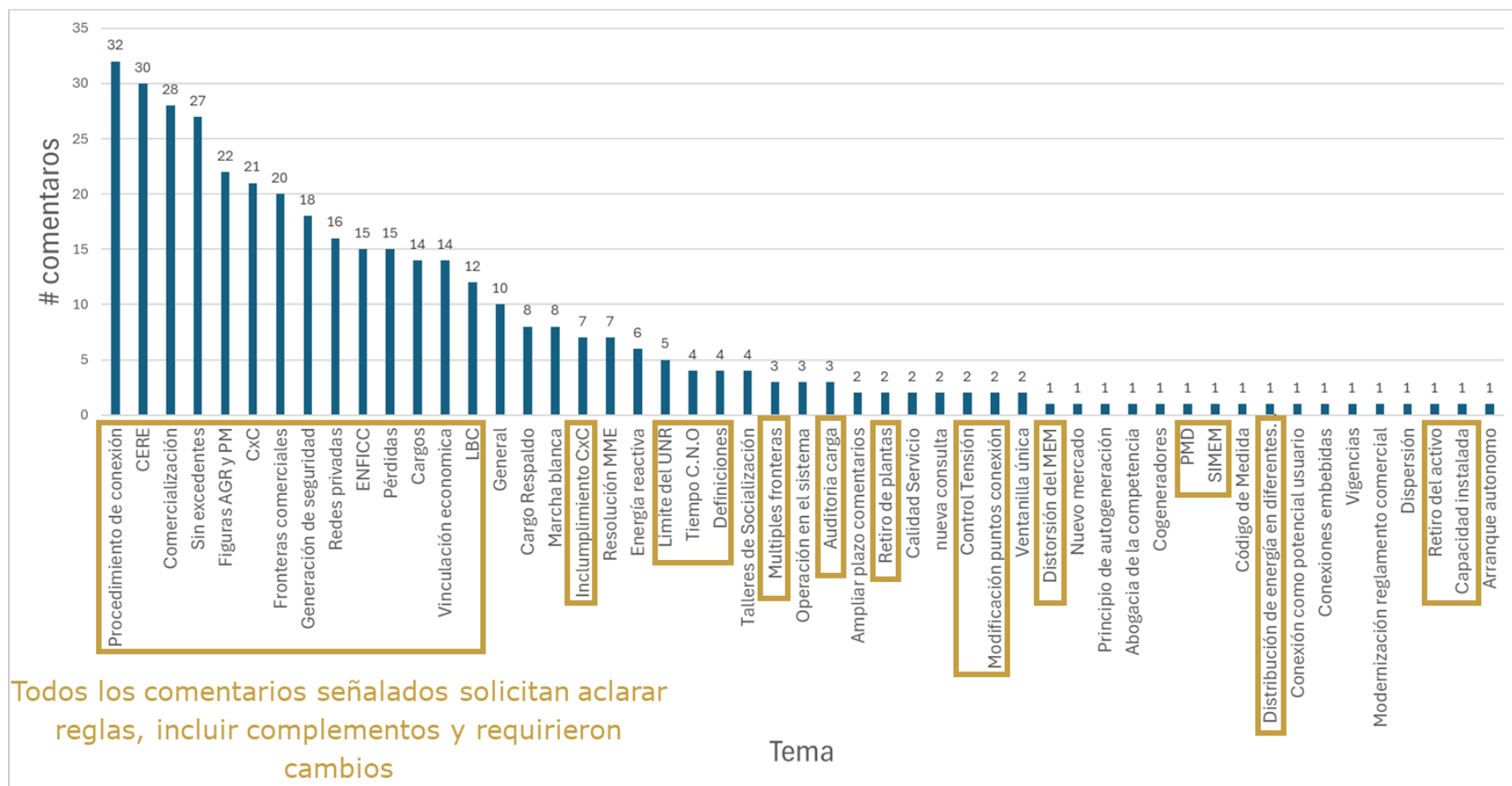


Ilustración 5 Comentarios allegados Res. CREG 701 091 de 2025

La respuesta a cada uno de los comentarios se encuentra en el Anexo de este documento (numeral 11), en el cual se indica el análisis y si procede o no algún cambio en la propuesta.

En todo caso, a continuación, se da respuesta y análisis a los principales comentarios allegados, y los cuales se resumen por temas y se identifican cambios que apliquen:

4.1 Resumen comentarios procedimiento de conexión

- Es distinto un autogenerador convencional, un AGR y un PMR. Especificar bien el procedimiento a aplicar y requisitos técnicos por capacidades y tipos manteniendo la simetría en el mercado.
- La propuesta mantiene aplicación simétrica por capacidad de planta, esto debe mantenerse pues son recursos que no tienen ninguna diferencia, dado que, independientemente de la figura utilizada, desde el punto de vista operativo se trata, en todos los casos, de la conexión de una planta de generación directamente al sistema, con implicaciones técnicas iguales.
- Son diferente un cogenerador, un generador, un AG convencional, u otros. Aclarar mejor este hecho.
- ¿Cómo es el tratamiento de las pérdidas?
- Aclarar si el proceso aplica a los menores de 5 MW o solo entre 1 y 5, usando la Res. CREG 174 de 2021; para esto, especificar mejor el procedimiento teniendo en cuenta la capacidad. Diferenciar lo que aplica a un AGPR, un GD y estos entrantes, guardando coherencia de lo que se tiene en el código de red y la Ley.
- Que en aplicación de la Res. CREG 174 de 2021, el OR pueda cobrar las visitas de conexión y pruebas, se tiene un aumento considerable de carga operativa, Incluso poder cobrar a los AGPE y GD.
- Tener periodo de tiempo al OR para implementación cuando se usa la Res. CREG 174 de 2021

Respuesta:

- Se aclaran los procedimientos de conexión. Estos son conforme la regulación vigente, indistintamente del tipo de conexión. Se aplicará el proceso de conexión para el activo de generación igual que cualquier otra planta, pues no existen diferencias, esto conforme a su capacidad del activo de generación. En el mismo sentido aplican las reglas de operación.

Así mismo, debido al alto contenido de comentarios solicitando aclarar el término “usuario AGR” o “usuario PMR”, y solicitando separar el entendimiento de qué aplica a la carga o qué aplica al generador, se separa el entendimiento de usuario o AGR o PMR. Es decir, cuando se mencione a un usuario es la carga, y cuando se mencione a alguna regla del AGR y el PMR son referidos al activo de generación. En cualquier caso, todos aplicaran las reglas vigentes del Reglamento de Operación. Los usuarios en cualquier caso son los asociados al AGR o el PMR realizando las actividades de AGFR y PMRUFR, siendo usuarios asociados de forma remota.

- Se aclarará que el activo de generación usado para AGR o PMR no puede ser usado al mismo tiempo como un cogenerador o un AG convencional, u otras figuras, esto pues obedecen a principios distintos y aplican reglas comerciales diferentes.
- Se ajusta la regla de tratamiento de pérdidas, entendiendo que los comentarios se refieren a que un recurso operando de forma remota al ingresar al sistema puede hacer que las pérdidas se aumenten para el OR. En este sentido, similar a lo establecido en la Res. CREG 030 de 2018 (actualmente derogada) pero que está incluido en el contrato de conexión de la Res. CREG 174 de 2021, si la entrada de la planta genera pérdidas mayores a las reconocidas, se incluye su costo, de común acuerdo entre las partes, en el contrato de conexión. Si no llegan a acuerdo en el plazo (lo cual está regulado según se aplique la Res. CREG 174 de 2021 o 075 de 2021), entonces se aplica la Res. CREG 024/95 en la cual, si la generación es mayor que la demanda del mercado de comercialización, las pérdidas las asume la planta. Esta última regla es para tener un caso por defecto si no se llega a un acuerdo.
- Se especificará que se incluirán todos los recursos menores a 5 MW (excepto a los AGPE, GD y AGGE de PMD menor a 5 MW, puesto que ya aplican la Res. CREG 174 de 2021) y se define cómo pueden adherirse al procedimiento de la Res. CREG 174/21, pero revisando los requisitos actuales de Reglamento de Operación de forma integral. Esto es, se tiene en cuenta que los requisitos técnicos simplificados por Ley 1715 de 2014 son para AGPE y GD o AGGE de PMD menor a 5 MW, el restante de recursos distintos si deben cumplir el Reglamento vigente.
- Para los casos de AGR y PMR, el OR podrá cobrar por las visitas de conexión y pruebas, pues estos no son de los que trata la Ley 1715 de 2014.
- Se proporcionará un tiempo al OR para implementación y actualización del sistema de trámite en línea de la Res. CREG 174 de 2021 (más adelante se presentará el análisis de todos los tiempos para implementar esta propuesta). Mientras tanto pueden continuar aplicando la Res. CREG 075/2021.
- En el paso de la conexión, dado que se están alineando las reglas del procedimiento de conexión con el Reglamento de Operación, se incluye para los que les aplique el control de tensión coordinado con OR (Res. CREG 70/98), si el OR no establece la coordinación al momento de la conexión y visitas de pruebas, se asume la del usuario (esto en línea con el Laudo arbitral⁵ que resolvió la CREG y los conceptos que se han expedido a la fecha sobre tal situación).

⁵ <https://creg.gov.co/publicaciones/15575/la-creg-emite-decision-arbitral-frente-al-pago-de-energia-reactiva-para-un-usuario-autogenerador-cogenerador/>

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 41

- Para estos recursos que no están incluidos de forma inicial en la Res. CREG 174 de 2021, cuando aplican la Res. CREG 075 de 2021 usan un estudio de conexión. A partir de estas reglas, cuando estos mismos recursos usen la Res. CREG 174 de 2021 siempre usaran en el procedimiento el estudio de conexión, esta vez, el diseñado en CNO y que es simplificado publicado de forma posterior por la CREG.

4.2 Resumen comentarios sin excedentes

- ¿Lo regulado por la CREG será retroactivo?
- Debe considerarse modificar el artículo 1- Decreto 1403/2024, esto teniendo en cuenta el orden jerárquico - esto debe ser abordado desde el MME, el artículo del Decreto contiene implicaciones técnicas, riesgos operativos y sistémicos para el SIN.
- Debe darse mayor claridad respecto del cumplimiento de las disposiciones de los procedimientos operativos y técnicos.
- ¿Qué sucede si un proyecto sin excedentes presenta entrega de energía a la red de forma posterior? Debe tenerse una regla para garantizar la seguridad en la operación.
- Precisar que no se requiere autorización de la UPME para el punto de conexión.

Respuesta

Lo regulado por la CREG aplica en adelante. Así mismo, el MME conceptuó sobre la aplicación del decreto manteniendo los criterios técnicos y operativos para la seguridad y confiabilidad, por lo tanto, la CREG mantendrá las reglas propuestas y las complementará para ese mismo fin:

- Los que apliquen la Res. CREG 174/21, el OR continuará revisando que se cumplan los requisitos técnicos. Esto no es una autorización.
- Para el restante de proyectos que no estén incluidos en lo anterior: se aplican los requisitos de Código de Red y Reglamento distribución. El C.N.O. debe ajustar acuerdos de procedimientos para la interacción del Transportador, el CND y el usuario para las pruebas y declaración de información, esto para verificar los requisitos (no se hará referencia a la Res. CREG 075/21).
- Cuando se identifique que un proyecto entrega energía, sin haber aplicado el procedimiento, se podrá suspender la operación del activo aplicando el anexo ya diseñado en la Res. CREG 174/2021

4.3 Caso de Redes privadas del PM y sus usuarios VE

- Que las redes privadas cumplan con un procedimiento técnico y operativo de la CREG.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 42

- Se da la orden de que el PMR y su agente comercializador representante deberán garantizar una operación segura, confiable y económica. Estos no tienen dicha función por Ley
- El comercializador no puede tener la responsabilidad sobre la red privada de que cumpla requisitos técnicos como el RETIE u otros, esto es del PMR propietario. Se están excediendo las facultades de la Ley 142 de 1994, la cual delimita lo que debe tener a cargo el comercializador.
- La CREG no puede solicitar que el valor acordado entre el vinculado Económico y el PMR este limitado al CU del área de conexión, los UNR tiene libertad de acordar cláusulas.
- No es claro a partir de que, punto eléctrico se deriva una red privada luego de la conexión del PMR, esto pues solo existe un punto de conexión a la red, ¿existe una bifurcación?

Respuesta

En atención a los comentarios recibidos, y que la propuesta principal de regulación no tiene como finalidad que los productores marginales ejerzan directamente las actividades de comercialización, distribución o transmisión de energía eléctrica; y que, en consecuencia, tengan que constituirse en empresas de servicios públicos domiciliarios; así las cosas, se encuentra pertinente retirar de la propuesta la regulación de PM convencional y cumplir el mandato del Decreto 1403 de 2024 para el PMR.

Entonces se regulará el esquema de productor marginal remoto (PMR) con atención de usuarios remotos. Lo anterior con el fin de garantizar la continuidad y calidad en la prestación del servicio tanto al productor marginal como los usuarios vinculados económicamente que se beneficiaran de manera remota de la energía que este produce. El PMR queda de forma semejante a las condiciones de un AGR sin crear diferencias o ventajas competitivas.

4.4 Generación de seguridad

- La generación de seguridad también está incluida en el despacho económico de los recursos teniendo en cuenta las ofertas, análisis eléctricos y se seguridad. La propuesta no identifica cómo se incluyen estos allí. ¿cómo los invoca el CND?
- Las reglas para las no despachadas centralmente requieren de la definición de todo un esquema detallado de operación en tiempo real y su liquidación.
- No resulta clara la necesidad de que se establezcan reglas o condiciones adicionales asociadas a generaciones de seguridad de plantas despachadas centralmente.
- Se están mezclando reglas diseñadas para plantas despachadas centralmente en las no despachadas centralmente para el pago y operación, esto no es aplicable.
- No se identifican las consecuencias si una planta no despachada centralmente llamada a generar por seguridad no lo hace; su incumplimiento puede acarrear no solo sobrecostos

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 43

para el sistema, debido a la necesidad de adoptar acciones operativas para atender la demanda, sino también una posible desatención de la misma, afectando directamente la confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico

Respuesta

Se aceptan los comentarios. Los AGR y PMR que sean despachados centralmente podrán participar en generación de seguridad, sin necesidad de especificarlo, pues esto ya es parte del Código de Red y Reglamento de Operación.

Para los no despachados centralmente, se identifica si debe tenerse un análisis más detallado de reglas comerciales y operativas que deben ser abordadas desde una modificación al Código de Operación, Reglas comerciales y la Operación en tiempo real, se retira de la propuesta.

4.5 Modificación de la actividad de un activo existente para ser AGR o PMR sin perder punto de conexión

- Es importante mencionar que en el mercado existen proyectos que ya cuentan con un punto de conexión aprobado o proyectos operativos destinados para la actividad de generación que podrían optar por operar como AGR o PMR, conforme a la resolución. No obstante, dado el alcance de la propuesta, un activo de generación en esta condición debería realizar nuevamente todo el proceso para solicitar capacidad de transporte para desarrollar actividades de AGFR y PMRFR, con el riesgo asociado de no poder acceder a la capacidad solicitada.

Respuesta

Se acepta el comentario, condicionado a que la máxima potencia a entregar sea igual a la autorizada en el concepto de conexión y no se modifique el recurso primario.

Para lo anterior, antes de la fecha prevista para la puesta en operación, y antes del retiro voluntario del mercado del activo de generación o el cambio de representación, el responsable de la planta deberá reportar por escrito este cambio a la UPME, al OR y al CND

Como condición se establece que, en caso de presentarse suspensión en la entrega de energía de un activo de generación, durante el proceso donde el responsable pasa de ejercer la actividad de generación a realizar la actividad de AGFR o PMRUFR, su normalización en el sistema no podrá ser mayor a tres (3) meses calendario, contados a partir de la primera suspensión si llegaren a existir varias. Vencido este plazo, se entenderá que el responsable del activo de generación ha desistido tácitamente de la capacidad de transporte que tenía asignada en los términos de la Resolución CREG 075 de 2021.

Si se quiere quedar más de 3 meses sin operar comercialmente, conforme al art 22 de la Res. CREG 75 de 2021 pueden realizar el retiro temporal y constituir la respectiva garantía de reserva.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 44

4.6 CERE/Comercialización/Figuras/LBC:

- No descontar el CERE, la energía físicamente no la reciben, se suprime un cobro generando tratamiento asimétrico y en contravía de la Ley 1715/14 y la Ley 142/1994. No debe distorsionarse el mercado. La figura de AGR o PMR con punto y carga en otro punto no está diseñada en función de la Ley.
- No pueden participar en el CxC: al tiempo recibir CERE y también que les descuenten CERE genera doble beneficio, genera distorsión en el mercado y crea ventajas sobre los agentes que los representen.
- El descuento del CERE podría resultar coherente con el principio de causalidad.
- No es clara la figura para el AGR ni PMR ni el mecanismo de cómo se descuenta el CERE: definir la Interacción entre múltiples agentes y detalle, procedimiento operativo, recaudo y liquidación, seguimiento, reporte de información, ¿cómo se audita?, aclarar las referencias a usuario, carga pura, usuario AGR, usuario PMR, entre otros.
- Trasladar al comercializador no recaudar el CERE le trae riesgos de cartera, esto aplica es sobre el generador. Incluso la propuesta hace firmar contratos sin CERE, pero el generador no tiene como recuperar el dinero.
- Se propone que se apliquen los contratos normales y que al agente generador no se le recaude CERE. Dado que el agente generador representa la planta del usuario para venta en bolsa, el usuario quedaría con el CERE.
- Si el usuario se le traslada el CERE, es necesario realizar el ajuste a la formula del CERE para el agente generador, sobre la demanda objetivo y tener una LBC sobre el neto (pues es energía sin seguro del CxC) y no en la forma planteada la cual es incorrecta y no es coherente.

Respuesta

- Las actividades de AGR y PMR se desarrollarán en cumplimiento del Decreto 1403 de 2024, que a la fecha se encuentra vigente y goza de presunción de legalidad. Se comprende que, dentro del citado Decreto, el mismo interpreta que la Ley 143 de 1994 y la Ley 1715 de 1994, en sus definiciones para autogenerador y productor marginal no limitó que la energía producida por una planta de generación sea consumida en distintos predios al punto de conexión.
- Se observará el descuento del CERE como un balance energético entre el usuario y el punto donde este el activo de generación, similar al análisis cuando se asignan OEF.
- Dados los comentarios recibidos, se observa que la figura puede simplificarse. El ajuste es sin incurrir en tratamientos detallados, donde el agente generador no se le recaude el CERE, pero este se lo traslade al AGR o PMR. El restante de los contratos no cambia en el mercado.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 45

- Para lo anterior se debe ajustar que dicha energía no aparezca en el CxC, lo que genera ajustes en la fórmula de CERE y debe ser descontada dicha energía de la demanda objetivo.

Es decir, para no afectar la demanda se tiene ajuste en la demanda objetivo de que trata la Res. CREG 071 de 2006, descontando la energía que realice el tratamiento del CERE con el agente generador. Esto es un cambio respecto de la Res. CREG 701 091 de 2025. El tratamiento es similar al efecto cuando entran a operar autogeneradores convencionales en el sistema, es decir, cada vez que se integran más autogeneradores convencionales, matemáticamente el CERE lo asume menos demanda, lo cual es ajustado o compensado con menos compra de OEF cada vez que se convoca una nueva subasta.

- Dado que la energía es descontada en valor del CERE, debe aplicarse la LBC sobre el neto.
- Dado que no paga CERE el usuario, no puede participar en el CxC porque se genera doble beneficio con ventaja competitiva.

4.7 ENFICC

- Sugerimos aplicar las metodologías vigentes de ENFICC, estas son por tecnología
- No resultan claras las metodologías de ENFICC y dónde se obtiene la energía, aclararlo además cuando hay carga
- Se debe desarrollar con más detalle los casos de incumplimiento teniendo en cuenta que esto ajusta los anexos de liquidación del CxC
- Es excesivo que un primer incumplimiento se califique como grave e insalvable, con la pérdida inmediata de las OEF

Respuesta

Se aceptan los comentarios.

El cálculo de la ENFICC será el actual por tecnología y será para el AGGE en el PCI y para los AGR y PMR en el PC.

Se identifica que una metodología de ENFICC para las plantas no despachadas centralmente requiere mayor desarrollo y deberán tener su análisis independiente e integral, son un caso distinto pues estas actualmente no se les recauda el CERE por los contratos que tenga el agente.

Solo en el caso del AGGE será necesario introducir el tratamiento de la demanda. En los otros casos se retira el tratamiento de la demanda, esto se deriva y esta alineado con la parte del CERE.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 46

Se elimina el efecto de incumplimiento. Se identifica que deben aplicar igual que las otras plantas para que asuman el concepto de desviaciones de las OEF.

4.8 Tiempos

- CNO: tiempo de 6 meses para definir pruebas de PMD (transversal)
- CNO: tiempo de 4 meses para definir ajustes en los acuerdos relacionados a metodologías ENFICC (aquellos que participen en CxC)
- CNO: tiempo de 6 meses para ajustar acuerdo de protecciones (transversal)
- CNO: tiempo de 6 meses para definir lineamientos estudio de conexión simplificado y pruebas (menores de 5MW)
- Establecer un periodo de transición para que los OR realicen los ajustes necesarios para las solicitudes de conexión que ahora tendrán a cargo (menores de 5MW)
- Que se establezcan periodos de transición adecuados para la implementación de las obligaciones regulatorias, considerando los ajustes necesarios en sistemas comerciales, operativos y contractuales. (transversal)
- Establecer un periodo de “Marcha Blanca” en el que el CND y el ASIC realicen un análisis de la integración de estas figuras, a partir de las reglas que se emitan en la Resolución Definitiva, para que no existan inconvenientes en la facturación de todos los agentes cuando este mecanismo se aplique en el sistema

Respuesta

Se considerarán los siguientes tiempos atendiendo los comentarios:

Agente/ Entidad	Tema	Tarea	Tiempo
XM	ENFICC	(solo AGGE) Balance energético entre fronteras para determinar consumo bruto, tratamiento de datos atípicos. Ya XM anteriormente ha desarrollado tratamiento de datos, por ejemplo: LBC, y en este caso solo aplicará para el AGGE.	2 meses
OR	Procedimiento conexión	Ajuste sistema de trámite en línea con nuevos solicitantes d	6 meses

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 47

	menores de 5 MW	Cuando se modificó la Res. CREG 174 de 2021 se dieron 4 meses. Aquí se amplía en dos meses.	
CNO	Acuerdos / Estudios CNO	• Protecciones. • Prueba PMD • ENFICC • Sin excedentes pruebas e interacción • Lineamientos del estudio de conexión simplificado y Pruebas Res. 174/2021 (posterior: Circular CREG aprobada Director Ejecutivo) • Interacción y armonización para la revisión de requisitos de recursos sin excedentes • Otros acuerdos relacionados Este tiempo es debido a que los AGR o PMR en realidad son una planta más del sistema con PC no compartido. Así mismo, para un AGGE ya existen acuerdos actualmente. Encontramos que las tareas más de fondo están asociada a la elaboración del documento de Lineamientos del estudio de conexión simplificado, donde se tendrán que integrar distintos recursos en un mismo documento.	6 meses

5. RESUMEN DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

A continuación, relacionamos el resumen y características de la aplicación de las reglas que se tendrán de forma completa y conforme a los ajustes que se hicieron con ocasión de los comentarios recibidos:

5.1 Objeto de la regulación

La regulación busca regular lo siguiente:

- Regular los aspectos requeridos para el desarrollo de la actividad de autogeneración de forma remota (AGFR) y la actividad de productor marginal remoto con la atención de usuarios de forma remota (PMRUFR).

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 48

- Regular la participación de los usuarios que desarrollan la AGFR, PMRUFR y la actividad de autogeneración a gran escala (AGGE) en el Cargo por Confiabilidad.
- Armonizar la regulación con lo dispuesto en el artículo 2.2.3.2.4.11 del Decreto 1073 del 2015, adicionado por el artículo 1 del Decreto 1403 de 2024, ratificando los requisitos técnicos y operativos que se requieren para la operación segura y confiable de recursos sin entrega de excedentes de energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y se complementan las reglas de operación y de conexión para estos recursos.
- Adaptar y extender, de forma transitoria, el procedimiento de conexión de que trata la Resolución CREG 174 de 2021 para recursos de generación con capacidad efectiva neta menor a 5 MW que sean diferentes a los que están contenidos en dicha norma.

5.2 ¿qué es un AGR y un PMR?

En los cambios se aclara el termino usuario y los términos AGR o PMR.

El usuario está asociada a una persona natural o jurídica que tiene una conexión de consumo en algún PC.

Por su parte, el AGR o PMR es la persona natural o jurídica que realiza las actividades de AGFR y PMRUFR con un activo de generación. Cuando se use AGR o PMR, se referirán las reglas de forma más enfocada sobre el activo de generación.

Las definiciones son las siguientes:

Usuario. Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde este se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se denomina también consumidor. Se considera usuario también el asociado a un AGR y el Vinculado económico (VE) del PMR.

Actividad de autogeneración de forma remota (AGFR). Actividad realizada por una persona natural o jurídica, que produce energía eléctrica y que emplea los Activos de Uso del STN, STR o SDL para atender sus propias necesidades en puntos de conexión diferentes a donde entrega su generación al sistema, todo lo anterior conforme a lo establecido en esta resolución.

Autogenerador remoto (AGR). Es la persona natural o jurídica que realiza la actividad de autogeneración de forma remota (AGFR) con cualquier valor de capacidad instalada o nominal del activo de generación y cualquier tipo de recurso empleado para tal fin.

Usuarios vinculados económicos (VE) del PMR. Son usuarios conectados al STN, STR o SDL y cumplen con la definición de Vinculación económica entre los usuarios y un Productor Marginal Remoto de esta resolución y lo demás requisitos aquí establecidos.

Actividad de productor marginal remota con atención de usuarios de forma remota (PMRUFR). Actividad desarrollada conforme a lo establecido en el numeral 14.15 del

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 49

artículo 14, el artículo 16 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 2.2.3.2.4.1 del Decreto 1073 del 2015, adicionado por el artículo 2 del Decreto 1403 de 2024, y para su ejercicio, emplea los Activos de Uso del STN, STR o SDL para que la energía entregada por el activo de generación en dichas redes sea utilizada para el consumo de la demanda de uno o varios usuarios conectados al SIN, medidos a través de fronteras de comercialización diferentes a la que se encuentra conectado el activo de generación del productor marginal remoto (PMR), siempre y cuando estos usuarios tengan una vinculación económica con este conforme a la definida en la presente resolución.

Productor marginal remoto (PMR). Es la persona natural o jurídica que utilizando recursos propios y técnicamente aceptados produce energía eléctrica para que a través de un agente comercializador se realice la atención remota de una clientela compuesta exclusivamente por quienes tienen vinculación económica directa, con un activo de generación de cualquier valor de capacidad instalada y cualquier tipo de recurso empleado para tal fin (PMRUFR) y en los términos establecidos en esta resolución.

Así las cosas, se tendrán dos configuraciones de AGR, de un único o múltiples usuarios asociados, así:

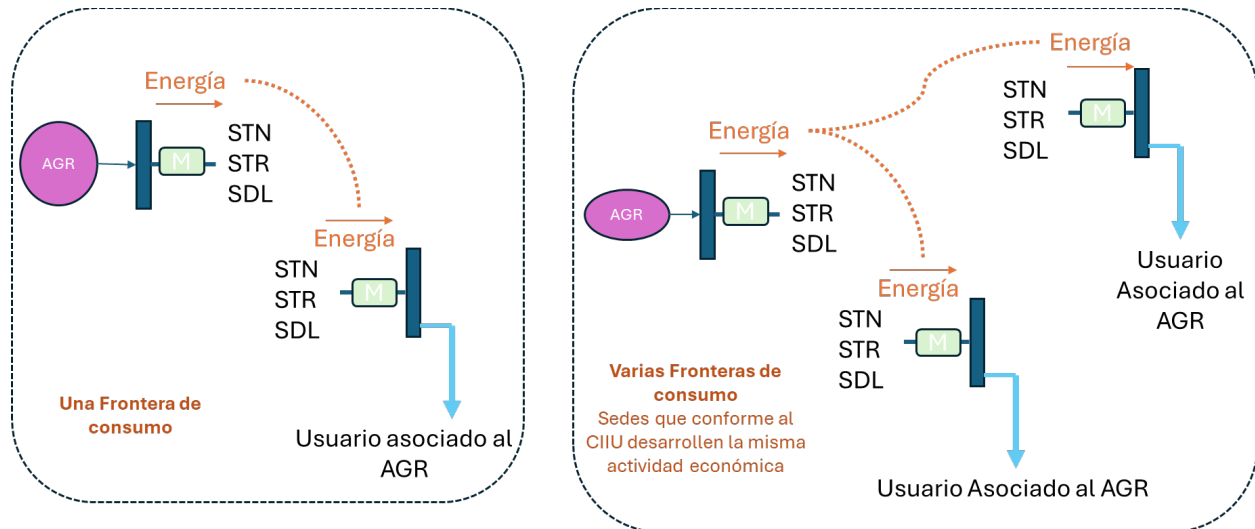


Ilustración 6 Configuraciones de un AGR

El AGR y el usuario o usuarios asociados tienen las siguientes características:

- En caso de la conexión de un usuario potencial que pretenda posteriormente estar asociado a un AGR con un PC o diferentes PC de suministro (consumo), con el fin de recibir la aprobación de su conexión como usuario(s), se deberán aplicar primero las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 075 de 2021, esto es, considerando que para conexiones al STN o STR aplican las reglas para proyectos clase 1 y para conexiones al SDL aplican las reglas para proyectos clase 2.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 50

- b) El usuario que opte por estar asociado a un AGR tendrá las obligaciones y tratamiento en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) de los usuarios no regulados señalados en la Resolución CREG 131 de 1998, sin que aplique para ellos los límites de potencia o energía mensuales para la contratación del suministro de energía en el mercado competitivo.
- c) No se podrán tener dos o más activos de generación entregando energía en el sistema para realizar la actividad de AGFR para atender el consumo de un mismo usuario asociado a un AGR o para atender los consumos de los usuarios que asociados al AGR para realizar la actividad de AGFR. Esto es dado a que dicha figura no es una Comunidad Energética con diferentes fuentes de generación, es como esta creado en el Decreto 1403 de 2024 **un (1)** AG remoto.

En caso de tener múltiples fronteras de consumo debe cumplirse con:

- Podrán ser receptores del suministro de energía por parte del activo de generación para la actividad de AGFR, aquellas sedes o establecimientos de comercio que conforme a los códigos CIU (Clasificación Industrial Internacional Uniforme) se desarrolle la misma actividad económica principal del AGR.
 - Para cada NIU de los usuarios asociados al AGR, el comercializador que le preste el servicio deberá obtener para su validación una declaración juramentada del representante legal en la que conste la manifestación del cumplimiento de la condición del inciso anterior, acompañado del Registro Único Tributario (RUT) y demás documentos que corroboren que se encuentra habilitado por la regulación como receptor del servicio.
 - Se encuentra que el agente comercializador, dado que acepta atender estos usuarios, debe implementar controles al proceso de verificación y su cumplimiento para acceder o no a la prestación del servicio solicitado.
- d) Asociado al mismo punto de conexión (PC) donde se encuentre el activo de generación que se usa para la actividad de AGFR no se podrá tener una frontera de comercialización para el consumo del usuario asociado al AGR ni de ningún otro usuario. **Esto pues la figura que se está regulando precisamente es remota, de lo contrario sería un AG convencional.**

Por lo anterior y adicionalmente, el usuario asociado al AGR no podrá tener activos de generación con entrega de energía al STN, STR y SDL en el PC que coincide con la frontera de comercialización para su consumo, **porque sería entonces otra figura diferente, con reglas diferentes.**

- e) Finalmente, en caso de que estos usuarios asociados al AGR quieran realizar las actividades de AGPE, AGGE, PMRUFR, AC, Cogeneración, GD o GDC deberán previamente estar a paz y salvo con el sistema de las obligaciones derivadas de la actividad de AGFR, dado que las mismas, no podrán desarrollarse simultáneamente.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 51

Por su parte, se tendrá una configuración de PMR, así:

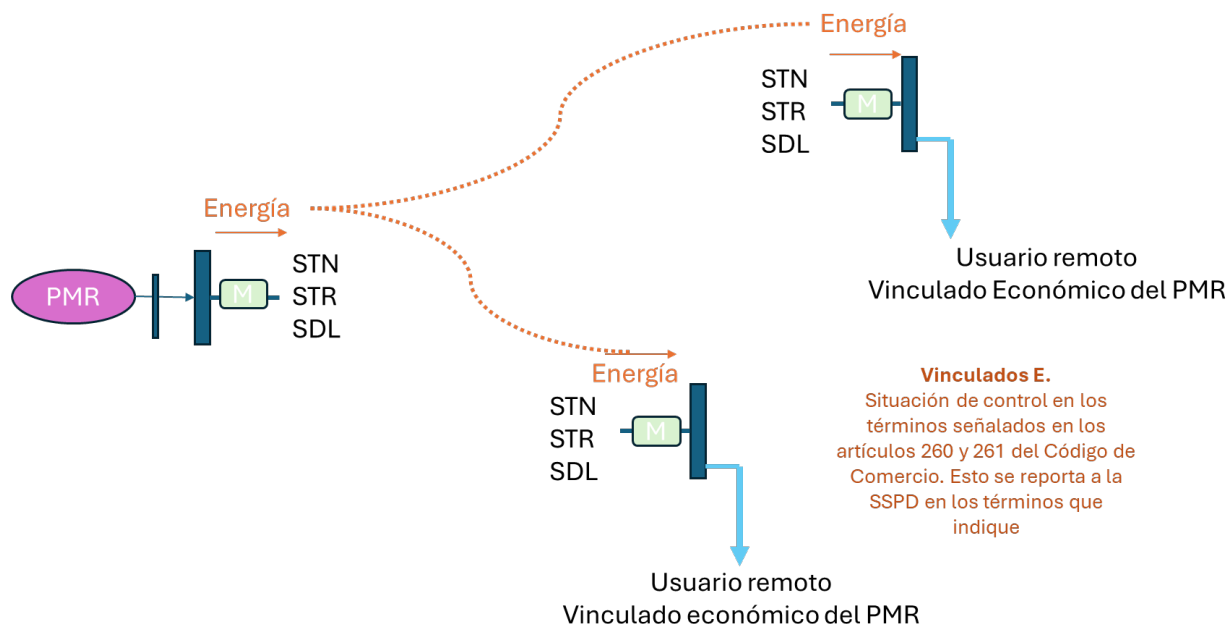


Ilustración 7 Configuraciones de un PMR

El PMR y el usuario o usuarios asociados tienen las siguientes características:

- f) En caso de la conexión de un usuario potencial que pretenda ser parte de la actividad de PMRUFR, con el fin de recibir la asignación de su capacidad como usuario, se deberá aplicar primero las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 075 de 2021.
- g) La energía producida por el PMR debe ser usada comercialmente para la atención de consumos de sus usuarios vinculados económicos (VE) conforme las reglas definidas.
- h) Los usuarios VE y sus consumos tendrán las obligaciones y tratamiento en el MEM de los usuarios no regulados señalados en la Resolución CREG 131 de 1998, sin que apliquen para ellos los límites de potencia o energía mensuales para la contratación del suministro de energía en el mercado competitivo.
- i) Los usuarios VE del PMR deben contar con una situación de control en los términos señalados en los artículos 260 y 261 del Código de Comercio.

Dicha situación deberá estar evidenciada en el certificado de existencia y representación legal del PMR y sus usuarios VE, información que deberá ser reportada por el generador y comercializador que los represente a la SSPD en los términos y medios que esta defina.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 52

Así mismo, el PMR tendrá la responsabilidad de acreditar la situación de control arriba señalada al generador que lo representa y mantener actualizada la misma en el futuro ante un eventual cambio de dicha condición.

Dado que el comercializador atiende los VE, deberá implementar controles al proceso de verificación y su cumplimiento para acceder o no a la prestación del servicio solicitado.

- j) En el PC asociado al punto de conexión donde se encuentra la frontera de generación del activo de generación usado por el PMR no se puede tener una frontera de comercialización entre agentes y usuarios para el consumo de ningún usuario. **Esto pues la figura precisamente es remota, de lo contrario sería un AG convencional.**
- k) No se podrán tener dos o más activos de generación entregando energía en el sistema para realizar la actividad de PMRUFR y a su vez atender el mismo grupo de usuarios VE. **Esto no es una comunidad energética.**
- l) Los usuarios VE del PMR no podrán tener activos de generación con entrega de energía al STN, STR y SDL en el PC que coincide con la frontera de comercialización para agentes y usuarios asociada al consumo, **porque sería entonces otra figura diferente, con reglas diferentes.**

En caso de que los usuarios VE del PMR quieran realizar las actividades de AGPE, AGGE, AGR, AC, cogeneración, GDC, o GD, u otras, deberán terminar previamente su contrato de suministro con el comercializador correspondiente.

Igualmente, si el PMR quiere realizar las actividades de AGPE, AGGE, AGR, AC, cogeneración, GDC o GD, u otras, deberá terminar su ejercicio como PMR y estar a paz y salvo con el sistema de las obligaciones derivadas de la actividad de PMRUFR.

5.3 Planeación, conexión y operación

- a) En cualquier caso, sea el activo de generación del AGR o PMR, se aplican los procedimientos de conexión, operación y asignación de capacidad de que tratan las Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 075 y 174 de 2021, y, según corresponda, en las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022.

Así mismo, indistintamente que sea el activo de generación del AGR o PMR, se aplicarán las condiciones establecidas para plantas no despachadas centralmente si la PMD es menor a 20 MW, y en caso contrario, las establecidas para las plantas despachadas centralmente. Si la PMD es mayor o igual a 1 MW y menor a 20 MW, conforme al numeral 2 del artículo 3 de la Resolución CREG 086 de 1996, modificado por el artículo 1 de la Resolución CREG 096 de 2019, siempre se podrá optar al despacho central cumpliendo con la reglamentación vigente de las plantas despachadas centralmente. Se tendrán en cuenta todas las reglas del Reglamento de Operación.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 53

Los usuarios asociados también cumplirán con las reglas actuales del Reglamento de operación.

- b) Actualmente la regulación no contiene reglas de declarar la capacidad instalada, esto se incluye para conocer con certeza que activos de generación y qué capacidad se tienen en el sistema. Se incluyen los existentes. Un ejemplo de desconocimiento de la anterior capacidad se evidencia con aplicación de la Res. CREG 101 085 de 2025 y otras en el mismo sentido que la anteceden.
- c) Se adhieren al procedimiento de conexión de que trata la Res. CREG 174 de 2021, proyectos de CEN menor a 5 MW que antes aplicaban la Res. CREG 075 de 2021. Se crea el proceso indicando qué cumple en cada parte de la Res. CREG 174 de 2021 vigilando que tengan condiciones similares a las que aplicaban con la Res. CREG 75 de 2021, por ejemplo: estudio de conexión y costo de visita de pruebas.

En el proceso se incluye para estos proyectos que, si el OR no revisa la configuración del control de tensión en la parte de pruebas, se asume como aceptada la del solicitante. Esto en línea con el Laudo a continuación:

<https://creg.gov.co/publicaciones/15575/la-creg-emite-decision-arbitral-frente-al-pago-de-energia-reactiva-para-un-usuario-autogenerador-cogenerador/>

- d) En cualquier caso, sea el activo de generación del AGR o PMR o sus usuarios asociados, todo punto eléctrico con transferencia de energía cumplirá Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014; así como el proceso de registro y cancelación de fronteras comerciales: Resolución CREG 157 de 2011.
- e) Asociado a la Res. CREG 075 de 2021, se incluye regla para que se pueda realizar la modificación de la actividad de un activo existente para ser AGR o PMR sin perder punto de conexión

Lo anterior, condicionado a que la máxima potencia a entregar sea igual a la autorizada en el concepto de conexión y no se modifique el recurso primario

Para lo anterior, antes de la fecha prevista para la puesta en operación, y antes del retiro voluntario del mercado del activo de generación o el cambio de representación, el responsable de la planta deberá reportar por escrito este cambio a la UPME, al OR y al CNO

Como condición se establece que, en caso de presentarse suspensión en la entrega de energía de un activo de generación, durante el proceso donde el responsable pasa de ejercer la actividad de generación a realizar la actividad de AGFR o PMRUFR, su normalización en el sistema no podrá ser mayor a tres (3) meses calendario, contados a partir de la primera suspensión si llegaren a existir varias. Vencido este plazo, se entenderá que el responsable del activo de generación ha desistido tácitamente de la capacidad de transporte que tenía asignada en los términos de la Resolución CREG 075 de 2021.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 54

- f) Se modifican los ámbitos de aplicación de las Resoluciones CREG 174 de 2021 y 075 de 2021 para armonizar las reglas. Esto no tiene efectos mayores, puesto que los AGR y PMR son igual que una planta de generación para su conexión y operación.
- g) Si se quiere quedar más de 3 meses sin operar comercialmente, conforme al art 22 de la Res. CREG 75 de 2021 pueden realizar el retiro temporal por un (1) año y constituir la respectiva garantía de reserva.
- h) Se ajusta la regla de tratamiento de pérdidas (sea PMR o AGR): Si la entrada de la planta genera pérdidas mayores a las reconocidas, se incluye su costo, de común acuerdo entre las partes, en el contrato de conexión. Si no llegan a acuerdo en el plazo, entonces se aplica la Res. CREG 024/95 en la cual, si la generación es mayor que la demanda del mercado de comercialización, las pérdidas las asume la planta.
- i) Sea PMR o AGR, Cargo por respaldo, energía reactiva, calidad del servicio y regla de indisponibilidad de red que obstruya la entrega de energía será conforme la regulación vigente.

Adicionalmente, en aplicación del Capítulo 10 de la Resolución CREG 015 de 2018, si existe un activo de generación y un usuario asociados al mismo PC, caso que se presenta cuando el usuario que realiza la actividad de AGFR o PMRUFR tiene un activo de generación sin entrega de energía en su mismo PC de consumo, se considerará como un autogenerador dicho activo de generación y en ese PC para aplicación de dicho capítulo.

- j) Se aclara que al agente generador que representa el activo de generación usado por el AGR o PMR le aplicarán por dicho activo todos los cargos y costos aplicables conforme a la Ley, la regulación vigente y en iguales condiciones a las de una planta con la que se realiza la actividad de generación.

5.4 Comercialización de Energía de un AGR y un PMR

Se tendrá el siguiente esquema, que busca no afectar las transacciones en el MEM:

1. **Entre usuario** asociado al AGR o al PMR **y el agente comercializador**, acuerdan un contrato con reglas vigentes en el Mercado igual que los usuarios no regulados

Misma regla actual

2. **Entre AGR o PMR y el agente generador**, acuerdan un contrato de representación para la venta de energía en el MEM incluyendo que el generador le paga al AGR o PMR el dinero que no le recauden en el MEM por la energía entregada que iguala el consumo de los usuarios asociados y valorándola al CERE

Misma Liquidación actual, pero AGR o PMR recupera el CERE con el agente generador

3. **Entre agente generador y agente comercializador**, registran un contrato en el ASIC pague lo contratado condicionado en su despacho hasta la demanda del usuario y que se tenga generación del activo

Se define el tipo de contrato

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 55

Ilustración 8 Esquema comercial de un AGR y un PMR

Lo anterior se explica a continuación:

- a) Un agente comercializador representará el usuario asociado al AGR o PMR para el consumo. Acordarán el precio de prestación de dicho servicio igual que para usuarios no regulados. En este precio, el comercializador no hará diferencia de lo que aplica actualmente. Es decir, en este paso el usuario asociado pagaría el CERE, variable normalmente incluida por defecto en los contratos, implícito en el valor y no discriminado.

Cuando son varios usuarios asociados al AGR o al PMR, deben acordar con el agente comercializador la celebración de un solo contrato para la atención de dicha demanda, bajo lo que consideren las partes. En todo caso, esto es un tratamiento entre estos y para lo cual el agente en el ejercicio de dicha representación deberá tener en cuenta en que deben aplicarse liquidaciones diferentes por frontera comercial de acuerdo con lo que deba asumir el usuario por su ubicación (mercado de comercialización y nivel de tensión) (tratamiento ya incluido actualmente en el caso de UNR). Se ha comprendido que en los contratos se pacta G y C, y se deja como una cláusula que asumirán otros cargos aplicables por regulación, por ejemplo: T, D, PR y R, de las cuales pueden existir diferencias por la ubicación.

- b) Entre usuario asociado al AGR o al PMR y su agente generador representante, acuerdan la representación del activo de generación para entregar y vender energía en sistema con las mismas reglas del MEM.

En el tratamiento en el MEM se incluye que al agente generador representante no se le recaudará el CERE por la energía entregada por el activo o de generación y que iguale la demanda horariamente del usuario asociado, y siendo dicho dinero trasladado al AGR o al PMR y acordado en el contrato de representación. Dado que se está colocando una regla en la cual el agente no se le recauda un dinero, y que debe trasladar dicho dinero al AGR o al PMR, ese contrato será sujeto de supervisión por la SSPD.

En el anterior tratamiento en el MEM para el agente generador, en aplicación del Anexo 8 Res. CREG 071 de 2006, se identifica que si es planta despachada centralmente: la energía que iguale el consumo se descuenta de las variables " GR_m " y " $G_{i,m}$ " de los numerales 8.1.2 y 8.2.1. Si la planta es no despachada centralmente, el ASIC aplicará el mismo tratamiento de esos numerales y que está vigente, no hay cambios.

Cuando son varios usuarios asociados al AGR o al PMR, se tiene en cuenta un porcentaje de distribución de energía para poder calcular lo anterior de forma independiente. El agente generador sería el encargado de dicho calculo, pues es el responsable de trasladar el dinero al AGR o PMR.

- c) Finalmente, entre el comercializador y generador representantes se incluye que deben registrar un contrato en el ASIC tipo lo contratado condicionado en su despacho a su generación real y siendo su despacho limitado hasta el consumo horario que presente el correspondiente usuario. Dado que es tipo pague lo contratado, en las Reglas de la Res.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 56

CREG 024 de 1995 se despacha este tipo en primer lugar. Esto se encuentra necesario para unir el mundo físico con el comercial: entrega de energía real que iguala el consumo y el respaldo financiero en la bolsa de energía.

En el registro anterior se deben identificar las fronteras comerciales de consumo y de generación para identificar la respectiva actividad.

Si el usuario accede al anterior tratamiento, no podría participar en ningún mecanismo del Cargo por Confiabilidad con el activo de generación y al tiempo que le trasladen el CERE; pues por la energía entregada al sistema que iguala su demanda ya está siendo beneficiado. No podría ser beneficiado con un pago adicional que además está en función de la generación real (Reglas Anexo 8 de la Res. CREG 071 de 2006).

Así mismo, si con posterioridad a la operación del AGR o el PMR, el ASIC identifica que con el activo de generación usado se participa en algún mecanismo del cargo por confiabilidad o se participa en el mercado secundario conforme a la Resolución CREG 071 de 2006 u otros mecanismos en relación a la anterior resolución, entonces no le aplicará el tratamiento en el MEM para el agente generador en que se le deja de recaudar el CERE.

En todo caso, no se restringe y si decide participar y que se le remunere su energía en el mercado de CxC, entonces debe dedicar el activo al servicio de confiabilidad, el cual lo paga toda la demanda. Incluso, se tendrá la regla de que el AGR o el PMR deberán ser ESP en calidad de agente generador para participar en el CxC, esto para que ante incumplimiento las autoridades puedan ejercer control sobre el activo de generación.

5.5 Demanda Objetivo

A partir de los comentarios recibidos, se identifica que se debe descontar de la Demanda Objetivo la generación que iguala el consumo y que no es objeto de recaudo CERE para el agente generador en el MEM, esto, para no comprar más energía en confiabilidad y no afectar a la demanda. La regla será que la CREG analizará cómo se descuenta en el momento de convocar a asignar OEF.

5.6 LBC - AGR Y PMR

Para el AGR y el PMR, la línea base de consumo usa reglas similares que el AGGE, no obstante, para hacerlo próximo, se usara el neto entre demanda y generación. A partir de los comentarios y sugerencias se encuentra que, si el usuario se le traslada el CERE por la energía entregada y que iguala su consumo, la energía que consume en exceso por encima de dicho valor debe asumir el valor del precio de bolsa en condición crítica, siempre y cuando dicho consumo en exceso supere su LBC.

En este caso no se observa la capacidad del activo, como sucede en un AGGE para aplicar la LBC, pues en este caso no se hace diferencia al tratamiento con UNR, es decir, sin importar la capacidad del usuario y el tamaño del activo de generación, siempre tiene el beneficio de acordar el precio por su propia energía. Serán reglas generales y simétricas sin discriminación de tamaños para el AGR y el PMR cuando se les traslade el CERE por el agente generador.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 57

Por otra parte, cuando son varios usuarios asociados al AGR y PMR, se usa el agregado de la demanda de los usuarios. De hecho, esta regla cuando hay varias fronteras comerciales ya está contemplada de forma similar en la Circular CREG 20 de 2023.

Por otra parte, se identifica que, si el AGR o PMR participan en el CxC, caso en que no le trasladarían el CERE desde el agente generador, para aplicación de la LBC si se tiene que observar la capacidad instalada. Esto pues serían tratados carga y generación de forma totalmente independiente en su liquidación y sin interferencia de traslado de CERE. En este caso, aplicaría igual que un AGGE, es decir, observando si la capacidad instalada es mayor a 1 MW para aplicar la LBC.

5.7 Activos de generación embebidos en fronteras comerciales de usuarios no regulados.

Se permite que los usuarios asociados y el AGR o el PMR puedan realizar la actividad de AGFR o PMRUFR con fronteras comerciales de consumo embebidas o activos de generación embebidos en activos de conexión de usuarios no regulados en los términos de la Resolución CREG 101 070 de 2025; y para efectos de liquidación que se ha explicado se utilizará la medida de las fronteras comerciales embebidas de consumo y de generación embebida referidos a la frontera principal como lo indica la citada resolución.

5.8 Sin excedentes – artículo 1 Decreto 1403 de 2024

Conforme los comentarios recibidos, la CREG mantendrá las reglas propuestas, ratifica el concepto dado por el MME y las complementará para ese mismo fin. La CREG tiene el deber por Ley de asegurar que la regulación garantice una operación segura, confiable y económica, y tener recursos que operen en el sistema sin revisión de requisitos técnicos puede traer consecuencias que afecten el suministro de energía.

En resumen, las reglas son:

- a) Recursos sin excedentes que se conecten al SDL, se aplica la Res. CREG 174 de 2021 para revisión de requisitos técnicos.
- b) Recursos sin excedentes que se conecten al STN o STR, C.N.O indicará en Acuerdo la interacción entre transportador, CND y solicitante para realizar pruebas y revisión de requisitos técnicos para puesta en servicio.
- c) En cualquier caso, si se entregan excedentes sin haber sido autorizados, se debe desconectar el activo de generación usando el proceso del anexo 2 de la Res. CREG 174 de 2021

5.9 Participación en el CxC y ENFICC

Para participación en el CxC, la propuesta queda en la siguiente forma, con condiciones simétricas que las plantas de generación:

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 58

- a) El usuario AGGE, el AGR o el PRM deberán constituirse como una ESP en calidad de agente generador.
- b) Deberán ser activos de generación existentes.
- c) Si el activo de generación es No Despachado Centralmente, el interesado y su activo de generación podrán participar en las subastas del Cargo por Confiabilidad conforme a la Resolución CREG 071 de 2006 en los términos en que sea convocada la subasta.

No obstante, lo anterior, en caso de quedar adjudicados con asignaciones de OEF, dicho activo de generación se deberá declarar y operar como una planta despachada centralmente antes de la fecha de Inicio de Periodo de Vigencia de la Obligación (IPVO).

Si a la fecha de la IPVO la planta no ha cumplido con los requisitos exigidos de la regulación y acuerdos del C.N.O para que la planta este en el despacho central, habrá lugar a la pérdida de la OEF y su remuneración asociada.

- d) Para el usuario AGGE se deberá contar con la medida de consumo bruto de mínimo 1 año.

En este caso, se deberá contar con una frontera de generación a nivel de la salida de generación, al interior de los activos de conexión. Este punto se denominará Punto de Conexión Individual asociado a una Frontera de generación individual

Se realizaría un balance de energía entre el punto anterior y el punto de conexión para determinar el consumo bruto del usuario.

Para el cálculo de la ENFICC, se aplican las metodologías vigentes por tecnología y luego se restaría el consumo bruto. En el cálculo de las metodologías vigentes se asumiría que no existe el usuario como carga.

- e) En los casos de AGR y PMR no aplica la medida del consumo bruto, pues en primera medida el activo de generación estaría conectado directamente al STN, STR o SDL, sin interferencia de alguna carga en redes internas. Es decir, de forma física la carga no está incidiendo en dicho punto.

Otro punto para tener en cuenta es que estos casos son distintos al AGGE, pues el AGGE es un caso en el cual la energía entregada al sistema en tiempo real no precisa ningún tratamiento, pues en si misma ya representa la energía real con la variación de la carga incluida. Si el AGGE no cumple con la OEF (derivada de su ENFICC como se explica en el literal d) anterior), se aplicarían las reglas del CxC directamente y las desviaciones a que haya lugar.

Para el AGR y el PMR, en el caso hipotético de permitir un traslado por CERE desde el agente generador y al tiempo obtener remuneración del CxC, la liquidación del CxC aplicaría sobre la misma cantidad de energía real. Es decir, la energía entregada al sistema se cuenta como energía real y es con la que se liquida el CxC (Anexo 8 Res.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 59

CREG 071 de 2006). Por lo cual, de permitir lo anterior, se obtendría un doble beneficio por la misma cantidad de energía que ya estaría comprometida con la confiabilidad del sistema.

Un tratamiento como lo anterior requeriría de un rediseño de las reglas de liquidación del CxC, quizás modificación de reglas asociadas al mismo y adelantar un análisis de impactos más profundo sobre los cambios que generarían dichos cambios en la tarifa hacia los usuarios, pues significaría fragmentar la energía real en dos partes.

Así mismo, se tendría que estudiar si la energía entregada al sistema debe ser usada en primer lugar para su OEF o si debe ser usada en primer lugar para su traslado del CERE desde el agente generador.

Por lo tanto, en conclusión, para dar inicio y viabilizar la participación en el CxC de los AGR y PMR aplicarían directamente las metodologías ENFICC, sin obtener doble beneficio por traslado de CERE desde el agente generador.

- f) El interesado con un activo de generación embebido en activos de conexión de usuarios no regulados en los términos de la Resolución CREG 101 070 de 2025, podrán acceder al mecanismo del cargo por confiabilidad y para efectos de liquidación u otros se utilizará la medida de generación referida a la frontera principal.

6. CONCEPTO SIC

La SIC mediante comunicación con radicado 25-644854-2-0 del 10 de febrero de 2026, y radicado CREG No. E2026002726 de 13 de febrero de 2026, emitió concepto de abogacía de la competencia sobre el proyecto *“Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal con usuarios de forma remota, se regulan aspectos comerciales, de conexión y operación en el SIN, y se establecen disposiciones respecto de recursos sin entrega de energía a la red”* estableciendo en su análisis que la normativa evaluada no se configura como una restricción injustificada a la competencia, en la medida en que se fundamenta en diferencias objetivas en la función económica y operativa de los esquemas regulados, y en consecuencia, realiza dos recomendaciones en el siguiente sentido:

“5. RECOMENDACIONES *Por las razones expuestas, se recomienda respetuosamente a la CREG:*

Adelantar *un seguimiento ex post a la implementación de la regulación, particularmente en lo relacionado con la interacción de los esquemas AGR y PMR con el MEM y el Cargo por Confiabilidad, con el propósito de identificar oportunamente posibles efectos no previstos sobre la dinámica competitiva del mercado.*

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 60

Evaluar periódicamente la suficiencia de los mecanismos de supervisión, medición y trazabilidad operativa previstos en el proyecto, con el fin de asegurar que las reglas de vinculación económica y de registro contractual permitan un control efectivo de los esquemas regulados y contribuyan a preservar la transparencia y el adecuado funcionamiento del mercado.”

En el sentido anterior y con base en la sugerencia, se incluye el siguiente artículo:

(...) Seguimiento y evaluación de las medidas. Con la finalidad de realizar seguimiento y evaluación de las medidas establecidas en la presente resolución, se llevarán a cabo las siguientes actividades:

i. El CND y el ASIC realizará seguimiento e incluirá en sus informes del MEM lo siguiente:

a. Semestralmente el ASIC informará los cambios e incrementos en la variable CERE de que trata la Resolución CREG 071 de 2006, esto con ocasión de la operación comercial de los activos de generación asociados al AGR o PMR con los cuales se ejerce las actividades de AGFR y PMRUFR.

b. Anualmente el ASIC informará los activos de generación asociados al AGR, PMR y AGGE que participen en el Cargo por Confiabilidad conforme a la Resolución CREG 071 de 2006 y lo indicado en esta resolución. El informe deberá incluir sugerencias de ajuste en los mecanismos de cálculo de ENFICC u otros que tengan relación, si así lo encuentran necesario.

Esta información se deberá hacer pública en la página web de XM SA ESP.

ii. La SSPD definirá, en caso de que lo considere necesario, los mecanismos de supervisión con la finalidad de realizar la medición y trazabilidad operativa previstos en esta resolución para los agentes comercializadores y generadores que representen a los AGR y PMR, con el fin de asegurar que las reglas de vinculación económica y de registro contractual permitan un control efectivo de los esquemas regulados.

Si como consecuencia de la información y seguimiento establecida en el presente artículo se evidencia la necesidad de realizar ajustes a lo dispuesto en la presente resolución, la CREG procederá de conformidad. (...)

7. ANÁLISIS DE IMPACTOS

A continuación, se citan los impactos encontrados (positivos y desfavorables):

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 61

- La propuesta contenida aplica los mismos requerimientos técnicos, operativos y de mercado que cualquier otra planta de generación ante el mercado mayorista de energía. Para las pérdidas se incluye tratamiento en contrato de conexión.

Impacto: no tiene impacto. Entran en el mercado de forma transparente y bajo las mismas reglas.

En cuanto a las pérdidas para el OR, cuando se incrementen, se solventará haciendo uso de un acuerdo por medio del contrato de conexión.

- Se permite la modificación de la actividad de un activo existente para ser AGR o PMR sin perder punto de conexión

Impacto: no tiene impacto. Pues el activo ya ha sido evaluado. Esto siempre y cuando sea el mismo recurso de generación, tecnología y sin superar la capacidad asignada previamente.

- Se amplía la aplicación de la Res. CREG 174 de 2021.

Impacto: los que aplican la Res. CREG 174 de 2021 se verán beneficiados por unirse a un proceso simplificado. No obstante, se aumenta la carga operativa del OR, lo cual se solventa permitiendo el cobro de las visitas técnicas.

- Así mismo, los usuarios primero deben constituirse como cargas, aplicando la regulación vigente para la planeación de su conexión.

Impacto: no tiene impacto. Entran en el sistema de forma transparente y bajo las mismas reglas.

- Se incluye tratamiento para recursos sin excedentes, aplicando requisitos técnicos y operativos

Impacto: la CREG le corresponde crear la regulación para salvaguardar una operación económica, segura y confiable. El impacto es positivo para el sistema.

- En cuanto a las reglas comerciales, se presenta una modalidad en que:
 - El usuario asociado realiza un contrato con un agente comercializador para la atención de su demanda como UNR

Impacto: regla actual, no tiene impacto

- El usuario asociado realiza un contrato con un agente generador para la representación del activo de generación ante el MEM y su venta bajo los mismos principios y reglas.

Impacto: regla actual, no tiene impacto

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 62

- En el MEM y ante el ASIC los agentes comercializador y generador representantes pactan un contrato tipo pague lo contratado condicionado a la generación del activo y hasta la demanda del usuario.

Impacto: no tiene impacto, se unen el mundo comercial y físico para garantizar la cobertura del usuario.

- El agente generador representante del activo de generación no se le recauda el dinero del CERE en el MEM por el valor de la energía entregada al sistema y que iguala la demanda del usuario. Complementariamente el agente generador traslada dicho valor al AGR o PMR y se pacta en el contrato de representación. Finalmente, la energía a la cual se le aplica lo anterior se tiene en cuenta para reducción de la Demanda Objetivo para no afectar la demanda.

Impacto: El agente generador no retiene el valor no recaudado, se lo traslada al AGR o PMR. Este proceso genera necesariamente un ajuste en la fórmula de cálculo del CERE, que lo incrementa. Sin embargo, dicho proceso también ocurre cuando un AGGE ingresa al sistema, es decir, si un AGGE nuevo entra al sistema, el mismo sistema requiere menos energía para atender la demanda, lo cual incrementa el CERE naturalmente. Es decir, tienen el mismo efecto de entrada hasta dicho punto.

Lo que se debe complementar y que lo hace similar al AGGE, es la resta de dicha energía y que usa el anterior mecanismo en el valor de la Demanda Objetivo. Esto pues cuando un AGGE entra al sistema, la Demanda Objetivo se reduce. Se busca la misma aplicación para que tengan el mismo sentido de aplicación sin diferenciación. Así las cosas, para mitigar el efecto de dicho del mecanismo y hacerlo igual al AGGE, en adelante se restará a la Demanda Objetivo a futuro dichos valores de energía que realizan tal operación.

- Se incluye regla de LBC

Impacto: el impacto es positivo para el sistema, pues si los usuarios consumen mas energía que su LBC, entonces asumen dicho pago al valor del mercado, pues es una energía que no se tuvo en cuenta en la compra de OEF, por tanto, no se tuvo en cuenta en la planeación a largo plazo del balance energético.

- Por otra parte, sobre que todos los usuarios que quieran ser asociados al AGR o PMR y sean tratados como usuarios no regulados, se comprende que es una regla más estricta, pero es necesaria para poder acordar precios entre las partes.

Impacto: Esto en forma cualitativa hace que estos usuarios tengan que invertir en el sistema de medida, pero solo aquellos que no cuenten con uno telemedido al ASIC (es decir, inicialmente los que sean regulados).

Así mismo, dichos usuarios tendrán que buscar los agentes representantes.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 63

Es decir, adquieren ventajas (acuerdan precios), pero al mismo tiempo mayor responsabilidad, lo cual es coherente.

- Así mismo, se brinda la regla de que un AGR pueda atender varias fronteras de comercialización (mismo NIT varios NIU).

Impacto: se tiene el impacto a nivel cualitativo de que se desconoce qué tantas personas naturales o jurídicas puedan optar por dicho mecanismo restándole usuarios a mercados de comercialización, y muchos de estos usuarios pueden ser de aquellos que si pagan la factura. Se realizará la supervisión del mecanismo y seguimiento para la determinación del impacto en un análisis ex post regulatorio.

- En cuanto al cargo por confiabilidad, la propuesta es rigurosa es aplicar básicamente las mismas metodologías de ENFICC para el AGGE, el AGR y el PMR.

En el caso del AGGE se deberá determinar el consumo bruto para la resta de su ENFICC.

Todos participan inicialmente como plantas existentes.

Impacto: sobre el sistema no se tiene impacto pues el hecho de usar datos de consumo bruto para restar a la ENFIC calculada, caso AGGE, hace que implícitamente se tenga una modelación de la carga. Respecto de usar las metodologías actuales, todos quedan en igualdad de condiciones. En este caso se tiene un impacto en desventaja sobre estos participantes, pues podrían solo participar como existentes. Sin embargo, esto se re evaluará con el tiempo dependiendo del uso del mecanismo y de su grado de cumplimiento.

- En cuanto al servicio de generación se seguridad, todo el que desee participar deberá ser despachado centralmente. Es decir, no aparece la regla en la resolución de forma explícita y no es necesario, esto pues que en el Reglamento de Operación vigente los despachados centralmente pueden participar.

Impacto: es positivo para el sistema y la demanda, y se mitiga el riesgo de desatención y de riesgos operativos.

- Tareas C.N.O. y XM

Impacto: Se aumentará la carga operativa del C.N.O. y de XM para la elaboración de los análisis y documentos de aplicación. Esto es necesario para darle viabilidad a la propuesta.

8. INDICADORES DE SEGUIMIENTO

Todo recurso debe pasar por el CND y será supervisado por este, por lo tanto, deberán ser incluidos en el PARATEC y demás aplicaciones que tiene el CND donde se registra la energía despachada, y características técnicas como la capacidad, tipo de recurso, eficiencias, entre otros. Todo atributo de los sistemas del CND servirá como indicadores de seguimiento.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 64

Así mismo el ASIC reportará a la CREG el seguimiento de qué tanta energía usa el mecanismo.

Finalmente, se incluye artículo de seguimiento conforme la recomendación de la SIC.

9. CONCLUSIONES

- El Decreto 1403 de 2024 le ordenó a la CREG realizar un análisis y evaluación. Inicialmente se presentó el análisis en la Circular CREG 136 de 2025 cumpliendo dicho requerimiento (primera consulta).

Luego, se complementó el análisis en la Res. CREG 701 091 de 2025, (segunda consulta)

Finalmente, con la presente propuesta, teniendo en cuenta los comentarios de los interesados a la anterior Circular y Proyecto Resolución, se establecen reglas formales de aplicación para el AGR y el PMR.

- Las actividades de AGR y PMR se desarrollan en cumplimiento del Decreto 1403 de 2024, que a la fecha se encuentra vigente y goza de presunción de legalidad. Se comprende que, dentro del citado Decreto, el mismo interpreta que la Ley 143 de 1994 y la Ley 1715 de 1994, en sus definiciones para autogenerador y productor marginal no limitó que la energía producida por una planta de generación sea consumida en distintos predios al punto de conexión.
- En cualquier caso, los activos de generación al AGR y al PMR deben ser representados por un agente generador para entregar energía. Así mismo, los usuarios asociados al AGR y el PMR para consumir deben ser representados por un agente comercializador.
- Para planeación, conexión y operación en el SIN, se aplica la regulación actual.
- La clientela del PMR debe contar con una situación de control entre la matriz y sus subordinadas (filiales y subsidiarias) en los términos señalados en los artículos 260 y 261 del Código de Comercio.
- Cuando el AGR es una persona natural o jurídica con varios NIU, podrán aplicar el mecanismo bajo el mismo NIT y diferentes NIU. El comercializador crea mecanismos de verificación.
- La exoneración del pago de los cargos tarifarios requiere de una la ley que lo habilite, y que al crearse subvenciones para algunos usuarios no se contravenga la Ley 142 de 1994. En el CERE se crea un mecanismo alternativo que no afecte la demanda y se trate en forma similar o igual que a un AGGE.
- La exención del pago de contribuciones y transferencias no son competencia de la CREG, de tal forma que no se contravenga la Constitución Política.
- La generación de seguridad se podrá prestar siempre y cuando sean recursos despachados centralmente.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 65

- Se incluye una propuesta de participación en el CxC para ARG y PMR usando las metodologías actuales. Únicamente el AGGE se le medirá el consumo bruto.

10. ABOGACIA DE LA COMPETENCIA

 Superintendencia de Industria y Comercio	EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS PROYECTOS DE ACTOS ADMINISTRATIVOS CON FINES REGULATORIOS Resolución 44649 de 2010-Abogacía de la Competencia		CÓDIGO: PC01-F02	
			VERSIÓN: 4	
			FECHA: 2025-05-02	
Nombre de la entidad solicitante:	CREG			
Nombre(s) de la(s) entidad(es) interviniente(s):	CREG			
Nombre del Proyecto de Regulación:	Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal con usuarios de forma remota, se regulan aspectos comerciales, de conexión y operación en el SIN, y se establecen disposiciones respecto de recursos sin entrega de energía a la red			
Objeto del Proyecto de Regulación:	Cumplimiento Decreto 1403 de 2024			
Fecha de diligenciamiento:	19 de diciembre de 2025			
CUESTIONARIO				
PREGUNTA	SI	NO	ARTÍCULO DEL PROYECTO QUE GENERA RESTRICCIÓN	JUSTIFICACIÓN A LA RESPUESTA
1.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, si respecto de su proyecto regulatorio es positiva la repuesta a alguna de las siguientes preguntas:			
a)	¿El proyecto regulatorio otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes?		X	
b)	¿El proyecto regulatorio establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta?		X	
c)	¿El proyecto limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio?		X	

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 66

d)	¿El proyecto eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas?		X		
e)	¿El proyecto crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión?		X		
f)	Incrementa de manera significativa los costos:				
	i) ¿El proyecto incrementa de manera significativa los costos para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados?		X		
	ii) ¿El proyecto incrementa de manera significativa los costos para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados?		X		
2.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, si respecto de su proyecto regulatorio es positiva la repuesta a alguna de las siguientes preguntas:				
a)	¿El proyecto controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción?		X		
b)	¿El proyecto limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos?		X		
c)	¿El proyecto limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos?		X		
d)	¿El proyecto otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes?		X		

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 67

e)	¿El proyecto otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras?	X			Se establece un tratamiento diferencial para los usuarios asociados a un AGR o PMR, en el sentido de: (i) se les da tratamiento de usuarios no regulados sin importar su límite de consumo; (ii) en el CxC solo se habilita su participación como planta existente a diferencia de otras plantas que pueden participar como nuevas pero que no tiene consumo; (iii) el valor del CERE es reconocido al AGR y PMR buscando dar simetría al AG convencional.
f)	¿El proyecto limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial?		X		
g)	¿El proyecto limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas?		X		
3.	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, si respecto de su proyecto regulatorio es positiva la respuesta a alguna de las siguientes preguntas:				
a)	¿El proyecto genera un régimen de autorregulación o correulación?		X		
b)	¿El proyecto impone la obligación de dar publicidad sobre información sensible para una empresa que podría ser conocida por sus competidores (por ejemplo precios, nivel de ventas, costos, etc.)?		X		
En opinión del regulador ¿El Proyecto genera alguna otra limitación a la libre competencia económica?					
No se evidencia otra limitación sustancial para la implementación de la mediada, no obstante, quedamos atentos al análisis y conceto de abogacía					
CONCLUSIONES					
Debe remitirse el texto aprobado por la CREG a la SIC					

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 68

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 69

11. ANEXO ANÁLISIS Y RESPUESTA DE COMENTARIOS

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
1	Clasificación: Tiempo C.N.O Art 5: Sugerimos para los literales i) y ii) un plazo no menor a seis (6) meses para establecer las pruebas de Potencia Máxima Declarada-PMD que deben ser instrumentadas a través de un Acuerdo del Consejo.	Se tendrá en cuenta el comentario
2	Clasificación: Redes privadas Art 23: Consideramos que para este tipo de conexiones también se debe cumplir la reglamentación técnica y regulación de la Comisión, ya que el proyecto normativo permitiría un procedimiento bilateral entre el comercializador y el	Se elimina que puedan tenerse redes privadas, y, en consecuencia, las conexiones a las que se refería el artículo propuesto. Como es de conocimiento de la ciudadanía, a la fecha esta Comisión no había emitido ninguna normatividad con la finalidad de regular lo establecido en el numeral 14.156 del artículo 14, numeral 15.27 de artículo 15 y el artículo 168 de la ley 142 de 1994, respecto del

6 14.15 Productor marginal independiente o para uso particular. Es la persona natural o jurídica que utilizando recursos propios y técnicamente aceptados por la normatividad vigente para cada servicio, produce bienes o servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos para sí misma o para una clientela compuesta exclusivamente por quienes tienen vinculación económica directa con ella o con sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal.

7 Artículo 15. Personas que prestan servicios públicos. Pueden prestar los servicios públicos: (...)

15.2. Las personas naturales o jurídicas que produzcan para ellas mismas, o como consecuencia o complemento de su actividad principal, los bienes y servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos.

8 Artículo 16. Aplicación de la ley a los productores de servicios marginales, independiente o para uso particular. Los productores de servicios marginales o para uso particular se someterán a los artículos 25 y 26 de esta Ley.

Y estarán sujetos también a las demás normas pertinentes de esta Ley, todos los actos o contratos que celebren para suministrar los bienes o servicios cuya prestación sea parte del objeto de las empresas de servicios públicos, a otras personas en forma masiva, o a cambio de cualquier clase de remuneración, o gratuitamente a quienes tengan vinculación económica con ellas según la Ley, o en cualquier manera que pueda reducir las condiciones de competencia.

Las personas jurídicas a las que se refiere este artículo no estarán obligadas a organizarse como empresas de servicios públicos, salvo por orden de una comisión de regulación. En todo caso se sobreentiende que los productores de servicios marginales independientes o para uso particular de energía eléctrica están sujetos a lo dispuesto en el artículo 45 de la ley 99 de 1993.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 70

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	usuario PM, que no garantizaría la consecución de dicho objetivo.	productor marginal y su rol en la prestación del servicio de energía eléctrica. En atención a los comentarios recibidos, y que la propuesta principal de regulación no tiene como finalidad que los productores marginales ejerzan directamente las actividades de comercialización, distribución o transmisión de energía eléctrica; y que, en consecuencia, tengan que constituirse en empresas de servicios públicos domiciliarios, se encuentra pertinente ajustar la resolución definitiva eliminando la posibilidad de construir redes privadas por parte del PM, y en cumplimiento del mandato establecido en el Decreto 1403 de 2024, continuar habilitando el uso del SIN para la atención de su clientela. Lo anterior, en aras de garantizar la continuidad y calidad en la prestación del servicio tanto al productor marginal como los usuarios vinculados económicamente que se beneficiaran de manera remota de la energía que este produce. Por lo tanto, se aclara que, con la expedición de la resolución definitiva no modifican las responsabilidades de los operadores de red en la expansión, operación y mantenimiento de las redes de uso común, y en tal sentido, el OR o Transportador continuará siendo responsable por la calidad del servicio de la red utilizada para atender a los usuarios asociados a su mercado de comercialización.
3	Clasificación: Tiempo C.N.O Art 24: Sugerimos para los literales i) y ii) un plazo no menor a seis (6) meses para establecer las pruebas de Potencia Máxima Declarada-PMD que deben ser instrumentadas a través de un Acuerdo del Consejo.	Se tiene en cuenta el comentario para el análisis integral
4	Clasificación: ENFICC Art 42: Sugerimos que la aplicación de las metodologías vigentes de verificación de ENFICC se lleven a cabo al nivel del Punto de Conexión-PC y no en el Punto de Conexión Individual-PCI.	Se acepta el comentario Se encuentra que las metodologías solar y eólica pueden modelar hasta punto de conexión, lo cual incluiría las pérdidas, incorporando lo que se puede entregar al sistema. Así, deben ser modelados los elementos eléctricos hasta dicho punto de conexión.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 71

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
		En el caso de térmicas e hidráulicas, las metodologías de ENFICC son de un modelo de optimización caso hidráulico y de formula caso térmico, ambos tienen en común que usan la CEN que es lo máximo que se ve en el sistema en PC, así incluirían las pérdidas hasta el PC. A su vez se complementa que se debe restar la carga máxima del modelo de ENFICC únicamente en el caso AGGE. Aquí no se opta por una modelación de carga; por seguridad se opta por los datos brutos que puede presentar un usuario asumiendo que siempre tomará el valor máximo que se encuentre para un día en un periodo de tiempo, el cual siempre se actualizara y tomará el valor mayor de consumo que tenga en la historia. Así mismo se identifica que no existe una metodología de datos ausentes, se incluirá una propuesta Dado que se regulará el PMR y AGR como o similares a una planta de generación, la ENFICC de estas es usando la metodología vigente. Ahora, cuando una planta es menor de 20 MW, si participa en el CxC igualmente debe constituirse como despachado centralmente. No se ve necesario tener una alternativa de ENFICC para PNDC, pues las metodologías actuales son por tecnología. Así mismo, cuando participan deben volverse despachados centralmente. Se retira la ENFICC de NDC de la propuesta, precisa un análisis profundo
5	Clasificación: Tiempo C.N.O Art 44: Sugerimos un plazo no menor a cuatro (4) meses para determinar los ajustes de los Acuerdos que establecen la metodología de cálculo de la Energía en Firme para las plantas solares fotovoltaicas y eólicas.	Se tendrá en cuenta el comentario
6	Clasificación: Generación de Seguridad Art 47: Sugerimos que los recursos con capacidad instalada o nominal superior a 5 MW sean capaces de mantener el nivel de generación solicitado por el	Se permitiría la Generación de Seguridad, pero deberán pasar al despacho central, debido a comentarios que se presentan más adelante que tienen relación a que la actividad requiere definición de

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 72

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	CND durante una (1) hora, que es el periodo asociado a las ofertas en el despacho económico. Adicionalmente, recomendamos un periodo no menor a ocho (8) meses para la formulación de los Acuerdos indicados en el literal ii), relacionados a las pruebas y requerimientos técnicos para validar que este tipo de arreglos de generación puedan proporcionar dicho servicio. Para los Acuerdos del literal iii), donde se define el tiempo de anterioridad, requisitos y consideraciones de la plataforma digital para el envío de las consignas operativas, sugerimos un plazo de ocho (8) meses para la formulación de estos requerimientos.	reglas en el despacho de mayor profundidad y de liquidación. Es decir, no se necesitará hacer mención a las reglas, pues por defecto un recurso DC, ya podrá participar conforme al reglamento de operación actual.
7	Clasificación: sin excedentes Sugerimos definir el tratamiento que recibirán los arreglos de generación ya conectados, es decir, los que se incorporaron al Sistema sin tener en cuenta el proyecto normativo bajo análisis; es decir, se debe tener la certeza si todo lo propuesto por la CREG es retroactivo o no. Asimismo, no hay claridad sobre la formalización de la conexión y quien valida el cumplimiento de los requisitos establecidos en los literales i) y ii) del artículo 48, ya que el decreto 1403 establece que no se necesita ninguna clase de autorización para la conexión. Finalmente consideramos revisar si la “armonización regulatoria” sugerida por la Comisión se puede llevar a cabo, ya que jurídicamente el Decreto es de jerarquía superior, y recientemente la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales-OARE de MINENERGÍA informó sobre un próximo ajuste al referenciado Decreto.	No existe retroactividad con la expedición de esta medida. No obstante, lo anterior, tanto el MME como la CREG hemos sido reiterativos en que la conexión de los proyectos sin entrega de excedentes al SIN, bien se antes o con posterioridad a la expedición del Decreto 1403 de 2024, conforme se advierte en los conceptos con radicado CREG S2025004264 de fecha: 2025-06-11 y radicado MME No. 2-2025-006029, siempre deben cumplir requisitos técnicos y operativos y la regulación, los cuales son los mismos, por lo tanto, se entiende una planta en operación debería estarlos cumpliendo. aquí solo se está ratificado que debe tenerse dicha situación, pasado de un concepto a la regulación, para que no haya lugar a interpretaciones distintas y riesgosas para la seguridad del SIN. Respecto de la Res. CREG 174 de 2021 es el OR el que aplica el proceso de revisión. Otros proyectos que no les aplique la Res. CREG 174 de 2021, no les aplicará la Res. CREG 75 de 2021, deberán demostrar los requisitos técnicos antes de la entrada en operación con las pruebas coordinadas con el transportador y el CND. El C.N.O. podrá ajustar Acuerdos para tal fin cumpliendo con el código de conexión en los numerales donde no interfiere la UPME, pero se le debe informar lo que se necesite. De conformidad con el artículo 2.2.3.2.4.4.2. del Decreto 1073 de 2015, el 28 de agosto de 2025 el MME expidió la Resolución 40379, con algunos lineamientos habilitantes para proyectos de

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 73

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
		autogeneración y producción marginal y nada dijo de manera temporal o permanente respecto de los proyectos de autogeneración o productores marginales sin entrega de excedentes al SIN. Finalmente, se aclara que la única autoridad competente en Colombia para regular el servicio público domiciliario de energía eléctrica es la CREG, al MME le corresponde emitir la política pública sectorial y no la regulación, En todo caso, ambas entidades, somos responsables de la aplicación de los artículos 33 y 34 de la Ley 143 de 1994 que disponen que la operación del Sistema Interconectado Nacional debe realizarse bajo criterios de calidad, seguridad y confiabilidad. Se incluyen otros ajustes que pueden observarse en la respuesta a comentarios principales en el documento.
8	Clasificación: Tiempo C.N.O. Art 48 sobre generación de seguridad. Consideramos que treinta (30) días hábiles no son suficientes para que el CNO actualice el Acuerdo de protecciones, el documento de lineamientos de los estudios de conexión simplificado, formato simplificado y el Acuerdo de pruebas, esto para incluir a las plantas de generación con capacidad efectiva neta mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW. Por lo anterior, sugerimos un plazo no inferior a seis (6) meses para cumplir con este mandato normativo.	Se tiene en cuenta el comentario
9	Clasificación: Cargos La introducción de generación en un punto de la red disminuye, en proporción a su contribución, el uso de las redes de transmisión, pues con la energía generada se atiende la demanda cercana. En ese orden de ideas, la introducción de generación en el punto de conexión trae beneficios, especialmente en zonas con dificultades de transporte. La componente T asociada al consumo del usuario del Autogenerador Remoto (AGR) ya está siendo	Es incorrecta su interpretación. Como se advierte a lo largo de documento, para establecer dicha exoneración, la CREG carece de facultades, pues para el usuario que es autoprodutor sería semejante a exonerarlo de un pago directo por el uso de activos de terceros, lo que se podría interpretar como la creación de una subvención dirigida al autoprodutor y que es asumido por otros usuarios sin la capacidad de autoabastecerse (en estos últimos aplicaría semejante a contribución).

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 74

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	recaudada por la demanda cercana al punto de conexión del AGR. Bajo nuestro entendimiento, la no exoneración del componente de transmisión para el usuario del AGR es equivalente a un cobro por cargo de transporte por la energía entregada, lo cual iría en contravía del artículo 11 de la Resolución CREG 011 de 2009.	Se encuentra inviable exonerar o crear exenciones al pago del anterior concepto para los usuarios autogeneradores o productores marginales, esto debido a su origen legal y la ausencia de facultades por parte de la CREG con forme los establecido en los artículos 150, 154 y 338 de la Constitución Política, así como en aplicación de los fines de la intervención estatal y los criterios tarifarios para definir la regulación establecidos en la Ley 142 de 199 Observe además que, en todo caso, el AGR tendrá su generación y consumo separados, por lo cual la infraestructura de red siempre le brindará respaldo indiferentemente si el AGR está en mantenimiento, averiado u otra circunstancia. No se toma el comentario
10	Clasificación: CxC Dado que, una vez un AGGE, AGR o PM queda con asignaciones de OEF, se establece que adquiere todos los derechos, deberes y obligaciones contemplados en las resoluciones aplicables. Esto implica que podría acceder a mecanismos de cubrimiento de su OEF, tales como la Demanda Desconectable Voluntaria (DDV) y el mercado secundario.	El que un usuario acceda al Cargo por Confiabilidad CxC, significa que debe constituirse como empresa de servicios públicos domiciliarios y en específico agente generador, por lo cual le aplican todas las reglas como agente generador, incluidas las del CxC
11	Clasificación: Generación de seguridad Los recursos de generación AGGE, AGR y PM, para la participación en el mecanismo de generación de seguridad, pueden ser representados ante el mercado por un agente comercializador?	No se puede participar con representación de un agente comercializador, pues este no ejerce la actividad de generación. Para poder participar en el servicio de generación de seguridad deben ser representados por un agente generador
12	Clasificación: Distorsión del MEM ANDEG y sus empresas afiliadas remitimos comentarios a la propuesta normativa del asunto, insistiendo en la importancia de preservar lo establecido en el marco normativo vigente en relación con: 1) la valoración de la capacidad de generación de respaldo (Art. 23 de la Ley 143 de 1994) y 2) el régimen tarifario para la prestación de los servicios públicos domiciliarios (Art 87 de la Ley 142 de 1994), en el contexto de no distorsionar la	La regulación que se expide es de carácter general; los procedimientos aplican de forma simétrica a cualquier usuario y se está buscando puntos comunes entre un AG convencional y uno remoto de los que se tiene línea de política pública para tener reglas aplicables.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 75

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	arquitectura del mercado eléctrico, dado que con la resolución en consulta, se está promoviendo una regulación que beneficia proyectos y/o agentes individuales, en contravía del espíritu de carácter general de la función de regulación económica	
13	Clasificación: Cargos Desde nuestra Asociación consideramos que la regulación debe, por regla, a cumplir el mandato regulatorio y no a que se tengan excepciones del cumplimiento de las normas que establece la Comisión de Regulación de Energía y Gas para los agentes que participan en el mercado eléctrico. De un lado, vemos un avance en esta resolución respecto a lo que plantearon en el Documento CREG 901 175 de 2025 relacionado con el pago de los cargos de red, respecto a lo que resaltamos que se haya acogido el planteamiento de ANDEG en el sentido de revisar las responsabilidades de los agentes frente a las obligaciones con el mercado de energía, sobre todo, frente a "...los cargos asociados con el acceso y uso de las redes del sistema interconectado..." (Art. 39 L143/1994).	De acuerdo, la propuesta no exonera cargo T
14	Clasificación: CERE No obstante, observamos que la resolución no es precisa en el tema del pago del recaudo del CERE por parte de agentes que participan en el mercado eléctrico que se beneficien de la condición del autogenerador remoto o del productor marginal con usuarios remotos. Al respecto, creemos que el Regulador debe realizar un taller donde se presente el alcance de la Resolución propuesta respecto a los nuevos roles y responsabilidades para los agentes que prestan el servicio de confiabilidad en el sistema eléctrico. De hecho, observamos que, con la resolución propuesta, se estaría incentivando que los agentes bajo esta nueva modalidad participen en el mercado de confiabilidad exonerándolos del pago del CERE, lo cual, con esta excepción se crea una distorsión frente a la norma general del esquema de recaudo del CERE por parte de agentes que participan en el SIN. En ese sentido, solicitamos que la CREG precise que el autoconsumo de los autogeneradores y productores marginales será objeto de aplicación	Sea lo primero decir que en el documento soporte del proyecto de Res. CREG 701 091 de 2025 se explicó que las propuestas regulatorias destinadas a las actividades de AG remota y PMR se desarrollarán en cumplimiento del Decreto 1403 de 2024, que a la fecha del presente documento se encuentra vigente y goza de presunción de legalidad. Adicionalmente, la CREG entiende que, dentro del citado Decreto, el mismo interpreta que la Ley 143 de 1994 y la Ley 1715 de 1994, en sus definiciones para autogenerador y productor marginal no limitó que la energía producida por una planta de generación sea consumida en distintos predios al punto de conexión de esta. Ahora bien, en el CxC, siempre se ha hecho con un balance energético el cálculo de la energía a cubrir y que tiene seguro de confiabilidad, sin importar donde este la generación y la demanda ubicados. Ahora bien, teniendo en cuenta todos los comentarios de forma integral, se realizan modificaciones que se resumen a continuación.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 76

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	del CERE, dado que, el desarrollo regulatorio no puede ir en contravía del marco normativo de la autogeneración establecido en la Ley 1715 de 2014 ni de la producción marginal de la Ley 142 de 1994, y, en especial, no debe distorsionarse la arquitectura del mercado eléctrico, dado que, la misma Comisión en diferentes conceptos sobre la regulación en temas comerciales de agentes autogeneradores y productores marginales, ha manifestado: 1) la frontera comercial en donde se entregan excedentes a la red y de demanda de electricidad debe ser la misma, y, 2) una vez se inyecte la energía eléctrica en la red, dicha energía hace parte del sistema interconectado nacional, independientemente del punto de entrega (STN, STR o SDL), y de esta manera, se debe aplicar la regulación vigente Lo anterior, es explicado desde el punto de vista técnico y físico del balance eléctrico, en donde las redes eléctricas del SIN son afectadas por cualquier inyección de energía, y esta debe ser considerada en el despacho para garantizar la adecuada operación en todo momento del sistema eléctrico, y así, llevar a cabo la planeación de corto y mediano plazo para conocer cuáles recursos de generación deben operar para garantizar la atención de la demanda, en el contexto del cumplimiento de los parámetros técnicos de los códigos de operación y de redes.	Sobre el CERE, la propuesta buscará o modificará a que, si el usuario asociado al AGR o los usuarios vinculados al PMR usan energía de forma "remota", entonces obtengan el dinero que representa el CERE por la energía entregada a la red que iguala el consumo, esto a través del agente generador. Así mismo, la propuesta ajustará el mecanismo de comercialización para adaptar lo anterior y sin afectar el MEM. En general, la propuesta modificada busca: ➤ Se observará el descuento del CERE como un balance energético entre el usuario y el punto donde este el activo de generación, similar al análisis cuando se asignan OEF, y similar cuando entra al sistema un AGGE. ➤ Dados los comentarios recibidos, se observa que la figura puede simplificarse. El ajuste es sin incurrir en tratamientos detallados, donde el agente generador no se le recaude el CERE, pero este se lo traslade al AGR o PMR. El restante de contratos no cambia en el mercado. ➤ Para lo anterior se debe ajustar que dicha energía no aparezca en el CxC, lo que genera ajustes en la fórmula de CERE y debe ser descontada dicha energía de la demanda objetivo. Esto para no afectar la demanda ➤ Dado que la energía es descontada en valor del CERE, debe aplicarse la LBC sobre el neto. ➤ Dado que no paga CERE el usuario, no puede participar en el CxC porque se genera doble beneficio con ventaja competitiva. ➤ Existirá un contrato entre usuarios y comercializador conforme la regulación vigente de UNR. ➤ Existirá un contrato entre agente generador y comercializador conforme la regulación vigente. Este contrato será pague lo contratado condicionado a que el activo genere y hasta el consumo del usuario. ➤ Existirá un contrato de representación entre AGR o PMR y el agente generador para la entrega de energía. Allí incluirán que el agente generador le

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 77

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
		traslade el CERE. Este valor se restará de la demanda objetivo para no generar impacto. Se realizan los ajustes para poder que se valore la energía que tiene seguro del CxC y la que no, sin que se afecte de ninguna manera la operación del mercado. Ahora bien, sobre que identifican que, si se aplica un balance energético para no considerar el CERE por la energía entregada que iguale a lo sumo el consumo, y al tiempo participen en el CxC, se acepta el comentario y se encuentra que no se puede obtener un doble beneficio, el cual se enuncio arriba en los ajustes. Se ajustará así: Si un usuario asociado al AGR o PM con vinculados al PMR accede al CxC, no podrá tener el tratamiento del CERE, pues ya lo estarían remunerando y la energía tiene otro uso.
15	Clasificación: CERE De hecho, reiteramos que, en caso que se insista en suprimir cobros asociados al componente de generación, habría un tratamiento asimétrico entre los agentes del mercado, dado que, se tendría el caso de algunos agentes que podrían pagar los cargos tarifarios acogiendo toda la regulación asociada al código de redes, código de operación y, por otro lado, otros agentes, como “free riders”, que tendrían unos incentivos desde la regulación, y ahora, desde la política pública, en particular, para no pagar los rubros asignados por ley, lo que a todas luces, va en contravía de lo expresado por la misma Corte Constitucional sobre el tema de prohibición o no gratuidad del pago de conceptos asociados a la prestación de servicios públicos, mediante Sentencia C-041 de 2003, al indicar que: El concepto de gratuidad de los servicios públicos ha sido abandonado en la Constitución Política de 1991 (art. 367) y ha surgido, en cabeza de los particulares, la obligación de contribuir en el financiamiento de los gastos en que incurra el prestador del servicio dentro de los criterios de justicia y equidad (arts. 95, 367, 368 y 369 C.P.). Para determinar los costos del servicio hay que tener en cuenta una serie de factores que incluyen no sólo el valor del consumo de cada usuario sino	No se están exonerando cargos a los usuarios. Solo se tiene el tratamiento por medio de balance energético similar al CxC: ver respuesta comentario 14

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 78

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	también los aspectos económicos que involucran su cobertura y disponibilidad permanente de manera tal que la prestación sea eficiente. (Negrilla y subrayado por fuera del texto original). Precisamente con tal fin la Constitución prevé que sea la ley la que fije no sólo las competencias y responsabilidades en la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, sino el régimen tarifario, en el cual se tendrán en cuenta los criterios de costos, solidaridad y redistribución de ingresos.” Insistimos que, con base en lo anteriormente expuesto, que la Ley 142 de 1994 prohíbe la gratuidad de los servicios públicos pues ella pone en riesgo la supervivencia de la persona prestadora, comprometiendo el adecuado suministro de los mismos³, independientemente de que las transacciones de autogeneración o producción marginal sean entre vinculados o no.	
16	Clasificación: CERE De hecho, nos llama profundamente la atención que la misma Comisión está señalando en los considerandos de la Resolución, que la primera lectura del regulador mostraba que se tenía que pagar el CERE: “ (...) Los cargos de generación por concepto de Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE), Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) y/o de otros componentes adicionales establecidos en el mercado, están diseñados con base en las Leyes: 142 y 143 de 1994 (CERE y AGC); 633 de 2000 y 173 de 2015 (FAZNI); 99 de 1993, 142 de 1994, 1930 de 2018, 1955 de 2019 y 2294 de 2023 (Transferencias del Sector Eléctrico). En el primer análisis publicado por la CREG, se encontró inviable jurídicamente exonerar del pago de los anteriores conceptos a los usuarios autogeneradores o productores marginales, esto debido al origen legal de estos y las facultades de la CREG conforme a lo establecido en el artículo 338 de la Constitución Política respecto de crear o imponer el pago de	El primer análisis puesto a consideración de la ciudadanía mediante la Circular CREG 136 de 2025, se proponía no exonerar el CERE, y a su vez en el Documento CREG 901 171, se advierte: <i>“Se debe realizar la salvedad que de todas las propuestas que se presentarán en este documento son alternativas probables de aplicación, sin que sean una promesa de aplicación o que se esté definiendo de por sí una alternativa definitiva de aplicación. Todas estarán sujetas al análisis posterior y modificación conforme los comentarios que se reciban y demás discusiones que se tengan al respecto.”</i> A la fecha, la CREG no ha cambiado su posición, el CERE no se puede dejar de pagar por energía que tenga seguro de confiabilidad. Ver respuesta comentario 14. La propuesta busca que el agente generador no se le recaude CERE por la energía que iguala el consumo (esta no tiene seguro de confiabilidad), pero a su vez lo traslade al AGR o PMR. Así mismo, dicha energía se retira del mecanismo de confiabilidad por completo, por lo cual se ajuste CERE, pero tampoco se tendrá en cuenta en demanda objetivo, por lo cual la disminuirá. La primera propuesta no hizo un símil de balance energético e incluyó un análisis general donde el usuario realiza un Neteo de Cuentas en dinero. En la

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 79

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	contribuciones fiscales o parafiscales” Negrilla fuera del texto En el contexto anterior, nos sorprende en esta nueva revisión el cambio de posición de la CREG, lo cual nos preocupa desde el punto de vista de predictibilidad y coherencia del marco normativo. Consideramos fundamental que se promuevan todas las iniciativas que contribuyan a la transición energética, pero en el marco de las normas y legislación vigente sin afectar el interés general del mercado de energía. De esta manera, muy respetuosamente señalamos que con este tipo de iniciativas se está promoviendo el oportunismo regulatorio de agentes que bajo la figura de autogenerador o del productor marginal podrían hacer un “bypass” al pago de los cargos establecidos por ley del SIN, y en este sentido, no pagar el CERE, al “...inyectar energía en diferentes sitios del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y tomarla en otros puntos del mismo Sistema...”, con lo cual, reiteramos que, el enfoque del Regulador: 1) fomenta un nuevo agente “híbrido” que bajo la figura del autogenerador o productor marginal puede “vender” energía en diferentes puntos del SIN, lo cual amerita un análisis de competencia desde el punto de vista de integración vertical, dado que no es claro el tratamiento desde la propuesta normativa sobre los vinculados económicos, 2) desconoce los avances regulatorios en materia de autogeneración en el contexto de lo planteado en la Resolución CREG 024 de 2015 y Resolución CREG 174 de 2021, 3) el usuario medio de la red eléctrica que no tiene posibilidad de autogeneración es quien terminaría financiando los costos extras, lo cual sería injusto desde la óptica de la llamada “transición energética justa” En este sentido, observamos que la propuesta de Autogenerador y productor marginal remoto, desconfigura el concepto del “autogenerador” o del “productor marginal” establecido en la legislación y regulación actual, en el marco de la definición del agente natural o jurídico que produce energía con el fin de atender sus propias necesidades. Al permitir a un “autogenerador” o a un “productor marginal” vender su energía en puntos diferentes de donde se inyecta la energía, debe considerarse la regulación económica aplicable al uso del respaldo (Res.	propuesta actual se está profundizando el análisis buscando un símil con un AG convencional, el cual solo podría existir desde el punto de vista de balance energético para que las dos figuras sean semejantes. Si bien ustedes citan una parte del texto, llamamos la atención en que no citaron la parte que lo explica: <i>(...) Para justificar la propuesta de esta sección téngase en cuenta que cuando un usuario AG convencional tiene un equipo de generación a nivel interno hace que el sistema vea una demanda variable y menor. Esto es, la demanda del usuario refleja las situaciones de que el equipo de generación interno este en mantenimiento, averiado y también sus fluctuaciones de energía, obteniendo una demanda variable vista desde el sistema. Dicha demanda variable es la que tiene en cuenta la UPME para realizar sus análisis de expansión y que es la misma que observa el CND. Por lo tanto, con esto se construyen pronósticos de demanda desde la UPME y también desde el CND para la planeación de la operación del sistema aplicando el Código de Operación. Así mismo, cuando un usuario se conecta al sistema se tiene en cuenta su carga total (Resolución CREG 075 de 2021), esto para poder darle garantía en todo momento de que la infraestructura de red puede asumir su tamaño, incluso cuando su planta este indisponible. En todo caso, esto es de infraestructura eléctrica (activos de uso). Ahora bien, por el lado energético, la demanda que proyecta la UPME es la que tiene en cuenta la CREG para determinar los balances de ENFICC y la que se usa en los análisis para convocar o no a subastas de expansión, lo cual finalmente se refleja en el CERE (con el cual se remuneran las OEF). Dicha demanda esta afectada por la demanda variable de todos los recursos autogeneradores. Dado lo anterior, cuando un usuario AG convencional toma más energía de la red de la que usualmente consume, se somete al sistema a cubrir un riesgo no esperado en forma energética y que se vuelve crítico en periodos de escasez.</i> <i>Lo anterior ocurre porque el sistema “compro o adquirió” un seguro en OEF en las subastas de expansión del Cargo por Confiabilidad que cubrían hasta lo que normalmente consume el usuario con autogeneración interna.</i>

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 80

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	CREG 024/15), y pagos a cargo del autogenerador (Res. CREG 024/95 y CREG 025/95).	<i>Si observamos un usuario AG remoto, y se le aplica el análisis anterior, podría asemejarse que la generación entregada al sistema reduce la demanda vista por la UPME y CND y que energéticamente reduciría el seguro en OEF que se tendría que adquirir. En ese sentido, la energía entregada horariamente podría ser comparada con el consumo para determinar a nivel minorista un tratamiento en que no les cobren el CERE solo por la parte del consumo asociado a la producción horaria de AG, pero esto es solo a nivel de relación usuariocomercializador sin transferir dicho costo a otros usuarios. Veamos a continuación la propuesta. (...)</i>
17	Clasificación: CERE Desde nuestro punto de vista, la propuesta normativa estaría haciendo una exención del CERE a un agente consumidor versus los demás usuarios, que sí estarían pagando el CERE bajo las mismas condiciones de participación en el mercado, dado que, el usuario medio del SIN no estaría recibiendo la energía de un autogenerador remoto/ productor marginal, con lo que la propuesta regulatoria crea una condición asimétrica, tanto del lado del agente generador como para el lado comercializador. Se debe recordar que, dado el cambio en la Regulación de la Resolución CREG 071 de 2006 con las Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025, las plantas menores también son sujetas de recaudo del CERE, con lo cual, el planteamiento del Regulador, a todas luces, distorsiona las condiciones de participación en el mercado eléctrico. Consideramos que el esquema regulatorio debe considerar lo planteado en el artículo 23 de la Ley 143 de 1994, donde se concibe que todos los agentes y usuarios que se benefician del respaldo del sistema eléctrico deben contribuir al pago del Costo de Energía de Respaldo (CERE).	Ver respuesta comentarios 14 y 16 Respecto de las plantas menores, estas se les recuerda el CERE solo por ventas en bolsa, lo cual debería aplicarse para toda su generación real, igual que una planta despachada centralmente. Ese es un incentivo que se busca eliminar por medio de la Resolución CREG 143 de 2021 y que está pendiente de corregirse
18	Clasificación: CERE Sin embargo, las recientes señales regulatorias, como las planteadas en la Resolución en consulta, están promoviendo un enfoque distinto en la concepción y valoración de proyectos de generación, específicamente, el incentivo a no	Ver respuesta comentarios 14 y 16

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 81

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	asumir el pago del CERE —en ciertos escenarios regulatorios— distorsiona el principio fundamental de confiabilidad del mercado eléctrico, según el cual todos los beneficiarios de dicho atributo deben aportar al sostenimiento del mismo. Esta situación podría llevar a una evaluación financiera de los proyectos donde la confiabilidad ya no se considera un atributo central que justifique inversiones o pagos asociados, lo cual, para el caso del SIN, es un atributo fundamental para asegurar el enfoque de la expansión de la generación.	
19	Clasificación: nuevo mercado Dado que la regulación económica establece señales de largo plazo, hacia futuro, con propuestas normativas como la planteada en la Resolución en consulta, el Regulador está impulsando un mercado con múltiples autogeneradores remotos distribuidos en el SIN, con lo cual, creemos que el Regulador debería estar planteando la evaluación de cambios en el modelo de optimización y localización de activos de generación, a partir de estudios de modernización del mercado que incluyan el análisis y viabilidad de la implementación de precios nodales en el SIN, incluso, en el sentido de lo planteado por la Misión de Transformación Energética⁴ : “(…) el estado final del diseño del mercado de corto plazo debe incluir precios nodales de energía, en mercados diferenciados, con el precio nodal utilizado para liquidar los recursos de oferta y demanda en cada mercado, y un precio zonal integrado basado en los precios nodales utilizados para liquidar la demanda inelástica. El precio nodal debe incluir componentes de energía marginal, congestión marginal, y de pérdida marginal.”	El modelo de optimización ya considera el caso planteado, pues el despacho no cambia, la planta se tratará conforme su condición (despachada o no centralmente), y la demanda de la misma forma que esta en la regulación vigente
20	Clasificación: Principio de autogeneración Reiteramos oportuno que se revise el concepto autogenerador planteado en la resolución y en la normativa precedente, a la luz de lo señalado en la Ley 1715 de 2014 en torno al concepto de autogeneración, cuyo principal objetivo es que no sea necesario el uso de las redes de transmisión y distribución, con lo cual, para todos los efectos, si un agente inyecta energía, usa el activo de	Ver respuesta comentarios 14 y 16 Adicionalmente, sobre el impacto en redes, el usuario debe aplicar la Res. CREG 75 de 2021 en la cual evalúa su conexión.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 82

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	transmisión y distribución, también debe pagar los cargos asociados con ley, tal como la CREG misma lo ha expuesto en los Documentos CREG 901 171 de 2025, Documento Soporte CREG 901 125 de 2025 y los considerandos de la Resolución CREG 701 091 de 2025. En adición, desde el punto de vista técnico, debe revisarse la capacidad que pueden soportar en los diferentes nodos en la red eléctrica, desde el punto de vista de sistemas de potencia, dado que activos de uso pueden verse afectados con la inyección de una capacidad mayor de energía, en el caso de autogeneradores remotos y/o productores marginales remotos.	Igualmente, por el lado del activo de generación, se evalúa de forma independiente su conexión conforme su capacidad Lo anterior es transversal y semejante a cualquier usuario y/o activo de generación que se conecte, no existe diferencia.
21	Clasificación: abogacía de la competencia Por su parte, dadas las asimetrías que fomenta el proyecto de Resolución con respecto al tratamiento del CERE, solicitamos a la Comisión que se agote el procedimiento de la Abogacía de la competencia en la Superintendencia de Industria y Comercio de la presente Resolución en consulta, dado que, las reglas que se pretenden implementar afectan los incentivos de participación en el mercado. A su vez, se debe llevar a cabo un análisis de competencia desde la perspectiva de integración vertical, dado que, no es claro el tratamiento desde la regulación sobre los vinculados económicos a la luz de lo presentado en la Resolución con respecto a los productores marginales	Para su información, el cuestionario para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia no contempla las “asimetrías” a la que se refiere. Ahora bien, si se refiere a tratamientos diferenciales, estos no están prohibidos <i>per se</i> en la legislación colombiana. No obstante, lo anterior, cada acto administrativo de carácter general que emite la CREG se encuentra antecedido del diligenciamiento del cuestionario de que trata el artículo 2.2.2.30.5 del Decreto 1074 de 2015 y la Resolución 446 de 2010. En caso de encontrarse que la resolución definitiva tiene incidencia sobre la libre competencia, se procederá con el agotamiento del trámite de abogacía de la competencia ante la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC. Adicionalmente, la vinculación económica de los PM está plenamente definida en los artículos 260 y 261 del Código de Comercio. Respecto de la integración vertical, la propuesta regulatoria no está modificando los límites de integración vertical, ni tampoco está incorporando nuevas reglas para ejercer conjuntamente las actividades de generación, comercialización, distribución y/o transmisión.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 83

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
22	Clasificación: ampliar plazo comentarios Finalmente, desde ANDEG reiteramos que, con el objetivo de preservar la arquitectura institucional del sector eléctrico, es el Regulador quien debe liderar el diseño tarifario. Este proceso debe avanzar, por un lado, mediante el fortalecimiento del mercado de corto plazo, el desarrollo de servicios complementarios y la consolidación del usuario como “prosumidor”, de modo que aquellos con capacidad de entregar excedentes de generación puedan contar con herramientas de comercialización efectivas ante el SIN. Por otro lado, es importante recordar que la Ley 1715 de 2014 estableció un marco normativo específico para la entrega de excedentes de energía. Con lo anterior, solicitamos adicionalmente una ampliación del plazo de comentarios de la Resolución hasta por 30 días hábiles y reiteramos la necesidad de realizar un taller para que se discuta en un escenario abierto el contenido de la propuesta normativa	Sobre mercado, esto se avanzará en la continuación de la Res. CREG 143 de 2021 Sobre el marco para lo que se está considerando de AG, Ver respuesta comentarios 14 y 16 El taller se realizará con la resolución definitiva El tema tiene dos consultas, dados en circular y proyecto resolución, así como 3 talleres previos. No se ampliará el plazo de comentarios
23	Clasificación: CERE En primer lugar, compartimos la posición de la CREG en cuanto a la importancia de mantener los principios de neutralidad tarifaria y sostenibilidad económica del sistema, evitando subsidios cruzados y enviando señales económicas consistentes. Si bien coincidimos en que cualquier exoneración o tratamiento diferencial debe evaluarse con cautela, consideramos necesario precisar que el CERE y el AGC son mecanismos tarifarios del mercado mayorista definidos por la propia regulación, no contribuciones parafiscales o tributos estrictamente legislativos. Por tanto, la CREG cuenta con un margen regulatorio para ajustar su aplicación, siempre que se respete la neutralidad y se garantice la suficiencia financiera del CxC y de los servicios complementarios. Es fundamental que cualquier decisión sobre el tratamiento de cargos como CERE y FAZNI para los esquemas AGR y PMUFR se tome de manera articulada con el Ministerio de Minas y Energía, para	La CREG solo está considerando un análisis más profundo sobre el CERE desde un balance energético y siempre se pagará CERE por la energía cubierta. Ver respuesta comentarios 14 y 16. El AGC es asumido por generadores despachados centralmente, lo cual es un servicio en general a toda la demanda del país, por lo cual no se puede exonerar.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 84

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	asegurar coherencia normativa y evitar interpretaciones contradictorias. Ahora bien, sugerimos que se revise la redacción de las disposiciones relacionadas con la excepción de cargos como CERE y AGC, para no transmitir una interpretación errada sobre su naturaleza y para mantener consistencia con el tratamiento que hoy reciben las plantas no despachadas centralmente.	
24	Clasificación: sin excedentes Con respecto al párrafo del Artículo 5. Procedimiento de conexión de un AGR, vemos necesario que se aclare que los usuarios que ya cuentan con autogeneración sin excedentes instalada en su predio deberán normalizar su situación técnica y comercial ante el Operador de Red antes de formalizar su condición como AGR. Esto asegura visibilidad y consistencia en la operación del sistema.	Ver respuesta comentario 7
25	Clasificación: pérdidas Los Artículos 13 y 33 establecen el tratamiento de pérdidas del AGR y el PMUFR, al respecto vemos que lo propuesto no es claro en relación a como se asumirían las pérdidas del STR o SDL en su medición comercial. Actualmente, los generadores embebidos solo asumen las pérdidas de su red privada hasta el punto de conexión, sin incluir las del STR/SDL. Se sugiere aclarar que estos esquemas mantienen esta misma condición.	Se incluye para una mejor regla que en caso de que las pérdidas de energía sean superiores a las reconocidas al OR en el nivel de tensión respectivo, el costo de las mismas podrá ser objeto de acuerdo entre las partes a ser incluido como parte del contrato de conexión. Con esto, si las pérdidas donde se conecte el generador se aumentan, entonces las deberán acordar. De esa forma las podrán asumir. En todo caso, de no llegar a un acuerdo del tratamiento de las pérdidas en el tiempo que rige para la firma en el contrato de conexión, se les dará el mismo tratamiento de las pérdidas de energía señalado para los generadores embebidos en las redes del STR o SDL en la Resolución CREG 024 de 1995 o aquella que la modifique o sustituya. Esto para que no se tenga un obstáculo en la firma de un contrato. Ver complemento respuesta 300.
26	Clasificación: ENFICC En el Artículo 42. Metodología de ENFICC, proponemos aclarar que la metodología de ENFICC	Ver respuesta comentario 4

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 85

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	aplica siempre en la salida de bornes del generador o en el punto de conexión individual (PCI), sin importar si el agente se encuentra inscrito en la CREG como AGR, AGGE, PMUFR o generador convencional.	
27	Clasificación: incumplimiento OEF Si bien las consecuencias están bien definidas en el Artículo 45. Efecto de incumplimiento, vemos necesario que en el artículo se especifique cuáles son los incumplimientos que activan estas sanciones y que se aclare si la imposibilidad de volver a participar en el CxC es definitiva o temporal, y en qué condiciones podría un agente recuperar su elegibilidad.	Respecto del efecto de incumplimiento, se retira la propuesta. Se decide que le apliquen las reglas igual que a plantas, esto pues si se deja un incumplimiento, se identifica que el agente puede decidir perder sus OEF en lugar de pagar las desviaciones que se tengan durante condición crítica. Así mismo, se pierde energía que se necesite durante una condición de tal tipo sin tener la obligación de entregarse. Se aplican las reglas del CxC igual que una planta de generación y por tanto las desviaciones del anexo 7 en condición crítica.
28	Clasificación: Generación de Seguridad En el Artículo 47. Generación de seguridad con recursos no despachados centralmente, sugerimos que la remuneración incluya no solo la energía entregada sino también la holgura disponible, como ocurre en el esquema de AGC para las plantas despachadas centralmente. Esto incentivaría la participación y reflejaría adecuadamente los costos de mantener capacidad ociosa para estos servicios.	Ver respuesta comentario 6
29	Clasificación: Procedimiento de conexión y requisitos técnicos Art 5: Si bien actualmente la conexión de activos de generación de un Autogenerador Remoto (AGR) con Potencia Máxima Declarada (PMD) igual o superior a 5 MW se rige por lo dispuesto en la Resolución CREG 075 de 2021, ponemos a consideración de la Comisión la posibilidad de establecer un procedimiento específico y expedito para los AGR y los PMR, el cual incorpore plazos reducidos y requisitos técnicos y administrativos simplificados, en concordancia con los principios de eficiencia y agilidad promovidos por el Decreto 1403 de 2024.	Sobre tener un proceso de conexión adicional, esto crea reglas diferenciales. La regulación busca aplicar reglas simétricas. Sobre lo mencionado de la UPME, es competencia de estos. De todas formas, la CREG está analizando un mecanismo transitorio y reglas integrales de cambio de la Res. CREG 75 de 2021.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 86

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	Así mismo, en cuanto a la emisión del concepto de conexión, se propone adoptar un esquema análogo al previsto en la Resolución UPME 1041 de 2024 para usuarios conectados al STN y a un STR, con el fin de evitar que estos proyectos deban tramitarse a través del Mecanismo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC), lo cual podría generar demoras innecesarias en su implementación.	
30	Clasificación: Sin excedentes Último párrafo del párrafo del Artículo 5 se establece (en relación con los usuarios de un AGR que además tienen generación en sitio para abastecer parcialmente su propio consumo): "En caso de que estos usuarios quieran realizar las actividades de AGPE, AGGE, PM o AC deberán retirarse del AGR, dado que las mismas, no podrán desarrollarse simultáneamente." Así mismo, en el numeral iv) del Artículo 24: "En caso de que estos usuarios quieran realizar las actividades de AGPE, AGGE o AC deberán retirarse del PM, dado que las mismas no podrán desarrollarse simultáneamente, y cumplir con recibir primero la aprobación de su conexión como usuario conforme a la Resolución CREG 075 de 2021" Entendemos que este párrafo se refiere a la venta de excedentes y no al desarrollo como tal de la autogeneración para abastecer únicamente sus propios consumos. Sugerimos eliminar esta restricción, ya que el usuario remoto podría tener excedentes en algunos periodos solamente y en los demás solo consumo. En estos últimos podría ser atendido remotamente por el AGR/PMR.	Las reglas de liquidación de cada figura tienen un tratamiento diferente y su naturaleza obedece a Leyes y política pública distinta. No se toma el comentario. Así mismo si un usuario tiene excedentes y se declaró sin entrega, está incumpliendo la regulación y pone en riesgo la operación segura y confiable. En ese caso, por defecto, a un usuario que aplica la Res. CREG 174 de 2021 sin excedentes le aplica su anexo 2 en el cual lo pueden suspender, pues ya se encuentra que existe algo que ajustar. Otros casos serán incluidos en este anexo aplicando los numerales 1 y 2 y el numeral 3 para el proceso para autogenerador, en el cual el transportador tendrá en cuenta: - Los transportadores deberán publicar el costo de una visita de revisión de la conexión en su página de internet. - Se revisan que se conserven las condiciones bajo las cuales se conectó el recurso de generación sin entrega de excedentes, dentro de lo cual se podrán programar pruebas conforme los Acuerdos de CNO. - No se pierde la conexión, pero en caso de encontrarse algún problema no subsanable durante la visita, el usuario debe deshabilitar el activo generador durante la visita del transportador. - Cuando el usuario haya subsanado el problema, debe informarle al transportador por el medio que este le indique con copia al CND para una nueva visita y realización de pruebas.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 87

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
		- No podrá reconectar el activo hasta no subsanar la situación y no haya sido revisada por el transportador. - La energía entregada no se remunera.
31	Clasificación: CERE Se establece en el numeral i, del artículo 14: "i. Para el suministro de energía se aplicará el artículo 10 de la Resolución CREG 024 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya. Adicionalmente, en el contrato que se celebre entre el agente comercializador y el usuario, debe incluirse como una obligación que de la liquidación del consumo de energía se descontará el valor de la variable CERE de que trata la Resolución CREG 071 de 2006 en los términos definidos en el literal iii de este artículo. Así mismo, en relación con el consumo, si este supera la línea base de consumo del usuario, el ASIC aplicará el artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015 usando el valor registrado en la frontera de comercialización. El agente comercializador representante será el encargado de calcular la Línea Base de Consumo de que trata el anexo 1 de la Resolución CREG 101 019 de 2022 o aquella que la modifique o sustituya e informarla al ASIC en los términos que este defina. " Entendemos que esta disposición da cumplimiento a lo establecido en el Decreto 1403 (artículo 2.2.3.2.4.1). No obstante, se hace necesario ajustar la fórmula de cálculo del CERE, en el mismo sentido que hoy opera para los recursos no despachados centralmente, descontando del denominador la generación destinada a los consumos remotos. De otro modo, el AGR o PMR despachado centralmente estaría en la obligación de recaudar el CERE y devolverlo al mercado para pagar la OEF de los generadores con derecho a recibirla, pero no está definida la fuente de este recaudo, toda vez que el usuario destinatario de esa generación estaría eximido del pago del mismo.	Se ajusta conforme lo establecido en la respuesta al comentario 14

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 88

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	(se envía propuesta de ajuste)	
32	Clasificación: Figura PM En el literal a) del Artículo 17 se establece: "a) Los activos de generación deberán tener asociada una única frontera de generación que debe estar en el mismo punto de conexión en que se encuentra el usuario PM y que coincide con el punto de conexión de su frontera de comercialización." Sugerimos eliminar esta restricción de participación para los PM, toda vez que el caso de estos usuarios es similar a los AG.	Dados los comentarios y análisis jurídico, se regulará el productor marginal remoto, es decir, una planta de generación conectada en un punto que atiende vinculados económicos de forma remota. Lo anterior para aplicar reglas simétricas con un AGR
33	Clasificación: Generación de Seguridad En el artículo 46 se establece: "Los usuarios AGGE, AGR o PM con recursos de generación que sean despachados centralmente podrán participar en el servicio de Generación de Seguridad conforme las reglas del numeral 5.2 Código de Operación Resolución CREG 025 de 1995 (parte despacho y operación), las Resoluciones CREG 062 y 063 de 2000 y la Resolución CREG 034 de 2001 (parte remuneración) u otras que las complementen adicionen o sustituyan." En sentido estricto, los recursos de generación despachados centralmente son considerados para suplir las generaciones de seguridad del SIN. En este sentido, el CND debe utilizar los recursos con despacho firme para ello, con el fin de garantizar la seguridad del SIN. Sugerimos el siguiente texto: "Los usuarios AGGE, AGR o PM con recursos de generación que sean despachados centralmente serán considerados por el CND para suplir las generaciones de seguridad conforme las reglas del numeral 5.2 Código de Operación Resolución CREG 025 de 1995 (parte despacho y operación), las Resoluciones CREG 062 y 063 de 2000 y la	Ver respuesta comentario 6

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 89

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	Resolución CREG 034 de 2001 (parte remuneración) u otras que las complementen adicionen o sustituyan."	
34	Clasificación: Vinculación económica Se establece en el párrafo 2 del literal b) del artículo 19, que: "Los usuarios con vinculación económica deben contar con una situación de control en los términos señalados en los artículos 260 y 261 del Código de Comercio." No es claro si es necesario que el PM que posee el activo de generación sea controlante de los usuarios receptores de esta generación o si puede existir una relación inversa a esta configuración. Consideramos que la vinculación económica establecida en la Ley 142 de 1994 no contiene restricción sobre el sentido del control entre las empresas participantes del PM. Sugerimos la siguiente redacción: "Los usuarios con vinculación económica deben cumplir con lo señalado en los artículos 260 y 261 del Código de Comercio."	Se aclara definición de vinculación económica entre los usuarios y un Productor Marginal Remoto. Cualquiera de estos podrá ejercer como controlante o subordinado.
35	Clasificación: Redes privadas El tercer párrafo del artículo 20 establece: "La remuneración por los activos eléctricos al interior de las redes privadas será la resultante del común acuerdo entre las partes, sin que en ningún momento se superen los cargos por uso del nivel de tensión correspondiente del sistema al cual se conecta la frontera comercial del usuario PM." Los usuarios no regulados tienen libertad de negociar su tarifa y tienen la capacidad de incluir cláusulas que los protejan de este tipo de situaciones. Sugerimos eliminar el texto resaltado, teniendo en consideración que el costo medio de los activos eléctricos al interior de las redes privadas puede ser	Se eliminan las redes privadas, ver respuesta comentario 2

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 90

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	superior al cargo por uso del nivel de tensión en el que se conecta la frontera comercial. Por tanto, en esos casos la remuneración por estos activos tendría que reflejar los costos reales.	
36	Clasificación: CERE En los artículos 14, 36 y 37 se establecen las reglas comerciales aplicables a los esquemas de AGFR y PMUFR, incluyendo las disposiciones sobre liquidación y facturación. Si bien se valora el esfuerzo de estructurar un mecanismo de compensación entre el consumo del usuario y la energía generada remotamente, consideramos que la redacción actual puede dar lugar a ambigüedades e interpretaciones disímiles. Particularmente, se indica que: "Cuando en una hora la energía generada es inferior o igual a la consumida, para esa fracción de energía consumida no se recaudará el valor del CERE." De este enunciado se entiende que el CERE no se aplicaría sobre la fracción de energía autogenerada utilizada en el mismo periodo horario, y que únicamente se cobraría sobre el consumo neto adicional tomado del sistema, lo cual resulta coherente con el principio de causalidad. No obstante, sugerimos explicitar expresamente que el CERE se aplicará únicamente sobre el consumo neto positivo horario, para evitar interpretaciones erradas que puedan generar conflictos en la operación comercial y en la liquidación entre agentes.	El consumo siempre es positivo y respecto a la frontera comercial. No encontramos la necesidad de determinar dicha aclaración.
37	Clasificación: Comercialización Adicionalmente, la resolución indica que en caso de que la compensación resulte en un saldo a favor del usuario, dicho monto deberá ser reconocido y pagado por el agente generador. No obstante: No se aclara si este valor será remunerado en dinero o reconocido como crédito de energía. Tampoco se detalla cuál es el procedimiento operativo y contable para su aplicación, ni cómo	Sea lo primero aclarar que no se están aplicando créditos y todo se tendrá en cuenta de forma horaria. Debido a este comentario y otros que se tienen más adelante se realizan ajustes en el que no se tengan dudas, Ver respuesta comentario 14.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 91

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	será auditado o conciliado entre agentes ante el LAC o ASIC. En el caso de múltiples fronteras de comercialización asociadas a una sola planta, se requerirá establecer criterios robustos de trazabilidad, para evitar riesgos de doble reconocimiento o arbitraje. Consideramos importante que se establezca de forma explícita: • El mecanismo de liquidación considerando que cada agente recauda diferentes cargos dentro de la facturación. (Comercializador – Generador). • Si se utilizarán créditos de energía, en qué condiciones, límites y plazos. • Y cómo se integrarán estos saldos al proceso de facturación entre el comercializador y el usuario, para mantener trazabilidad y transparencia en los registros.	
38	Clasificación: CxC Valoramos que el Proyecto de Resolución contemple la responsabilidad de los usuarios de esquemas de autogeneración remota (AGFR) y productores marginales con usuarios de forma remota (PMUFR) durante condiciones de escasez, como lo establece la referencia al Artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015, que indica que el consumo superior a la línea base del usuario será liquidado a precio de bolsa sin cobertura del Cargo por Confiabilidad (CxC). Sin embargo, identificamos un vacío normativo en cuanto a las consecuencias operativas y financieras para el SIN y los agentes cuando AGFR o PMUFR no generan energía durante una condición de escasez declarada, lo que podría incrementar la presión sobre la red y los costos de generación de última instancia. Si un AGFR o PMUFR no genera energía durante una condición de escasez (por indisponibilidad de recurso, fallas operativas o variabilidad de FNCER), los usuarios vinculados dependerán completamente del SIN, aumentando el consumo neto por encima de la línea base y elevando los costos de energía a precio de bolsa. Esto podría comprometer la confiabilidad del sistema, especialmente en PMUFR con múltiples usuarios distribuidos, los cuales	El usuario asociado al AGR en cualquier condición tiene una energía que iguala su generación y que será usada para su confiabilidad, esto es igual que un AG convencional. Ver respuesta comentario 14. El resto de consumo si pagara el CERE, igual que cualquier otro usuario autogenerador. En ese sentido en igualdad energética son equivalentes el AG convencional y el remoto, no hay un impacto que se tenga que determinar. Igualmente, que un AG convencional, el AG remoto estaría pagando por encima de la LBC un valor de precio de bolsa. Lo que se ajusta es la LBC la cual debe estar en función del neto para que sea igual al AG convencional. Ver respuesta comentario 51 para los ajustes completos de la LBC. En cuanto a condiciones de racionamiento o eventos críticos, se analizará en metodología independiente cuando se realicen ajustes al estatuto.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 92

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	dependerían del comercializador para cubrir su demanda	
39	Clasificación: CxC Por otro lado, el Proyecto de Resolución habilita la participación de los AGFR y PMUFR en el esquema del CxC, permitiéndoles recibir Obligaciones de Energía Firme (OEF) y participar en generación de seguridad. Sin embargo, no se observa un análisis detallado de las consecuencias operativas y financieras para el sistema en caso de incumplimiento de estas obligaciones, particularmente si estos agentes no generan durante una condición de Escasez.	Se está requiriendo que sean agentes generadores directamente, con lo cual adquieren todas las obligaciones necesarias de cumplimiento. Así mismo, se solicita que sean despachados centralmente. Los dos aspectos anteriores son suficientes para competir en igualdad de condiciones.
40	Clasificación: Cargos La posibilidad de que los usuarios compensen remotamente su consumo con generación ubicada en puntos diferentes del SIN plantea un desafío importante en cuanto a la integridad financiera del sistema y el riesgo de subsidios cruzados no explícitos. Recomendamos que se realice una evaluación del impacto del esquema de compensación horaria sobre el recaudo de cargos por uso de red, especialmente cuando se utilizan tramos significativos de las redes de transmisión y distribución sin un pago proporcional al uso real de la infraestructura.	El esquema no está exonerando del pago de cargos. Para aclarar dicho tema, se incluye en la resolución que los usuarios estarán sujetos a todos los componentes tarifarios a que haya lugar Ver respuesta comentario 9, 14 y 16
41	Clasificación: Vinculación económica Adicionalmente, valoramos como razonable la exigencia de acreditar la vinculación económica entre el productor marginal y sus usuarios mediante declaraciones juramentadas y documentos como el RUT. Sin embargo, la falta de definición sobre el proceso de validación, los plazos para actualización y la gestión de inconsistencias puede generar ineficiencias administrativas.	No existe ningún reproceso o ineficiencia administrativa, la presentación ante el generador y comercializador del certificado de existencia y representación legal y RUT del PMR y su Clientela no son requisitos nuevos para la celebración de los respectivos contratos. Es un requisito básico que actualmente es validado por cualquier parte contratante o proveedor de un servicio, solo que ahora, además de la capacidad legal para contratar, el generador y comercializador se cerciorarán de la situación de control o subordinación

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 93

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
		como requisito para poder acceder al servicio y ejercer como PMFR. El cumplimiento de este requisito será reportado por el generador y comercializador a la SSPD según dicha entidad lo establezca. En conclusión, los únicos responsables de la eficiencia y plazos empleados en los procesos de contratación son las partes interesadas en celebrar el negocio jurídico respectivo.
42	Clasificación: múltiples fronteras Por otro lado, la asignación de un PDE (Punto de Entrega de Energía del Productor Marginal) por frontera de comercialización podría complejizar la operación y facturación, especialmente en casos donde un mismo PMUFR atiende a múltiples usuarios en distintos puntos de conexión. Consideramos que se requiere mayor desarrollo normativo y operativo en este aspecto	El PDE se declara para el punto donde está el activo de generación y para que sea usado por el agente generador y le pague al PMR el valor del CERE que no les es recaudado. Ver respuesta comentario 14. Sobre la liquidación, es igual que un comercializador atendiendo varios usuarios. Ya que incluso se tiene la obligación que lo realice a través de dicho agente con las mismos mecanismos y responsabilidades en cada punto.
43	Clasificación: múltiples fronteras El proyecto permite que un AGFR o PMUFR atienda múltiples usuarios, pero no se definen límites de agregación, criterios de vinculación económica o condiciones mínimas de representatividad. Tampoco se establecen requisitos para actuar como agregador, ni las implicaciones comerciales, técnicas o de reporte ante el ASIC y el CND.	La regulación propuesta no incluye ningún tipo de agregación de consumo o medición. Por el contrario, tanto los activos de generación como cada usuario deberán tener instalada su respectiva frontera comercial. Para ejercer las actividades de AGFR o PMUFR se requiere la representación comercial de un generador para el caso de los activos de generación y de un comercializador para el caso de los usuarios. Ni la propuesta, ni la resolución definitiva habilita que la AGFR o PMUFR ejerza las actividades de generación o comercialización de energía de manera directa en el mercado. Es decir, en cada usuario remoto que conforme la clientela del PMR o sea un usuario de AGR contará con un sistema de medición individual (Frontera de comercialización para agentes y usuarios) y será

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 94

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
		considerado como “No regulado” sin que le aplique los límites de potencia o energía mensuales establecidos en la Resolución CREG 131 de 1998. En conclusión, no se suman los consumos de los usuarios remotos, y para ser considerados usuarios “No regulados” basta con ser parte un PMR o un AGR, condición que siempre será validada por el generador y comercializador que los represente.
44	Clasificación: múltiples fronteras Dado el riesgo de aparición de prácticas como descreme de mercado, arbitraje tarifario o erosión de ingresos regulados, recomendamos que se: • Establezcan reglas claras sobre la agregación de usuarios, incluyendo criterios de vinculación y límites operativos. • Se identifiquen y asignen de forma explícita las responsabilidades del agente agregador, en cuanto a representación comercial, calidad del servicio, reporte de información y cumplimiento de obligaciones ante el sistema.	Ver respuesta comentario 2
45	Clasificación: generación de seguridad Valoramos que se habilite la participación de los AGFR y PMUFR en esquemas de generación de seguridad o servicios complementarios, siempre que cumplan con los requisitos técnicos y de despacho definidos por el CND. Sin embargo, consideramos necesario que se establezcan los criterios mínimos de elegibilidad técnica, de forma estandarizada, para que los agentes conozcan con anticipación si sus activos pueden ser llamados. Por otro lado, vemos fundamental que se aclaren las responsabilidades de medición, disponibilidad, visibilidad y respuesta operativa exigidas a estos agentes, si bien se entiende que el representante de la frontera de generación será el responsable de	Dado a comentarios de XM más adelante relacionados, lo más conveniente es igualar la participación, por lo que podrían participar, pero pasando al despacho central, con lo cual se suple todo lo mencionado en el comentario.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 95

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	estas actividades, al tratarse de un mecanismo cuya población objetivo son los usuarios es necesario que estas responsabilidades queden explícitas.	
46	Clasificación: Liquidación AGR o PM El modelo propuesto implica la coordinación entre múltiples agentes: el generador que representa la planta AGFR o PMUFR y el comercializador que representa al usuario en cada frontera de consumo. Esto conlleva retos operativos y riesgos de descoordinación que deben ser abordados desde la regulación. En ese sentido, sugerimos que la resolución incluya: • Mecanismos claros de validación, conciliación y trazabilidad entre agentes, incluyendo flujos de información mínimos requeridos, responsabilidades compartidas y mecanismos de auditoría. • Reglas explícitas de resolución de discrepancias, especialmente en contextos de agregación, multipropiedad o participación de comercializadores distintos al generador. • Disposiciones que promuevan la coordinación efectiva entre agentes, para asegurar que los procesos de compensación, medición y liquidación se ejecuten de manera confiable y transparente	Se modifica el esquema de liquidación igual que un AG gran escala para evitar malinterpretaciones: - Al usuario lo representa un comercializador para el consumo - Al usuario lo representa un generador para la entrega de energía Ambas actividades son independientes Ver respuesta comentario 14 y 16.
47	Clasificación: Resolución MME Entendemos que, tal como se indicó en el Decreto 1403 de 2024, la Comisión en su propuesta de resolución se encuentra desarrollando lo establecido en el Artículo 2.2.3.2.4.1. "Simetría en las condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores, autogeneradores y productores marginales." del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 1403 de 2024, por lo que se hace necesario que se definan las reglas de detalle para incorporar, en condiciones de simetría, los autogeneradores y productores marginales adecuadamente en la operación del	Conforme a lo establecido en el artículo 4 de la Resolución 40379 de 2025 que expidió el MME, en el marco de sus funciones y competencias la CREG ha realizado el análisis correspondiente, y como resultado de ello, se emitirá la resolución definitiva.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 96

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en el Mercado de Energía Mayorista (MEM). Por lo anterior, entendemos será necesario que los aspectos que defina la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en la resolución definitiva, sean armonizadas con las disposiciones que finalmente expida el Ministerio de Minas y Energía (MME) a partir del proyecto de resolución: "Por la cual se definen las reglas, requisitos y obligaciones habilitantes para que los autogeneradores y productores marginales utilicen las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y puedan entregar sus excedentes y/o consumir la energía que producen en sitios diferentes a los de producción y se dictan otras disposiciones" cuyo plazo para comentarios venció el 27 de junio pasado. Lo anterior, incluyendo el tratamiento de las plantas existentes que se acojan a las alternativas previstas en el proyecto en consulta.	
48	Clasificación: Operación en el sistema De las reglas previstas en el proyecto, identificamos que la Comisión está planteando nuevos aspectos técnicos, operativos y comerciales de los llamados Autogeneradores Remotos (AGR) y usuarios productores marginales (PM), frente a lo que se tiene en la regulación actual asociado a la actividad de autogeneración, sea a gran o pequeña escala, la cual en efecto, se encuentra diseñada considerando la condición física de autogeneración la cual considera generación inmersa en las redes del usuario y que sirve para el autoconsumo físico de su actividad de producción, e incluso en algunos casos considera la realización de balances de excedentes y demanda que son usados como créditos de energía para el usuario. En ese sentido, consideramos que la regulación que expida la CREG para los AGR y PM debe considerar que la condición física que presentan esas plantas de generación, es que no se encuentran conectadas físicamente en las redes internas de usuario AGR o usuario PM; por lo que entendemos que los requisitos técnicos, operativos y comerciales de los Autogeneradores que hoy existen en la regulación, no deberían simplemente extenderse a los usuarios AGR y usuarios PM, por	Se realizan cambios para facilitar la comprensión e integración de las reglas: - No existirán redes internas - La planta que se conecte directo le cumplen reglas de plantas cumpliendo según el tipo despacho - La planta que se conecte similar a un autogenerador, será como un AGGE y cumpliendo según el tipo de despacho - Se define la figura del AGR y PMR sin lugar a la duda, con la descripción física de la conexión. Con lo anterior se considera la condición física de cada caso de forma directa.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 97

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	el hecho de que la regulación utilice el término “autogeneradores”	
49	Clasificación: General Entendemos que la normatividad que expida la CREG, y que debe ser aplicada por los agentes, el CND y el ASIC, debe contener reglas claras, taxativas y con el detalle suficiente que conlleven a un mismo entendimiento y faciliten la correcta y armónica aplicación de las mismas sin que se presenten ambigüedades. Por lo que solicitamos que en el articulado no se haga mención a la expresión: “De forma general ...”, pues la misma puede llevar a interpretaciones amplias y diversas en la aplicación de la regulación.	Se acepta el comentario
50	Clasificación: CxC En relación con la metodología prevista en el proyecto para el cálculo de la Energía Firme del Cargo por Confiabilidad (ENFICC) para los AGGE, usuarios AGR y usuarios PM, entendemos que la misma se encuentra diseñada bajo una combinación del consumo de una demanda y la inyección de una planta de generación, y que es bajo esa combinación que se determina la ENFICC que el AGGE, el usuario AGR o el Usuario PM podría comprometer en Obligaciones de Energía Firme (OEF). A partir de lo anterior, resaltamos que todas las reglas asociadas al Cargo por Confiabilidad, vigentes hasta el momento, se encuentran diseñadas considerando únicamente plantas de generación, es decir, no se tienen previstas reglas que incluyan una combinación demanda – planta generación. Por ende, entendemos sería necesaria una armonización regulatoria que permita aplicar las reglas del Cargo por Confiabilidad a dicha combinación, Entre ellas: la liquidación de la Remuneración Real Individual Diaria (RRID) donde se considera la disponibilidad comercial, el cumplimiento de anillos de seguridad como Mercado Secundario,	Las reglas quedan ajustadas para que apliquen como generadores sin diferencias. Únicamente para el cálculo de ENFICC se considerará la frontera de generación individual (FGI) para consumos brutos en el caso de que consumo y entrega coincidan en activos de conexión antes del PC. Es decir, todo es igual que una planta de generación a partir de su punto de entrega y las reglas derivadas de plantas despachadas centralmente. Respecto de la ENFICC. Ver respuesta comentario 4. No se está haciendo ninguna otra modificación.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 98

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	cumplimiento de OEF con generación ideal, cálculo del índice de Indisponibilidad Histórica Forzada (IHF), etc, las cuales se encuentran actualmente definidas considerando únicamente plantas de generación.	
51	Clasificación: LBC En relación con el cubrimiento del Cargo por Confiabilidad que hoy se encuentra regulado para los AGGE en el Artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015, entendemos que el mismo se encuentra soportado bajo el supuesto de que existe un generador conectado en las redes internas de un usuario que autoabastece parte de su consumo directamente de este activo de generación, y que por ende el usuario consume de la red, lo que no alcanza a cubrir con tal activo de generación. Por lo anterior, el consumo que tiene el usuario de la red resulta siendo “remanente o marginal”, y éste es el que finalmente considera la UPME para los análisis de demanda que son utilizados por la CREG para la determinación de la Demanda Objetivo a cubrir con OEF. A partir de lo anterior, si bien la demanda del usuario AGGE que es autoabastecida por su planta de generación no es objeto del recaudo de Cargo por Confiabilidad (anticipación de rentas) por no consumirse de la red, la misma, según las reglas del Artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015 no tiene el cubrimiento de precios del Cargo por Confiabilidad, y es por ello que, cuando el usuario tiene un consumo por encima de su Línea Base de Consumo (LBC) en condiciones críticas, es objeto de un cobro por esta diferencia, el cual alivia la restricciones de todo el sistema. Así las cosas, entendemos que la consideración anterior, aplicable actualmente solo para los AGGE, resulta marginal en comparación con la demanda que en períodos críticos podrían llegar a consumir de la red los llamados usuarios AGR y usuarios PM, los cuales tienen asociadas plantas de generación de cualquier capacidad ubicadas en cualquier parte del SIN, pues, ante cualquier evento que conlleve a que el usuario AGR o usuario PM no entregue energía a la red, la demanda que no resultaría “autoabastecida”, entendemos podría no resultar tan marginal como lo es la demanda del AGGE, y	Entendemos que quizás se necesita un ajuste más preciso sobre la LBC. Se hacen ajustes teniendo en cuenta la pregunta ¿para el usuario cuál parte de su consumo paga por el CERE y se tuvo en cuenta para convocar las asignaciones de OEF? En el anterior sentido, si no se descuenta el CERE, se identifica que dicho usuario si es considerado en el análisis de la compra de energía de confiabilidad, no le aplicaría la LBC. No obstante, en caso tenga generación sin excedentes si le aplicara la LBC, similar al AGGE. Esto se analiza para el agrupado de fronteras cuando es una persona natural o jurídica. Por otro lado, cuando se descuenta el CERE, además, se ajusta el procedimiento de la LBC sobre el neto, para que estos usuarios remotos asuman lo que corresponde. Pues no se están cubriendo en su demanda con el CxC en dicha cantidad. Es decir, si consume más de lo que tiene cubierto por su LBC (la cual se calcula con valores netos), dicho valor debe ser pagado al valor del mercado para no trasladar ineficiencias a la demanda, igual que sucede con un AGGE. En el sentido anterior se realizan los ajustes. Ver respuesta comentario 14, 16, 37 y 38

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 99

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	esta condición iría en detrimento del cubrimiento o confiabilidad de los demás usuarios que en efecto están pagando el Cargo por Confiabilidad, situación que se puede exacerbar ante la posibilidad de que una gran capacidad de generación sea objeto de la aplicación de las reglas previstas en el proyecto de resolución. La anterior consideración debería ser abordada por el Regulador en el proyecto de resolución, pues entendemos a los usuarios AGR y usuario PM que van a participar del Cargo por Confiabilidad, sólo se les estaría considerando la condición de cubrimiento de precios definida en el Artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015 antes mencionados.	
52	Clasificación: Cogeneradores En el articulado del proyecto de resolución, cuando se hace mención a los usuarios que pueden realizar la actividad de autogeneración remota o productor marginal, identificamos que no se menciona a los usuarios Cogeneradores que entendemos que si no presentan exportaciones de energía a la red podrían estar interesados en aplicar alguno de estos nuevos esquemas. Por lo que solicitamos que la Comisión, a partir de sus análisis, establezca si estos usuarios cogeneradores pueden o no aplicar a estas figuras y dejarlo explícito en la resolución definitiva.	La actividad de cogeneración es independiente a autogeneración y pueden o no tener excedentes. Estos no se incluyen en el tratamiento del CxC, pues no deben ser especialmente analizados, dado que deben demostrar su condición de cogenerador (comparando su energía eléctrica contra la térmica), son incluso considerados inflexibles cuando entregan energía. Estos no están incluidos en el título de aplicación: CARGO POR CONFIABILIDAD PARA AGGE, AGR Y PMR. Adicionalmente las reglas definidas hacen que las actividades sean excluyentes, es decir, si van a participar como AGR o PMR deben ser despachados centralmente y no ser un Cogenerador.
53	Clasificación: sin excedentes A lo largo del proyecto de Resolución en consulta se hace mención a que; tanto el Usuario PM, como el usuario AGR que tiene el activo de generación en el mismo punto de conexión del usuario, así como los diferentes puntos de conexión de consumo para los Usuarios AGR y los usuarios con vinculación económica del Usuario PM; pueden tener equipos o activos de generación en sus redes internas pero no pueden presentar excedentes, hacemos una llamado al Regulador a establecer reglas claras	Se acepta el comentario Se crea un procedimiento para desconexión de la planta mientras se subsana la situación. Adicionalmente no se remunera la energía en caso de que entreguen. Se aplican reglas con base en anexo 2 de la Res. CREG 174 de 2021

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 100

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	para cuando, de manera inadvertida o ante eventos internos o en la red se presenten inyecciones de energía en estos usuarios, y los mecanismos para evitar que éstas se presenten y puedan comprometer la seguridad en la operación del SIN.	
54	Clasificación: redes internas Asimismo, entendemos que al presentarse el caso de que el usuario disponga de activos de generación en sus redes internas, es porque puede ser tanto autogenerador como cogenerador, sin entrega de excedentes, por lo que la regulación que finalmente se expida deberá tener en cuenta estas dos actividades o hacer explícita alguna restricción	Se eliminan las redes internas, no será posible tal configuración. Así mismo se incluye tratamiento de restricción en entrega de excedentes en caso de presentarse de algún usuario conectado directamente al STN, STR o SDL bajo dicha condición. Ver respuesta comentario 2 y 53
55	Clasificación: Figuras AGR y PM De acuerdo con lo establecido en los en los literales i) y ii) del Artículo 2 asociado con el ámbito de aplicación del proyecto, entendemos que la resolución sería aplicable a: • Usuarios AGGE. • Usuarios AGR, y • Usuarios PM, los cuales a su vez tienen la posibilidad de atención de usuarios de forma remota. En ese orden de ideas, es necesario que en la resolución definitiva se haga referencia siempre al Usuario PM, y que dicho alcance quede claro en la definición que realiza la resolución al Productor Marginal (PM). Lo anterior, dado que en algunas partes del articulado del proyecto de resolución se hace uso indiferente del Usuario PM y el PM (Productor Marginal). Ahora bien, si la Comisión entiende que lo establecido en el proyecto aplica tanto a un Usuario PM, como a un PM propiamente dicho, será necesario entonces hacer esa diferenciación en la regulación y armonizar todas las reglas vigentes, en las cuales ya se regula el tratamiento de plantas de	La resolución aplica a usuarios conectados al sistema. Por lo tanto, el PMR debe tener asociado algún usuario para poder nacer. La decisión en esta resolución es: el PMR puede ser una persona natural o jurídica que según la Ley 142 de 1994 toma la decisión de producir bienes o servicios propios del objeto de las empresas de servicios para su clientela con la finalidad de satisfacer sus necesidades. En consecuencia, el PMR es una planta conectada en un punto distinto donde está su clientela. En cualquier caso, los usuarios con vinculación económica atendidos por el PMR no podrán tener activos de generación con excedentes al STN, STR y SDL. Sobre el AGR, se incluye que debe tener carga y generación separados, y donde este la planta no puede existir usuario; es decir: - Carga en un PC distinto al PC del generador - Pueden tener activos sin excedentes en su PC de carga, pero no podrán ser cogeneradores o tener excedentes, pues están ejerciendo otra actividad

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 101

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	generación en el sistema que pueden ser entendidas como Productoras Marginales.	
56	Clasificación: PMD Con respecto a la definición asociada a Potencia máxima declarada (PMD) de una AGR o un PM, en la que se plantean tres casos, el primero para AGR, el segundo para AGR donde se tiene un usuario conectado en el mismo punto de conexión del activo de generación y el tercero para para el PM (Usuario PM), indicando la aplicación de las Resoluciones CREG 074 de 2002 y 174 de 2021, al respecto, entendemos, la misma debería ser ajustada considerando los siguientes comentarios: En el primer caso, para un AGR que tiene un activo de generación y cuyos puntos de consumo se encuentran conectados en otros puntos de la red, se entiende que la Capacidad Efectiva Neta (CEN) se obtiene como la diferencia entre la capacidad nominal del activo de generación menos el consumo de este, y no incluye los diferentes consumos del usuario que se encuentran conectados en otros puntos de la red. Del proyecto de resolución se entiende que los puntos de consumo del AGR pueden tener activos de generación sin entrega de excedentes de energía, es decir que los mismos pueden ser autogeneradores o cogeneradores, es así que no es posible ajustar la definición a la potencia máxima declarada de la Resolución CREG 174 de 2021 por cuanto esta puede ser aquella definida para generadores o para AGPE en cuyo caso podría llegar a ser toda la capacidad nominal, es así que se tendría que definir la PMD en función del activo generación que tiene el propio usuario y del activo de generación en el mismo punto de conexión. Esta misma situación se presenta para el Usuario PM. En línea con nuestro comentario 7 entendemos que en caso de que el Autogenerador remoto pueda ser un autogenerador o cogenerador que tiene una planta de generación remota, se deberá diferenciar la definición de PMD, pues la misma no es clara a que hace referencia, si la PMD propia del autogenerador, o la CEN del generador remoto, lo que se debe aclarar, pues para el caso de	Se acepta el comentario. Se incluye la propia definición según los casos que se presenten. Ver respuesta comentario anterior. Se define que un AGR tiene su carga y generación separados, por lo que donde este ubicado el activo de generación del AGR no puede tenerse un usuario, lo cual hace que corresponda con la CEN igual que una planta de generación. La CEN no puede restársele consumo (así sean remotos), porque la CEN es lo que efectivamente entregue a red sin considerar usuarios. Esto se deja explícito y como restricción en la resolución. Así mismo el punto si un usuario tiene activos sin entrega de excedentes, no interfieren con la CEN, pues la CEN es medida en otro PC que es donde este el activo que si entrega energía. Respecto del PMR es una planta conectada, tiene asociado la CEN directamente. No existen más casos posibles, pues se definen las topologías de forma explícita posibles. Lo anterior va de la mano con que no existirán redes privadas. Sobre ser cogenerador al tiempo, ya se estableció que no se puede, esto es otra figura independiente.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 102

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	generador remoto, entendemos sólo sería necesario disponer de la CEN. Para la PMD de un PM (Usuario PM), se indica que la misma corresponde a la definición de la Potencia Máxima Declarada de que trata la Resolución CREG 174 de 2021. Al respecto, no resulta claro el uso de una definición que aplica para una planta de generación que está conectada en las redes de un usuario (AGPE), caso que no corresponde con un Usuario PM, pues para este caso el punto de conexión del activo de generación coincide con el mismo punto de conexión de la frontera de consumo del dicho usuario. En ese sentido, entendemos que para la PMD de un PM (Usuario PM) debería corresponder es a la CEN del activo de generación correspondiente. Es por todo lo anterior, y los diferentes casos no contemplados que se pueden presentar, que amablemente solicitamos a la Comisión no adoptar las definiciones establecidas para modelos que pueden no ser asimilables al modelo de autogeneración y producción remota que se regula en el proyecto en consulta, y plantear las definiciones adaptadas para la casuística que pueda presentar en estos nuevos modelos.	
57	Clasificación: Figura PM Con respecto a la definición planteada en el proyecto de Productor Marginal (PM), en donde se indica que dicho productor puede ser cualquier planta sin importar el tamaño, no resulta clara la consideración propia de lo que se entiende por marginalismo, pues con la definición prevista se puede tener un activo de generación con una capacidad tal, que no resulte precisamente marginal. Este comentario, se realiza al margen de la claridad solicitada en el comentario 8 de la presente comunicación	Ver respuesta comentario 55

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 103

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
58	Clasificación: SIMEM Frente a las fronteras de los usuarios que opten por ser AGR o Usuario PM, de los usuarios que participan en la AGFR, y los usuarios con vinculación económica al Usuario PM se indica que tendrán las obligaciones y tratamiento de los usuarios no regulados señalados en la Resolución CREG 131 de 1998, haciendo salvedad en el cumplimiento de los límites de potencia o energía para acceder a la contratación en el mercado competitivo. Sin embargo, consideramos necesario que se establezca explícitamente si para tales “usuarios no regulados” será necesario que se registre y reporte ante el ASIC los valores de los contratos de estos usuarios y sus correspondientes valores de facturación mensual según lo indicado en la Resolución CREG 101 018 de 2022, para ser incluidos en el Sistema de Información del Mercado (SIMEM).	Esto debe aplicar por defecto, pues la Res. CREG 101 018 de 2022 incluye contratos con destino demanda no regulada. Se acepta el comentario se incluye
59	Clasificación: Figura AGR Previo a consignar los comentarios particulares asociados a los usuarios AGR, consideramos relevante indicar que los mismos se plantean bajo el entendimiento de que un usuario que quiera ser un AGR, además de tener la posibilidad de ser una “carga pura”, puede a su vez tener activos de generación adicionales para el propio consumo al interior de sus redes, es decir, puede ser un autogenerador o cogenerador, ambos sin entrega de excedentes. Adicionalmente, dicho Usuario AGR puede tener diferentes puntos de conexión de consumo en la red medidos en fronteras de comercialización que también pueden ser una “carga pura”, o a su vez tener activos de generación adicionales para el propio consumo al interior de sus redes, es decir, pueden ser un autogenerador o cogenerador, ambos sin entrega de excedentes.	Ver respuesta comentario 55
60	Clasificación: Figura AGR En el literal i) del Artículo 5 se indica que si la PMD del usuario AGR es inferior a 5MW y está conectado	De acuerdo.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 104

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	al SDL le aplican los procedimientos de conexión y requisitos técnicos de un AGGE con potencia máxima declarada menor a 5MW, lo que daría a entender que un usuario AGR menor a 1MW deba cumplir los mismos procedimientos y requisitos de un AGGE con potencia máxima declarada inferior a 5MW. Por lo que sugerimos al Regulador analizar lo anterior en función de la simetría en el cumplimiento de requisitos de este tipo de plantas. Ahora bien, este comentario se realiza al margen de considerar que los procedimientos de conexión y requisitos técnicos que se deben considerar para la conexión de un activo de generación de un AGR, el cual se conecta directamente a la red de transporte, no debería ser equiparable con los requisitos previstos en la Resolución CREG 174 de 2021, pues estos últimos parten de un hecho físico, completamente diferente, y es que el activo de generación se encuentra conectado en las redes internas de un usuario	Se acepta que no son lo mismo en algunos casos físicamente cuando son plantas conectadas directamente. La Res. CREG 174 de 2021 se ajustará de forma posterior. Pero se incluye un proceso transitorio de paso a paso como un OR debe aplicar la Res 174 de 2021 para la conexión de otros tipos de recursos con CEN menor a 5 MW no cubiertos en la misma resolución.
61	Clasificación: Figura AGR En el literal ii) del Artículo 5, se realiza la siguiente mención: "o son casos diferentes al literal i anterior". Al respecto, solicitamos al Regulador dejar expresamente definidos los requisitos técnicos y procedimientos de conexión y capacidad de transporte para los casos que son diferentes al literal i), y que les aplica el procedimiento regulado el dicho literal ii).	La Res. CREG 174 de 2021 aplicará a recursos de generación con PMD menor a 5 MW y con conexión al SDL, que antes no habían sido incluidos en la misma norma. Si son de mayor capacidad y con conexión al STN, STR o SDL se aplicará la Res CREG 075 de 2021. Igual si son menores a 5 MW y se conectan al STN o STR aplicaran la Res. CREG 75 de 2021, esto pyes la 174 de 2021 no está diseñada para procesos a dichos niveles de tensión. Se elimina lo de diferentes al caso anterior.
62	Clasificación: Código de Medida En el sentido de lo expresado en nuestro comentario 2, y en relación con el equipo de medida del activo de generación de un usuario AGR, recomendamos que no se haga alusión al artículo 5 de la Resolución CREG 024 de 2015 y en su lugar se referencie que se deberá dar cumplimiento al Código de Medida aplicable a una frontera de generación	Se acepta el comentario.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 105

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
63	Clasificación: sin excedentes De las consideraciones particulares regladas en este párrafo, y partiendo de que en el mismo solamente se mencionan los usuarios AGR que a su vez tienen activos de generación adicionales para el propio consumo dentro de sus activos eléctricos sin que se presenten excedentes hacia la red de uso, entendemos que un Usuario AGR puede ser a su vez autogenerador o cogenerador, siempre que no se presente entrega de excedentes a la red. Considerando el anterior entendimiento, solicitamos al Regulador que esa condición de sin entrega de excedentes, quede expresamente definida en la resolución. Ahora bien, sí la CREG considera que un Usuario AGR puede ser a su vez autogenerador o cogenerador con entrega de excedentes, será necesario que se establezca toda la regulación de detalle asociada para este tipo de Usuario AGR	No se puede ser cogenerador y AGR y PMR al mismo tiempo. Esto se hace explícito en la resolución. Son mutuamente excluyentes. Los que no tienen excedentes se realizan las consideraciones en artículo independiente. Ver respuesta comentario 30
64	Clasificación: sin excedentes Tal como se encuentra escrito el Párrafo de este artículo, se podría entender que las disposiciones allí reguladas son aplicables a los activos de generación que se encuentran al interior de usuario AGR, que a su vez es autogenerador o cogenerador sin entrega de excedentes, lo cual entendemos no es el objeto de lo que se pretende regular en el Artículo 5 ni en su párrafo, pues los requisitos que debe cumplir el Usuario AGR para conectar activos de generación dentro de sus redes son los que se encuentran definidos en la Resolución CREG 024 de 2015, 174 de 2021 y 005 de 2010 según corresponda. Ahora bien, al margen de la claridad que pueda hacer el Regulador en relación con las disposiciones regladas en este Párrafo, para la conexión de activos de generación de un Usuario AGR que puede ser a su vez autogenerador o cogenerador sin entrega de excedentes, desde el CND no identificamos la necesidad de regular condiciones particulares para este tipo de Usuario AGR, los cuales deberían estar cumpliendo los procedimientos que se indican en los literales i) y ii) del Artículo 5 según corresponda.	Ver respuesta comentario 30 y 63

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 106

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
65	Clasificación: sin excedentes Así mismo, no resulta claro el contexto bajo el cual se encuentra la disposición establecida en segundo párrafo del Parágrafo, por lo que recomendamos revisar la pertinencia de este y su respectiva ubicación dentro del Artículo 5 donde se establece el Procedimiento de conexión y requisitos técnicos de conexión de activos de generación de un AGR. Al margen de lo anterior, entendemos que los activos de generación sin entrega de excedentes de los que trata dicho párrafo pueden corresponder tanto a un Usuario AGR que sea autogenerador, como a un Usuario AGR que sea cogenerador, por lo que no resulta clara la mención a que los mismos serán considerados como autogeneradores sin excedentes para fines de la planeación de la expansión o de la operación del sistema, cuando lo que se puede tener es un Usuario AGR que sea cogenerador. Así mismo reiteramos nuestro comentario 7 en cuanto a la necesidad de establecer reglas para la operación del SIN en caso presentarse eventos en las instalaciones de los Usuarios AGR que hagan que se presenten eventuales entregas de energía a la red	Ver respuesta comentarios 30 y 63
66	Clasificación: sin excedentes En el último párrafo del Parágrafo, se indica lo siguiente: “En caso de que estos usuarios quieran realizar las actividades de AGPE, AGGE, PM o AC deberán retirarse del AGR, dado que las mismas, no podrán desarrollarse simultáneamente.” Sobre esta consideración, entendemos que cuando se indica “estos usuarios” se está haciendo referencia al Usuario AGR que es a su vez puede ser autogenerador o cogenerador sin entrega de excedentes, y que resulte entregando excedentes a red de uso. Cuando esto suceda ese Usuario AGR ya no podría ser un Usuario AGR, sin embargo, no son claras las implicaciones o acciones que se deben aplicar o en que condición quedaría. En ese	Ver respuesta comentarios 30 y 63

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 107

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	sentido, solicitamos establecer el alcance de la mención a que “deberán retirarse del AGR”.	
67	Clasificación: sin excedentes Al margen de lo anterior, entendemos que cuando un Usuario AGR tiene diferentes puntos de conexión de consumo asociado a diferentes fronteras de comercialización, éstos últimos podrían corresponder igualmente a usuarios que tienen activos de conexión en sus redes, es decir, autogeneradores o cogeneradores, pero sin excedentes, y que, en caso de que se presentase una entrega de excedentes a la red de uso, éstos deben ser retirados del Usuario AGR. No obstante lo anterior, es importante considerar que, si bien dentro de la planeación y construcción del activo de generación que está en las redes del usuario AGR o en alguno de los diferentes puntos de conexión de consumo de este, está el requisito de la no entrega de excedentes, entendemos que es posible que, ante un evento o alguna situación particular al interior de estos usuarios, se pueda presentar el escenario en el cual el autogenerador o cogenerador asociado presente eventualmente entrega de excedentes a la red, condición que no evidenciamos su tratamiento en el proyecto de resolución	Ver respuesta comentarios 30 y 63
68	Clasificación: operación en el sistema En el Artículo 6, Requisitos de operación del activo de generación del AGR, se definen los requisitos de operación del activo de generación del Usuario AGR. Dicho activo corresponde, según el entendimiento del proyecto de resolución, a una planta de generación que se conectará a las redes de uso y deberá dar cumplimiento para su conexión a las reglas definidas en el Código de Redes (CREG 025 de 1995) y cumplir con las condiciones técnicas y operativas definidas según sea el caso, incluyendo la presentación de ofertas al CND si se cumplen los requisitos definidos en la regulación para el efecto, lo que consideramos debe quedar claro en la regulación Lo anterior, entendemos al margen del cumplimiento del Reglamento de Operación que	Consideramos necesario resaltar que se cumple con la norma de operación de plantas según su tipo de despacho para evitar malentendidos.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 108

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	deben cumplir los usuarios AGR que a su vez desarrollen las actividades que hoy conocemos como autogeneración o cogeneración sin entrega de excedentes, los cuales deben seguir cumpliendo el Código de Redes según corresponda a sus condiciones particulares de conexión sin que sea necesario hacer mención particular a artículos o resoluciones que hacen parte del Reglamento de Operación	
69	Clasificación: fronteras comerciales En relación con los requisitos de los sistemas de medida y el registro de fronteras comerciales que se incluye en el Artículo 7 solicitamos incluir dentro de la redacción si estos corresponden a los del AGR o a los del usuario que a su vez entendemos también puede ser autogenerador o cogenerador sin entrega de excedentes. Así mismo, y en línea con nuestro comentario 2 bajo el entendido de que la frontera de generación del usuario AGR, no puede estar detrás de las redes de un usuario, sino que la misma está conectada al SDL, STR o STN, recomendamos no hacer mención en los literales i) y ii) a la Resolución CREG 024 de 2015 y en su lugar referenciar el Código de Medida y la Resolución CREG 157 de 2011. De igual forma se recomienda cambiar la mención a los artículos de la Resolución CREG 024 de 2015 para la frontera de consumo.	Sobre lo de ser AGR y cogenerador al tiempo, ver respuesta al comentario 63 Sobre las reglas de medida y fronteras comerciales Se acepta el comentario
70	Clasificación: fronteras comerciales Considerando el objetivo del Artículo 8, entendemos que, si un Usuario AGR que adquiriera obligaciones del Cargo por Confiabilidad desea realizar la cancelación de sus fronteras de generación, deberá, además de lo establecido en la Resolución CREG 157 de 2011, dar cumplimiento a lo definido en la Resolución CREG 071 de 2006 para el retiro de plantas con OEF. En ese sentido, solicitamos que dicha condición quede incorporada en la resolución.	Se acepta el comentario
71	Clasificación: cargo respaldo	De acuerdo, En todo caso por claridad se hace mención a que le aplica la Res. CREG 015 de 2018

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 109

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	En el Artículo 9 se presentan reglas asociadas al cargo por respaldo para la conexión de un Usuario AGR. Al respecto, entendemos que dada la condición física que tiene un Usuario AGR no aplicaría el uso de la capacidad de respaldo en los términos de la Resolución CREG 015 de 2018, pues los activos de generación del Usuario AGR no están en las redes internas de un usuario. Ahora bien, si lo que la Comisión desea regular en el Artículo 9 es el uso del respaldo del usuario AGR cuando el mismo tiene a su vez la actividad de autogenerador o cogenerador sin entrega de excedentes, no resultaría clara la necesidad de regular ese aspecto dentro del proyecto, pues esta consideración entendemos hace parte de las normas vigentes de lo que hoy llamamos autogenerador o cogenerador, las cuales ya incorporan las reglas asociadas al cargo del respaldo. Finalmente, en caso de que la CREG lo que desee regular son aspectos particulares para el usuario asociadas con el respaldo que le puede ofrecer el activo de generación remoto, entendemos se tendrán que desarrollar las reglas de detalle para tal caso	para el respaldo de red, sin necesidad de regular aspectos adicionales, esa es la regulación actual. Se hace solo referencia al capítulo, pues según la Res. CREG 015 de 2018 cualquiera puede solicitar respaldo. Se modifica de forma general. Igualmente, si se tiene un activo autogenerador detrás del medidor, si le aplicará respaldo, esto es una regla de la Res. CREG 015 de 2018.
72	Clasificación: calidad del servicio En el Artículo 10 se establece una disposición relacionada con la calidad del servicio del Usuario AGR con conexión al SDL. Al respecto, no identificamos la necesidad de esta disposición dentro del proyecto, pues entendemos que el usuario AGR cumple con los requisitos de conexión al SDL según su conexión al SIN, sin que este cumplimiento dependa o no que tenga un AGR y por tanto harán parte de un mercado de comercialización en cual se debe dar cumplimiento al esquema de calidad del SDL	De acuerdo, se elimina
73	Clasificación: energía reactiva En el Artículo 12 se hace mención a reglas asociadas al costo del transporte de energía reactiva del Usuario AGR. Sobre este aspecto, entendemos que el tema asociado a reactivos de los que trata la Resolución CREG 015 de 2018 y 101	El costo de energía reactiva también le aplica a u generador si no realiza control de tensión.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 110

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	035 de 2024, obedecen específicamente a temas relacionado a consumos de usuarios, por lo que no resulta clara la mención a la frontera de generación en dicho artículo sí el mismo se encuentra enmarcado en el Usuario AGR. Ahora bien, si lo que está regulando en el Artículo 12, es para la demanda que finalmente tiene un Usuarios AGR que a su vez pueden ser autogeneradores o cogeneradores sin entrega de excedentes, entendemos dicha consideración ya se encuentra reglada en las normas actuales que les aplican a dichas actividades según corresponda, y no debería ser objeto de regulación en el proyecto de resolución. En línea con lo anterior, en el segundo párrafo del Artículo 12, se hace mención a los activos de generación que existen en las redes internas del usuario, es decir, entendemos hace referencia a un Usuario AGR que a su vez es autogenerador o cogenerador, por lo que no resulta clara la mención a la aplicación de reglas de control de tensión en dichos activos de generación.	Se modifica a que se cumpla la Res. CREG 015 de 2018 y 101 035 de 2025 por claridad de forma general. No se necesita hacer más especificación
74	Clasificación: pérdidas De lo establecido en el Artículo 13, no resulta claro la mención particular que allí se reglamenta relacionada con el tratamiento de pérdidas a los STR o SDL. Pues entendemos que al activo de generación del AGR le aplicarán las reglas previstas asociadas a la participación en la asignación de pérdidas de la que trata la Resolución CREG 024 de 1995, cuando se presente generación de energía excedentaria en el mercado de comercialización donde se encuentre	De acuerdo, dentro del tratamiento de pérdidas está incluido en la Res. CREG 24/2015 la cual se debe cumplir, se ajusta
75	Clasificación: fronteras comerciales Entendemos de las reglas y consideraciones previstas en el proyecto, que tanto la generación que inyecten los activos de generación del Usuario AGR como la cantidad de energía que este usuario consume de la red, serán consideradas en las reglas de la liquidación del Mercado de Energía Mayorista que se encuentran vigentes en la regulación, tanto para generadores (inyección de energía) y comercializadores (consumos), lo cual	De acuerdo así es

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 111

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	incluye las reglas asociadas a la función de demanda agregada de la Resolución CREG 024 de 1995, generación ideal, disponibilidad comercial, y demás reglas previstas en el Reglamento de Operación. Para lo anterior, entendemos que las fronteras de comercialización del Usuario AGR asociadas a la frontera de consumo siempre serán representadas ante el ASIC por un agente comercializador y será de usuarios no regulado; y por su parte, las fronteras de generación siempre deberán ser representadas por un agente generador. Dicha consideración deberá quedar explícita en la regulación, sin excepción alguna. Ahora bien, si el Regulador tiene un entendimiento diferente al anteriormente planteado, será necesario que establezca todas las reglas de detalle asociadas con tal entendimiento de tal forma que se garantice el cierre correcto del balance de la demanda por mercado de comercialización, el cierre de las transacciones en la bolsa de energía, y la armonización regulatoria necesaria que para los diferentes casos que se pueden presentar.	
76	Clasificación: LBC En el literal i) del Artículo 14, se hace referencia a la aplicación del Artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015, cuyas reglas se encuentran establecidas en el marco de la autogeneración a gran escala que hoy se conoce, y cuyo usuario tiene en efecto, un activo de generación instalado en sus redes internas, y por ellos se hace necesario determinar una Línea Base de Consumo para, a partir de allí, realizar un cobro al AGGE. Por lo anterior, no resulta claro hacer extensibles reglas asociadas a los AGGE, los cuales tienen una condición física diferente, a los Usuarios AGR, que pueden tener el activo de generación en el mismo punto de conexión del usuario o en otra parte del SIN, además, que entendemos que pueden existir Usuarios AGR que tienen una demanda pura, a los cuales no sería clara la aplicación de una regla que está prevista para usuarios autogeneradores con consumos de la red en condiciones críticas.	De acuerdo, se hacen explícitas las reglas de la LBC. Ver respuesta comentario 14 y 51

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 112

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	En ese sentido, entendemos que el Regulador deberá definir en la resolución definitiva las reglas que desea incorporar con respecto al uso del respaldo para cada caso según corresponda.	
77	Clasificación: Procedimiento de conexión En el literal ii) del Artículo 14 se hace referencia al tratamiento del activo de generación del Usuario AGR, el cual se encuentra conectado a la red de uso y no a las redes internas de los usuarios, por lo que consideramos que no es adecuado mencionar reglas asociadas a la Resolución CREG 024 de 2015, las cuales se encuentran diseñadas para una condición física completamente diferente a la del Usuario AGR. Adicionalmente, recomendamos evitar en la redacción del literal la mención a “De forma general”, pues la misma puede llevar a interpretaciones amplias y diversas en la aplicación de la regulación y en su lugar incluir la reglamentación que aplique a cada caso.	Se acepta el comentario
78	Clasificación: CERE En el literal iii) del Artículo 14 se establecen los balances en la facturación, que entendemos, deberán ser realizados entre el agente comercializador y el generador según corresponda. No obstante, para aplicar lo dispuesto en el punto a), relacionado con el recaudo del CERE por la fracción de energía consumida y generada por un AGR, es necesario tener presente que el recaudo asociado al Cargo por Confiabilidad y el cálculo del CERE lo realiza el ASIC, bajo lo definido en el Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006, por lo que la energía que no hará parte de la generación real utilizada para el cálculo del CERE, deberá incorporarse en la formulación propia de dicho cálculo, y será necesario hacer los ajustes correspondientes al mismo. Adicionalmente, la regla prevista en este punto sólo contempla un Usuario AGR que no contiene activos de generación asociados, en ese orden de ideas, entendemos hacen falta las reglas a aplicar para los	Se eliminan balances de facturación. Respecto lo del CERE, de acuerdo, se incluye la formulación Respecto de la LBC, lo cual entendemos se refiere el último párrafo, de acuerdo, la frontera comercial del usuario que tiene un activo sin excedentes se le puede calcular la LBC. Ver respuesta comentario 4 para ajustes de la LBC.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 113

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	usuarios que sí contienen activos de generación, es decir que son Usuarios AGR con autogeneración o cogeneración sin entrega de excedentes.	
79	Clasificación: sin excedentes Entendemos que el usuario AGR podrá asociar al activo de generación a varios puntos de conexión de suministro asociados a diferentes fronteras de comercialización, y que cada usuario asociado a dichas fronteras puede corresponder a su vez a una demanda con un autogeneración o cogeneración sin entrega de excedentes, dicha consideración debe quedar explícita en la regulación	Ver respuestas comentarios 7, 30, 53 y 55 Se considerarán recursos sin excedentes, no podrán aplicar las ventajas de Ley de un Cogenerador. Pues son parte de un AGR. Así mismo, con el fin de que puedan adecuarse a un proceso de conexión, los activos de generación sin excedentes se considerarán como autogeneradores sin excedentes cuando hagan parte de activos de conexión en la frontera de comercialización de un usuario que hace parte de un AGR o un PM. Esta explicito el proceso para recursos sin excedentes
80	Clasificación: fronteras comerciales Asimismo, entendemos que cada usuario asociado a las fronteras de comercialización debe ser representado ante el ASIC por un agente comercializador, y la frontera de generación del Usuario AGR debe ser representada siempre por un agente generador. Lo anterior, será necesario que quede expresamente definido en la regulación.	Se acepta el comentario
81	Clasificación: fronteras comerciales Considerando el entendimiento anterior, el ASIC para los casos en los cuales el Usuario AGR disponga de diferentes puntos de conexión de consumo, aplicará las reglas que se encuentran vigentes actualmente en la regulación, tanto para la inyección de generación del AGR que puede estar conectado en cualquier parte de la red de uso, como para las diferentes fronteras comerciales asociadas al consumo, que igualmente podrán estar ubicadas en cualquier parte de la red de uso.	De acuerdo, así es
82	Clasificación: Fronteras comerciales En el segundo párrafo del literal i) del Artículo 15, se establece una condición particular relacionada con	Se elimina la condición para evitar mal entendimientos y por claridad de las reglas

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 114

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	la posibilidad de que en un mismo punto de conexión puedan estar el activo de generación y un usuario (NIU), dicha condición al estar en marcada en el Artículo 15, entendemos, sería aplicable para el Usuario AGR con diferentes puntos de conexión de consumo. Ahora bien, no resulta claro para el ASIC por qué se regula esa condición particular solamente en el Artículo 15, pues no se establece dicha condición particular cuando se tiene un Usuario AGR con un único punto de conexión de consumo. Lo anterior, dado que entendemos que el activo de generación puede igualmente estar en el mismo punto de conexión con el único punto de conexión de consumo del usuario	El AGR debe tener un activo de generación en un sitio distinto. Si lo tiene en el mismo sitio no es un AGR, es convencional.
83	Clasificación: Distribución de energía en diferentes puntos Entendemos que las reglas definidas en el literal iii del Artículo 15 van a ser aplicadas directamente por las partes, es decir, el Usuario AGR, el comercializador y el generador, sin que el ASIC intervenga en dicha aplicación. Lo anterior, bajo el entendimiento indicado el comentario 24 No obstante, llamamos la atención del Regulador en la utilización del símbolo $\Sigma GhGu=1$ que aparece en el cálculo de la variable <i>Energía_AGRh,u</i>	De acuerdo, el ASIC no interviene. De hecho, con las reglas modificadas solo las aplica el comercializador. Sobre el error en la formula, se corrige.
84	Clasificación: Fronteras embebidas En el Artículo 16 se da la claridad que el activo de generación de un Usuario AGR puede estar embebido en las redes de otro usuario, siempre que dicho activo cuente con una capacidad instalada o nominal mayor a 1 MW. No obstante, no se indica si el (o los) punto(s) de conexión de consumo del(os) usuario(s) puede(n) igualmente estar embebido en las redes de otro usuario y si aplica alguna condición particular para ello.	Se aclara que igualmente un usuario aplicando tal actividad puede estar embebido.
85	Clasificación: Figura PM Previo a consignar los comentarios particulares asociados al Usuario PM, consideramos relevante	Se deja clara la configuración del PMR. Ver respuesta comentario 55

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 115

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	indicar que los mismos se plantean bajo el entendimiento de que un Usuario PM, además de tener la posibilidad de ser una “carga pura”, puede a su vez tener activos de generación adicionales para el propio consumo al interior de sus redes, es decir, puede ser un autogenerador o cogenerador, ambos sin entrega de excedentes. Adicionalmente, los Usuario vinculados al Usuario PM, a su vez, también pueden ser una “carga pura”, o tener activos de generación adicionales para el propio consumo al interior de sus redes, es decir, pueden ser un autogenerador o cogenerador, ambos sin entrega de excedentes.	
86	Clasificación: Figura PM Teniendo en cuenta las condiciones que debe cumplir un Usuario PM, que están escritas en las disposiciones generales de la resolución, solicitamos atentamente a la Comisión que, en la resolución definitiva que se expida, se prescinda de incluir disposiciones que den a entender que existe la posibilidad de que un Usuario PM pueda atender a usuarios de forma remota con los cuales no se tenga una vinculación económica. Lo anterior, evitaría posibles diferencias de entendimiento en la aplicación de reglas que son propias del Usuario PM, y de la actividad de productor marginal con posibilidad de atención de usuarios de forma remota (PMUFR), pues entendemos no existe la opción de que una persona natural o jurídica pueda ser Usuario PM o desarrollar la actividad PMUFR sin que exista vinculación económica en los términos definidos en la resolución.	Se acepta el comentario. Hubo un malentendido general de dicho caso, se deja más claro donde no pueda tenerse la interpretación que están teniendo. En el sentido que solo sea atender usuarios con vinculación económica.
87	Clasificación: Figura PM De los aspectos generales de un Usuario PM y de la condición prevista en el literal a) del Artículo 17, entendemos que para que un usuario se constituya como un Usuario PM, los activos de generación deberán estar conectados eléctricamente al mismo punto de conexión en el que se encuentra el usuario, para lo cual requeriría en el mismo punto una única frontera de generación y una frontera de comercialización. En ese sentido, agradecemos a la Comisión dejar esta claridad, sin que se permita interpretar la posibilidad de que ese mismo punto de	Se deja clara la configuración del PMR. Ver respuesta comentario 55

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 116

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	conexión haga referencia a la ubicación geográfica del mismo.	
88	Clasificación: Fronteras comerciales De acuerdo con el Litera b) del artículo 17, se dará tratamiento de Usuario No Regulado -UNR- al Usuario PM, sin que sea necesario el cumplimiento de los límites de potencia y energía mensuales establecido en la Resolución CREG 131 de 1998 para la contratación en el mercado competitivo, al respecto entendemos que con esto se garantiza que el ASIC disponga del reporte horario de energía de estos usuarios, al respecto agradecemos a la Comisión dejar explícito que tales fronteras deben cumplir con todas las disposiciones para el reporte de lecturas y tratamiento de fallas y verificaciones que establece el Código de Medida	De acuerdo, se aclara lo solicitado
89	Clasificación: Vinculación económica Tal como lo hemos expresado en comentarios anteriores, llamamos la atención del Regulador de la posibilidad de entendimiento de la existencia de modelos con Usuarios PM y usuarios sin vinculación económica, por lo que sugerimos que en el literal c) del Artículo 17 no se haga mención a que la energía del Usuario PM puede ser usada para la atención de usuarios con vinculación económica, pues la misma se puede interpretar como opción, más no como condición innegociable que se encuentra regulada a la mismas definiciones de Usuario PM y PMUFR.	Se realiza ajuste
90	Clasificación: redes privadas Adicionalmente, en el mismo literal c) del Artículo 17 se hace mención de que la energía producida por el Usuario PM puede ser usada para la atención de usuarios por redes privadas en los términos definidos en esta resolución. No obstante, en la condición que se establece en el literal a) del mismo artículo se indica que el activo de generación debe estar en el mismo punto de conexión del usuario, condición que entendemos se cumple bajo una conexión eléctrica.	Se elimina la posibilidad de atención de usuarios por redes privadas. Ver respuesta comentario 2

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 117

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	Así las cosas, sí el activo de generación se encuentra conectado eléctricamente en el mismo punto de conexión del usuario, la atención de usuarios por redes privadas podría resultar en una acción inviable. Por lo anterior, será necesario tener claridad en la resolución sobre las consideraciones que se deben tener en cuenta para la atención de usuarios por redes privadas.	
91	Clasificación: Sin excedentes De acuerdo con el literal e) del Artículo 17, entendemos que los usuarios atendidos por el Usuario PM podrán tener activos de generación, no obstante, no se pueden presentar excedentes de energía a la red de uso a través de sus fronteras de comercialización. Al respecto, como hemos mencionado anteriormente, llamamos la atención del Regulador que cuando se hace mención de activos de generación sin excedentes, es porque se hace referencia tanto a usuarios con autogeneración como con cogeneración sin entrega de excedentes, por lo que sugerimos tener claro este aspecto en la regulación que se expida	Ver respuesta comentario 63
92	Clasificación: Sin excedentes Ahora bien, llamamos la atención del Regulador que, no obstante, no permitir inyecciones de excedentes de estos usuarios autogeneradores o cogeneradores, estas inyecciones podrían presentarse de forma eventual, por lo que amablemente solicitamos al Regulador establecer los lineamientos que se deben seguir cuando estas eventuales inyecciones se presenten en el sistema con el fin de preservar la confiabilidad y seguridad	Ver respuesta comentario 30
93	Clasificación: figura PM Finalmente, volvemos a hacer el llamado al Regulador de no dejar expresiones en la regulación que conlleven a entender que existe la opción de que una persona natural o jurídica pueda ser Usuario PM o desarrollar la actividad PMUFR sin que exista vinculación económica	Se acepta el comentario Ver respuesta comentario 89

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 118

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
94	Clasificación: figura PM De acuerdo con lo indicado en el proyecto en consulta entendemos que la Comisión se encuentra regulando los aspectos relacionados con el PMUFR y de acuerdo con la definición establecida para desarrollar dicha actividad siempre debe existir una vinculación económica con los usuarios que atienden, por lo que no resulta claro la mención realizada en el literal a) del Artículo 19 respecto a unas reglas asociadas a los Usuarios PM cuando éste atiende usuarios sin vinculación económica. En ese orden de ideas, entendemos que cualquier mención a usuarios que no cumplan lo definido en la resolución para desarrollar la actividad de PMUFR, no debería estar presente en la misma, pues además de generar confusiones y ambigüedades, entendemos las reglas para la integración de agentes comercializadores y de plantas de generación al sistema ya se encuentran definidas en la reglamentación vigente.	Se acepta el comentario Ver respuesta comentario 89 Sobre reglas de plantas, estas aplican conforme la capacidad y tipo de despacho
95	Clasificación: figura PM En el mismo sentido del comentario anterior, llamamos la atención del Regulador frente a la siguiente mención realizada en el literal b) del Artículo 19: “En caso de atender únicamente usuarios con vinculación económica”, dado que, con la misma, se podrían presentar confusiones y ambigüedades frente a una posibilidad, entendemos inexistente, de un Usuario PM pueda atender usuarios con y sin vinculación económica. Por lo anterior, sugerimos a la Comisión no incluir dicha mención, pues entendemos que por definición los Usuarios PM solo podrán atender usuarios con vinculación económica	Se acepta el comentario, se eliminan todo tipo de ambigüedades Ver respuesta comentario 89
96	Clasificación: figura PM Sugerimos a la Comisión revisar los aspectos regulados en el Parágrafo 1 del Artículo 19 en relación con un Usuario PM que realiza la actividad de comercialización, por cuanto entendemos este sería un agente comercializador convencional, que por defecto le aplicaría la normatividad vigente para	Se elimina la mención y todo lo asociado a dicha opción, no es necesaria Esto pues en el sistema en realidad cualquiera puede volverse comercializador

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 119

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	el retiro del MEM establecida en el Reglamento de Comercialización de la Resolución CREG 156 de 2011.	
97	Clasificación: figura PM En cuanto al segundo párrafo del Parágrafo 1 en mención, atentamente sugerimos al Regulador establecer todas las reglas que deben ser aplicadas para el retiro del MEM de un Usuario PM, por cuanto solo se establece un lineamiento de aviso a los usuarios con vinculación económica, sin establecer las condiciones a tener en cuenta para garantizar la continuidad en la prestación del servicio para estos usuarios.	Los usuarios serán atendidos por el comercializador, el cual ya tiene reglas de funcionamiento. Se incluyen reglas de retiro y finalización de la actividad. Se aclara esto
98	Clasificación: figura PM Lo anterior, además, debe considerar que la Resolución CREG 131 de 1998 establece que el comercializador que registre una frontera de usuario no regulado es responsable ante el mercado por sus consumos hasta tanto tal usuario tenga vigente una nueva situación contractual con otro comercializador y este último registre la frontera comercial del usuario respectivo. Así mismo sugerimos al Regulador que las reglas que se definan deban ser aplicadas previo el retiro del MEM del Usuario PM.	Se acepta el comentario
99	Clasificación: redes privadas Respecto del artículo 20 del proyecto en consulta en el cual se establecen algunos lineamientos de los activos eléctricos en redes privadas para atención de usuarios con vinculación económica, de acuerdo con los comentarios realizados anteriormente, entendemos que para ser considerado Usuario PM, los activos de generación deberán estar conectados en el mismo punto de conexión en el que se encuentra la frontera de comercialización del usuario, en ese sentido se deberá revisar esta consideración y entendimiento, a luz de los lineamientos para la atención de usuarios vinculados por redes privadas que finalmente se definan	Las redes privadas se eliminan de la propuesta. Ver respuesta comentario 2

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 120

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	Adicionalmente consideramos que la revisión que realice el Regulador deberá contemplar entre otros los siguientes comentarios: • Definir si el activo de generación a pesar de estar conectado en el mismo punto de conexión del usuario puede a su vez, contar con una bifurcación para atender las redes privadas del agente, y las consideraciones a tener en cuenta en ese caso. • Definir, si dicha conexión en las redes privadas puede ser a diferentes niveles de tensión respecto del punto de conexión del activo de generación.	
100	Clasificación: Fronteras comerciales En cuanto a la representación ante el ASIC de la frontera de generación del activo de generación del Usuario PM, entendemos que la misma debe estar representada por un agente generador, por lo que solicitamos dejar explícita esta consideración en la resolución definitiva.	De acuerdo, así es. Se aclara.
101	Clasificación: Conexión como potencial usuario Respecto a los Artículos 21 y 22 entendemos que los aspectos allí indicados no requieren ser regulados, por cuanto son aspectos asociados al cumplimiento propio del Reglamento de operación que debe cumplir cualquier usuario que se conecta a las redes de uso sin importar su vinculación económica de un Usuario PM. Por lo anterior, sugerimos a la Comisión no regular estos aspectos en la resolución definitiva que se expida	El art 21 se elimina, tienen razón El art 2 si se deja, aunque redundante, siempre se reciben solicitudes de aclaración incluso para autogeneradores actuales. Consideramos dejar la claridad
102	Clasificación: redes privadas El Artículo 23 presenta las consideraciones para el procedimiento de conexión de un usuario vinculado económico del Usuario PM a sus redes privadas indicando lo siguiente: “Si son usuarios vinculados económicos del usuario PM con o sin conexión al STN, STR o SDL, será responsabilidad del usuario PM y del comercializador representante el brindarle el debido	Las redes privadas se eliminan de la propuesta. Ver respuesta comentario 2 Sobre la malinterpretación de atención de usuarios sin vinculación, se eliminan las ambigüedades

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 121

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	procedimiento para su conexión en la red privada.” (subrayado fuera de texto) Al respecto ponemos en consideración los siguientes comentarios: • Sugerimos a la Comisión que en la redacción no se incluya la mención a “si son usuarios vinculados económicos”, pues como se ha indicado comentarios anteriores, esta mención da a entender que la relación entre el Usuario PM y la actividad PMUFR da la opción de que se puede presentar para usuarios sin vinculación económica.	
103	Clasificación: redes privadas El Artículo 23 presenta las consideraciones para el procedimiento de conexión de un usuario vinculado económico del Usuario PM a sus redes privadas indicando lo siguiente: “Si son usuarios vinculados económicos del usuario PM con o sin conexión al STN, STR o SDL, será responsabilidad del usuario PM y del comercializador representante el brindarle el debido procedimiento para su conexión en la red privada.” (subrayado fuera de texto) Del artículo regulado y del texto subrayado se puede entender que un usuario con vinculación económica puede estar conectado al STN, STR y SDL, y al mismo tiempo puede estar conectado al Usuario PM en redes privadas Al respecto indicamos a la Comisión que dicha condición debe ser armonizada con lo planteado en el literal a) del Artículo 17, en el sentido de que entendemos que los activos de generación del Usuario PM deben estar conectados en el mismo punto de conexión del usuario, y la red privada a la que se hace mención en el Artículo 23, entendemos puede o no estar conectada al mismo punto de conexión en mención. Así mismo llamamos la atención de la Comisión de que para estos casos, es necesario dejar claridad frente al registro de fronteras de comercialización entre el usuario con vinculación económica en	Las redes privadas se eliminan de la propuesta. Ver respuesta comentario 2

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 122

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	redes privadas y la energía que se importa del Usuario PM.	
104	Clasificación: Procedimiento de conexión El Artículo 24 del proyecto en consulta establece el procedimiento y requisitos de conexión de activos de generación del Usuario PM, al respecto presentamos a la Comisión los siguientes comentarios a los literales i) y ii): Con respecto al literal i) nos permitimos indicar a la Comisión que no resulta claro el cumplimiento de los requisitos del activo de generación del Usuario PM como si se tratase de un AGGE ni la mención a la Resolución CREG 024 de 2015, pues entendemos que el activo de generación del Usuario PM es un generador que está conectado a la red en el mismo punto de conexión del usuario y no en las redes internas del mismo. Por lo que, los requisitos a exigir para la conexión del activo de generación no deberían estar asociados a temas relacionados con Autogeneradores, sino con requisitos simétricos como los establecidos en el Reglamento de Operación para plantas de generación de similar capacidad, según la respectiva PMD y el nivel de tensión en donde se conecte el activo de generación	De acuerdo, Se elabora un paso a paso derivado de la Res. CREG 174 de 2021, de tal forma que se revisen los requisitos técnicos actuales haciendo referencia a generador, cogenerador o autogenerador según corresponda. Se aclara que es procedimiento transitorio no solo le aplica a los AGR o PMR, les aplica a todos los recursos que tengan CEN menor de 5 MW con conexión al SDL, pues la idea era unificarlos. Lo que se busca es que ingresen al sistema por el OR.
105	Clasificación: Procedimiento de conexión El Artículo 24 del proyecto en consulta establece el procedimiento y requisitos de conexión de activos de generación del Usuario PM, al respecto presentamos a la Comisión los siguientes comentarios a los literales i) y ii): Con respecto al literal ii), nuevamente llamamos la atención del Regulador, respecto de la aplicación de las reglas para AGGE establecidas en el artículo 5 de la Resolución CREG 024 de 2015, a un activo de generación que no se encuentra al interior de las redes de un usuario, por el contrario, entendemos el mismo correspondería a una planta de generación conectada en el mismo punto de conexión del usuario.	Se acepta el comentario, se aclaran todas las reglas de medida y registro de fronteras citando directamente la norma

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 123

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
106	Clasificación: Procedimiento de conexión En el literal ii) del artículo se indica las condiciones cuando la PMD del activo de generación del Usuario PM es mayor o igual a 5 MW cuando está conectado al SDL, STR y STN, “o casos diferentes al literal i)”, al respecto sugerimos a la Comisión dejar explícita en la regulación, los casos diferentes a los que se hace mención	Se realiza la corrección para mayor claridad
107	Clasificación: Procedimiento de conexión En cuanto a los literales iii), iv) y v) del Artículo 24 llamamos la atención del Regulador frente a que las disposiciones allí establecidas no harían parte del procedimiento de conexión y requisitos de conexión de activos de generación del Usuario PM, pues entendemos que lo regulado en dichos literales se encuentra asociado a las condiciones para la conexión de los usuarios con vinculación económica con conexión o no a la red de uso. Ahora bien, el CND entiende que a los usuarios con conexión a la red de uso se les debe aplicar todas las reglas establecidas en el Reglamento de operación para la conexión de una carga pura o usuario autogenerador o cogenerador sin entrega de excedentes, sin que sea necesario una regulación adicional para estos casos. En ese orden de ideas, en caso de que el Regulador considere pertinente hacer mención de las condiciones para la conexión de los usuarios con vinculación económica con conexión a la red de uso, sugerimos que las mismas, junto con las consideraciones de los usuarios sin conexión a la red de uso, queden en un artículo propio para tal fin en donde se deje explícito el cumplimiento del Reglamento de Operación y demás consideraciones aplicables, según sea el caso.	Se eliminan las redes privadas, Ver respuesta comentario 2 Sobre conexión a redes de uso se aplica lo actual tanto para cargas como plantas El artículo se modifica para solo incluir los activos de generación del PM
108	Clasificación: sin excedentes A partir de lo indicado en el cuarto párrafo del literal iii) del Artículo 24 y en concordancia con el comentario 7, entendemos que los usuarios vinculados atendidos por el Usuario PM, así como	Ver respuesta comentario 30

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 124

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	el mismo Usuario PM en caso de que los mismos cuenten con activos de generación internos para autogeneración o cogeneración no pueden entregar excedentes a la red. Ahora bien, si llegasen a entregar excedentes entendemos aplicaría lo siguiente: • Si la entrega de excedentes la realiza el Usuario PM, entendemos el mismo no podrá ser Usuario PM y por ende desarrollar la actividad PMUFR. • Si la entrega de excedentes la realiza el usuario vinculado, entendemos el mismo deberá retirarse del Usuario PM. Así las cosas, de acuerdo con lo indicado en el comentario 7, se deberán regular los aspectos para cuando se puedan evidenciar entrega de excedentes, y quedar explícito en la normatividad las consideraciones a tener en cuenta cuando se materialice una inyección en la frontera de comercialización del Usuario PM o el usuario vinculado.	
109	Clasificación: redes privadas El literal iv) del Artículo 24, se indica que el usuario PM y su agente comercializador representante deberán garantizar una operación segura, confiable y económica, para lo cual llamamos la atención del Regulador en relación con la competencia de estos dos agentes para garantizar lo allí descrito. Al margen de lo anterior, recomendamos que estas disposiciones queden por fuera del Artículo 24, el cual entendemos tiene un alcance diferente a lo planteado en dicho literal.	Hacen referencia a sistemas sin excedentes en usuarios conectados por redes privadas. Se eliminan las redes privadas, no será posible, Ver respuesta comentario 2
110	Clasificación: operación del sistema En el artículo 25 del proyecto en consulta se establecen los requisitos para la operación del activo generador del Usuario PM, y en este hace alusión a particularidades aplicables a un AGGE, de lo cual llamamos la atención del Regulador, en el sentido de que entendemos estos activos de generación son plantas que no están conectadas en las redes internas de un usuario, sino en el punto de conexión del usuario, y como tal deben cumplir con	De acuerdo, se especifican reglas de generadores directamente

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 125

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	toda la reglamentación vigente en el Reglamento de Operación según su capacidad y el nivel de tensión del punto de conexión, incluyendo la presentación de ofertas al CND si se cumplen los requisitos definidos para el efecto. Lo anterior consideramos debe quedar claro en la regulación	
111	Clasificación: frontera comercial En los literales i) y ii) del Artículo 26 se indican las condiciones que deben tener los sistemas de medida tanto para la frontera de comercialización del Usuario PM como la frontera del respectivo activo de generación, asociando, en ambos casos, reglamentaciones aplicables a AGGE. Al respecto, llamamos la atención del Regulador frente a que, si bien el usuario puede ser un autogenerador o cogenerador sin entrega de excedentes, también puede ser una carga pura, por lo que entendemos no se podrían extender, para todos los casos, las reglas asociadas al cumplimiento de los AGGE para los sistemas de medida del Usuario PM. Así mismo, el activo de generación del Usuario PM no se encuentra conectado en las redes internas del mismo, y por ende es visto en el sistema como una planta de generación conectada en el punto de conexión del usuario. Por lo anterior, no resulta clara la adopción de reglas asociadas a los AGGE, pues entendemos para los activos de generación del Usuario PM le deberían ser aplicables las condiciones del sistema de medida de acuerdo con las condiciones particulares del activo de generación dispuestas en el Código de Medida.	Se aclara el caso de PMR, se define de forma específica la configuración posible. Luego de lo anterior, también se especifican las reglas de medida y fronteras comerciales sin hacer referencia a AGGE.
112	Clasificación: frontera comercial Con respecto al tercer párrafo del literal iii) del Artículo 26 consideramos que el mismo es redundante en la resolución, pues en el literales b) y d) del Artículo 17 ya dictan dichas disposiciones tanto para el Usuario PM como para los usuarios vinculados. Por lo anterior, sugerimos que dicho párrafo sea eliminado.	Se acepta el comentario
113	Clasificación: frontera comercial	Se acepta el comentario

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 126

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	Llamamos la atención del Regulador que en las disposiciones establecidas en el Artículo 26 no se evidencian reglas acerca de la frontera de generación asociada con el usuario PM. En ese sentido, solicitamos que dicha condición sea incorporada expresamente en la resolución	
114	Clasificación: frontera comercial Considerando el objetivo del Artículo 27, entendemos que, si un Usuario PM que adquiera obligaciones del Cargo por Confiabilidad desea realizar la cancelación de sus fronteras de generación deberá, además de aplicar lo establecido en la Resolución CREG 157 de 2011, dar cumplimiento a lo definido en la Resolución CREG 071 de 2006 para el retiro de plantas con OEF. En ese sentido, solicitamos que dicha condición quede incorporada en la resolución	Se acepta el comentario
115	Clasificación: cargo de respaldo Tal como lo hemos indicado anteriormente, entendemos que el Usuario PM puede o no tener asociados activos de generación sin entrega de excedentes en sus redes internas, permitiendo así ser una demanda pura, un autogenerador o un cogenerador, es así que llamamos la atención del Regulador que lo establecido en el Artículo 28 relacionado con el respaldo de red, solo sería aplicable en los casos en los que el usuario sea autogenerador o cogenerador, independientemente de la entrega de energía que se realice mediante la frontera de generación. Es por lo anterior, que sugerimos a la Comisión ajustar la redacción de lo indicado en el Artículo 28	El cargo por respaldo conforme la Res. CREG 015 de 2018 puede ser solicitado por cualquier usuario del STR o SDL. Siendo usuario lo definido en la Ley Diferente es que los autogeneradores de capacidad instalada mayor a 100 kW lo tengan obligatorio. Si es un usuario con equipos sin excedentes también le aplica. Se modifica a que se apliquen las reglas directas de la Res. CREG 015 de 2018.
116	Clasificación: cargo de respaldo En el mismo sentido del comentario anterior, entendemos que los usuarios con vinculación económica del Usuario PM pueden o no tener asociados activos de generación sin entrega de excedentes en sus redes internas, permitiendo así ser una demanda pura, un autogenerador o un cogenerador, por lo que sugerimos que en el Artículo 29 se considere esta distinción para los que	Ver respuesta comentario 115

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 127

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	le aplicaría el cargo por respaldo para contratar la capacidad de respaldo de la red.	
117	Clasificación: calidad del servicio En el Artículo 30 se establece una disposición relacionada con la calidad del servicio del Usuario PM y sus vinculados con conexión al SDL. Al respecto, no identificamos la necesidad de esta disposición dentro del proyecto, pues entendemos que el Usuario PM y sus vinculados deben cumplir con los requisitos de conexión al SDL según tenga su conexión al SIN, por tanto, harán parte de un mercado de comercialización en cual se debe dar cumplimiento al esquema de calidad del SDL	De acuerdo, como son usuarios del sistema, el PM debe ejercer a través del comercializador representante todo lo que se precise. Igualmente, el OR debe atender el usuario con todas sus funciones
118	Clasificación: energía reactiva En el Artículo 32, particularmente en el segundo párrafo, se indica: “Siempre que en la instalación del usuario existan activos de generación”. Al respecto, no identificamos con claridad a que usuario es al que se hace mención, ya que en el primer párrafo del Artículo 32 se hace mención las fronteras de comercialización Usuario PM y sus usuarios vinculados. Por lo anterior, agradecemos a la Comisión brindar mayor claridad al respecto, con el fin de conocer sobre quien recae la responsabilidad del control tensión al que se hace mención	Se acepta el comentario, solo se aclara que se aplica la Res. CREG 015 de 2018 y la que la complementa Actualmente la energía reactiva en usuarios puros como autogeneradores o cualquiera se le miden los límites. Lo que sucede es que cuando se violan y no está haciendo control de tensión, debe pagar. Esto incluso a generadores, si no ejercen control también se les cobra.
119	Clasificación: energía reactiva Así mismo, en el párrafo 3 del mismo artículo se hace mención de un posible caso, en el que la frontera de comercialización y la frontera del activo de generación del Usuario PM se encuentren físicamente en el mismo punto de conexión, lo anterior no resulta claro, pues por cumplimiento de condiciones para ser Usuario PM y realizar la actividad de PMUFR es necesario que el activo de generación del Usuario PM esté conectado en el mismo punto de conexión de la frontera de comercialización. En ese sentido solicitamos revisar este caso y realizar las aclaraciones	Ver respuesta comentario anterior Se realizan ajustes sobre la configuración de un AGR o un PMR, serán igual que plantas, sin usuario en el mismo PC donde está el activo de generación.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 128

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
120	Clasificación: pérdidas Del artículo 33 entendemos que lo allí establecido tiene aplicación sobre el activo de generación del Usuario PM, ya que por definición entendemos que el Usuario PM a pesar de tener la posibilidad de ser autogenerador o cogenerador no puede realizar entrega excedentes. En ese sentido, agradecemos a la Comisión brindar mayor claridad en la resolución definitiva que se expida	Se ajusta así, caso similar que se hizo en la Res. CREG 030 de 2018 y ahora se tiene en la Res. CREG 174 de 2021: En caso de que las pérdidas de energía sean superiores a las reconocidas al OR en el nivel de tensión respectivo, el costo de las mismas podrá ser objeto de acuerdo entre las partes a ser incluido como parte del contrato de conexión. De no llegar a un acuerdo en el tiempo que rige para la firma en el contrato de conexión, se les dará el mismo tratamiento de las pérdidas de energía señalado para los generadores embebidos en las redes del STR o SDL en la Resolución CREG 024 de 1995 o aquella que la modifique o sustituya
121	Clasificación: fronteras comerciales Para la comercialización de energía de un Usuario PM, entendemos de las reglas y consideraciones previstas en el proyecto que tanto la generación que inyecten los activos de generación del Usuario PM, como la cantidad de energía que este usuario consume de la red, serán consideradas en las reglas de la liquidación del Mercado de Energía Mayorista que se encuentran en la regulación vigente, tanto para generadores y comercializadores, lo cual incluye las reglas asociadas a la función de demanda agregada de la Resolución CREG 024 de 1995 y demás consideraciones previstas en el Reglamento de Operación. Para lo anterior, entendemos que las fronteras de comercialización del Usuario PM asociadas a la frontera de consumo siempre serán representadas ante el ASIC por un agente comercializador, y por su parte, las fronteras de generación siempre deberán ser representadas por un agente generador. Dicha consideración deberá quedar clara en la regulación, sin excepción alguna. Ahora bien, si el Regulador tiene un entendimiento diferente al anteriormente planteado, será necesario que la Comisión establezca todas las reglas de detalle asociadas a la condición diferente, tal que, garanticen el cierre correcto del balance de	En cualquiera que sea el caso las fronteras de generación son representadas por agente generador, y las de consumo por comercializador. La consideración es explícita. Eso no se modifica para ningún tipo de conexión

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 129

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	la demanda por mercado de comercialización, el cierre de las transacciones en la bolsa de energía, y la armonización regulatoria necesaria que para los diferentes casos que se pueden presentar	
122	Clasificación: redes privadas En el Artículo 34 se establecen las condiciones para la comercialización de energía a usuarios vinculados económicos que no tienen conexión al STN, STR o SDL, para lo cual la Comisión hace mención a que estas disposiciones se entienden “De forma general”, al respecto sugerimos a la Comisión no incluir dicha mención pues la misma puede llevar a interpretaciones amplias y diversas en la aplicación de la regulación. Así mismo se indica que existirá una relación entre Usuario PM, su agente comercializador representante y los usuarios con vinculación económica, al respecto entendemos que igualmente, el activo de generación deberá ser representado por un agente generador, quien será quien realice la venta de energía a los usuarios vinculados económicamente, y se encargará de hacer el balance que corresponda con el agente comercializador del Usuario PM; para lo cual sugerimos realizar los ajustes concernientes que conlleven a dar dicha claridad.	Ver respuesta comentario 2
123	Clasificación: redes privadas Entendemos que el Artículo 35 hace referencia a un Usuario PM, que no atiende usuarios con vinculación económica, es decir solo es el modelo usuario (demanda pura, autogenerador o cogenerador) y un activo de generación en el mismo punto de conexión. A partir de lo anterior, presentamos los siguientes comentarios: Entendemos que las fronteras de comercialización del Usuario PM asociadas a la frontera de consumo siempre serán representadas ante el ASIC por un agente comercializador, y por su parte, la frontera de generación siempre deberá ser representadas por un agente generador. Dicha consideración	El artículo 35 hacía referencia a usuarios con vinculación económica al PMR que no estaban conectados al STN, STR, SDL, se malinterpreto la regla. Tal vez por la redacción, los tres colores son ideas distintas: <i>Artículo 35. Comercialización de energía de un usuario PM que no atiende usuarios vinculados económicos con conexión al STN, STR o SDL</i> En todo caso lo anterior es sobre redes privadas y esto se elimina. Por lo tanto, dicho artículo se elimina en la resolución definitiva. Ver respuesta comentario 2

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 130

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	deberá quedar clara en la regulación, sin excepción alguna. Es así que, no resulta claro la adopción de las reglas para AGGE establecidas en la Resolución CREG 024 de 2015, por cuanto deberían ser aplicadas las reglas para el tipo de usuario que corresponda, sea una demanda pura, autogenerador o cogenerador; y en el caso de la frontera de generación deberían ser aplicables las reglas asociadas a plantas de generación de acuerdo con el punto de conexión y sus condiciones en el MEM. Por lo anterior, no resulta claro hacer extensibles reglas asociadas a los AGGE, que tienen una condición física diferente, a los Usuarios PM, los cuales tienen el activo de generación en el mismo punto de conexión del usuario, además, que entendemos que pueden existir Usuarios PM o usuarios vinculados que tienen una demanda pura o cogeneración, a los cuales no sería clara la aplicación de una regla que está prevista para usuarios autogeneradores con consumos de la red en condiciones críticas. En ese sentido, entendemos que el Regulador deberá definir en la resolución definitiva las reglas que desea incorporar con respecto al uso del respaldo para cada caso según corresponda. Hacemos un llamado a la Comisión respecto al parágrafo del Artículo 35 por cuanto entendemos hace referencia a los usuarios vinculados, no obstante, el propio Artículo 35 son reglas para cuando no se tienen este tipo de usuarios atendidos por el Usuario PM. Lo anterior, al margen de lo indicado en el comentario 42.	
124	Clasificación: figura PM El Artículo 36 establece las reglas asociadas a la comercialización de energía de un Usuario PM que tiene usuarios vinculados con conexión a la red de uso, sobre el cual presentamos los siguientes comentarios asociados al literal ii): Tal como lo indicamos en el comentario 30 recomendamos evitar hacer mención en el articulado a la condición de vinculados económicos,	Se define de mejor forma la idea que se quería dar a entender. Ver respuesta comentarios 30 (sin excedentes), 37 (CERE), y 55 (que define explícitamente qué es un PM, solo dos posibilidades) Sobre vinculados de acuerdo es la única posibilidad de un PM para atender usuarios vinculados.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 131

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	pues entendemos la misma se debe cumplir por la propia definición de Usuario PM. En el literal ii) del Artículo 36 se establece el cumplimiento del Artículo 10 de la Resolución CREG 024 de 2015, para el Usuario PM y los usuarios vinculados. Al respecto, entendemos que la mención de cumplir reglas asociadas a la actividad de autogeneración sería aplicable solo para los casos en los cuales estos usuarios en efecto sean autogeneradores sin entrega excedentes, pues para los casos en los cuales dichos usuarios sean cargas puras o cogeneradores se deberán asociar las reglas que correspondan según sea el caso. En el literal ii) del Artículo 36, se hace referencia a la aplicación del Artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015, cuyas reglas se encuentran establecidas en el marco de la autogeneración a gran escala que hoy se conoce, y cuyo usuario tiene en efecto, un activo de generación instalado en sus redes internas, y por ello se hace necesario determinar una Línea Base de Consumo, para a partir de allí realizar un cobro al AGGE. Por lo anterior, no resulta claro hacer extensibles reglas asociadas a los AGGE, que tienen una condición física diferente, a los Usuarios PM, los cuales tienen el activo de generación en el mismo punto de conexión del usuario, además, que entendemos que pueden existir Usuarios PM o usuarios vinculados que tienen una demanda pura o cogeneración, a los cuales no sería clara la aplicación de una regla que está prevista para usuarios autogeneradores con consumos de la red en condiciones críticas. En ese sentido, entendemos el Regulador deberá definir en la resolución definitiva las reglas que desea incorporar con respecto al uso del respaldo para cada caso según corresponda. Por otro lado, no resulta claro la consideración del uso del respaldo tanto para el Usuario PM como para sus vinculados estén o no conectados a la red de uso, sólo para los casos en los cuales el Usuario PM tenga usuarios vinculados y al menos uno de ellos se encuentre conectado a la red de uso del	Las reglas quedan escritas para los casos sin hacer referencia a un AGGE Sobre la LBC, se cambia a que se calcule sobre el neto, pues en realidad es la forma equivalente con un AG convencional. Se considera que, si van a hacer esta figura, la energía que consuman por encima debe asumir que no está cubierta. Igual que un AGR, ver respuesta comentario 51 El cargo por respaldo aplica igual que la regulación actual en cada PC. Cada uno se analiza independiente. Ya no existen redes privadas entonces ese caso desaparece.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 132

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	que trata el Artículo 36, sí cuando se regulan las reglas para la comercialización de energía a usuarios que igualmente no tienen conexión a la red de uso (Artículo 34) no se hace dicha consideración asociado al uso del respaldo.	
125	Clasificación: figura PM En el literal iii) del Artículo 36, la Comisión hace mención a la expresión “De forma general”, al respecto sugerimos a la Comisión no incluir dicha expresión en la norma pues la misma puede llevar a interpretaciones amplias y diversas en la aplicación de la regulación. Por otro lado, en dicho literal, el cual es aplicable al activo de generación del Usuario PM, no debería hacerse mención de la CREG 024 de 2015, pues el activo de generación del Usuario PM no se encuentra conectado en las redes internas de un usuario, por lo que no podrían extenderse reglas que están diseñadas para los AGGE, y en su lugar, lo que se debería aplicar son las reglas vigentes en el Reglamento de Operación según la capacidad del activo y al sistema al que este se conecta	Ver respuesta comentario 124
126	Clasificación: CERE En el literal iv) del Artículo 36 se establecen los balances en la facturación, que entendemos, deberán ser realizados entre el agente comercializador y el generador según corresponda. No obstante, presentamos los siguientes comentarios al Regulador: Entendemos el agente generador es quien realizará la venta de la energía del Usuario PM, y la frontera de generación asociada deberá ser representada por dicho agente. Para aplicar lo dispuesto en el punto a), relacionado con la regla particular de recaudo del CERE para los consumos de los usuarios vinculados, es necesario tener presente que el recaudo asociado al Cargo por Confiabilidad y el cálculo del CERE lo realiza el ASIC, bajo lo definido en el Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006, por lo que la energía asociada a los usuarios vinculados y la	Los balances se eliminan en la resolución definitiva. Se realizarán ajustes. Ver respuesta comentario 14

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 133

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	consideración de la variable <i>Energía_{PMh,u}</i> prevista en el Artículo 34 que no hará parte del cálculo del CERE, deberá incorporarse en la formulación propia de dicho cálculo, por lo que será necesario hacer los ajustes correspondientes al mismo.	
127	Clasificación: redes privadas Entendemos que las disposiciones de comercialización de energía de un Usuario PM cuyos vinculados económicos no tienen conexión al STN, STR o SDL se establecen en el Artículo 34, por lo tanto, consideramos que el párrafo del art 36 es redundante	Ver respuesta comentario 2
128	Clasificación: figura PM Del Artículo 37 entendemos que se determinará un Porcentaje de Distribución de la Energía del activo de generación del Usuario PM, el cual se encuentra en el mismo punto de conexión del usuario, dicha distribución será asignable a cada frontera de comercialización (consumo) tanto para el Usuario PM como para aquellos usuarios vinculados. En ese sentido, tal como lo indicamos en el comentario 8, es necesario que en la regulación se mantenga el uso de la misma terminología, pues el uso indiferente del Usuario PM y el PM propiamente dicho, genera confusiones en la interpretación de las reglas dispuestas en el proyecto. Así las cosas, llamamos la atención del Regulador frente a los siguientes aspectos del este artículo: • Se hace mención de la “Distribución de Energía del activo de generación instalado en el Usuario PM”, al respecto, no resulta claro que el activo de generación del Usuario PM pueda estar instalado en el Usuario, pues entendemos que, el mismo debe estar conectado en el mismo punto de conexión de la frontera de comercialización del usuario y no en las redes internas del usuario.	Ver respuesta comentario 55 sobre la configuración posible de un PM Respecto de la liquidación, si la realiza el comercializador Se realizan ajustes con base en los comentarios.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 134

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	- Llamamos la atención del Regulador en la utilización del símbolo $\sum Gh$ que aparece en el cálculo de la variable $Energía_{PMRh,u}$ - Finalmente, entendemos que las reglas que finalmente se definan en el Artículo 37 van a ser aplicadas directamente por las partes, es decir, el Usuario PM, el comercializador y el generador, sin que el ASIC intervenga en dicha aplicación	
129	Clasificación: Conexiones embebidas Llamamos la atención de la Comisión frente a lo establecido en el Artículo 38, por cuanto en el mismo se hace alusión a que el activo de generación del Usuario PM puede estar embebido en activos de otros usuarios no regulados, sin indicar reglas para la frontera de comercialización del Usuario PM. Lo anterior, ya que entendemos que, por definición, tanto el activo de generación del Usuario PM como la frontera de comercialización de dicho usuario (sea una Carga pura, un autogenerador o cogenerador sin excedentes), deben estar en el mismo punto de conexión.	De acuerdo se complementa
130	Clasificación: CxC Respecto a las consideraciones generales para participar en el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, solicitamos al Regulador incluir de manera explícita en el literal ii) del Artículo 39 que los usuarios que podrán participar serán los que se encuentran constituidos como AGGE, AGR o PM y con sus activos operando en el SIN, al momento de efectuar la subasta, o el mecanismo de asignación que haga sus veces. Lo anterior, considerando la condición de ser tratados como Planta y/o unidad de generación existente, y la definición propiamente establecida en la Resolución CREG 071 de 2006 y sus modificaciones	Se acepta el comentario
131	Clasificación: CxC Con relación a los literal iii) y iv) del Artículo 39, solicitamos a la Comisión incluir en la resolución definitiva los incentivos necesarios para que los agentes que participan en procesos de asignación	De acuerdo Si a la fecha de la IPVO la planta no ha cumplido con los requisitos exigidos de la regulación y acuerdos del C.N.O. para que la planta este en el despacho central,

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 135

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	de OEF con plantas existentes no despachadas centralmente (NDC) cumplan con su compromiso de pasarse al despacho central, cumpliendo los requisitos exigidos en la regulación y los Acuerdos del CNO para plantas despachadas centralmente, antes del Inicio de Periodo de Vigencia de la Obligación (IPVO). Lo anterior, dado que actualmente no hay normatividad que permita garantizar que el agente cumpla con su compromiso de pasar la planta al despacho central antes del IPVO, ni consecuencia asociada a dicho incumplimiento.	habrá lugar a la pérdida de la OEF y su remuneración asociada, se deja expresamente.
132	Clasificación: CxC Solicitamos al Regulador definir explícitamente en el literal v) del Artículo 39 que tanto el activo de generación del Usuario PM, como la frontera de comercialización del Usuario PM, podrán estar embebidos en las redes de otro usuario ambos en el mismo punto de conexión	Ya en el artículo donde se citan conexiones embebidas se cita que lo solicitado se puede. Así mismo se define bien y delimita qué es un PM.
133	Clasificación: CxC El Artículo 41 establece los requerimientos de fronteras comerciales para AGGE, Usuario AGR y Usuario PM y los requisitos de la medición del consumo bruto. Al respecto, presentamos los siguientes comentarios asociados al encabezado del artículo y al literal i): Como se indicó en los comentarios generales, solicitamos al Regulador que en el articulado no se haga mención a la expresión: “En general ...”, pues la misma puede llevar a interpretaciones amplias y diversas en la aplicación de la regulación.	Se acepta el comentario
134	Clasificación: CxC identificamos que la regla definida en el literal i) es adecuadamente aplicable para los AGGE, pues estos en efecto, cuentan con un punto de conexión individual (PCI), una frontera de generación y una de comercialización en el punto compartido (PC). Ahora bien, para el Usuario PM, entendemos que la frontera de generación en el PCI solo se requiere	Se acepta el comentario, queda aclarado en la resolución No serán considerados como cogeneradores sin excedentes si son un PMR o un AGR, serán activos de generación sin excedentes.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 136

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	para los casos en los que el Usuario PM es a su vez autogenerador o cogenerador. Adicionalmente entendemos que, para efectos del consumo bruto, no es necesaria la frontera de generación en el PC. Por lo anterior, solicitamos al Regulador diferenciar los requerimientos de fronteras comerciales y los requisitos para la medición del consumo bruto para los AGGE y los Usuarios PM, incluyendo para estos últimos, los casos en los cuales sea a su vez autogenerador y cogenerador.	
135	Clasificación: CxC Entendemos que el procedimiento que debe definir el ASIC y que será publicado mediante circular para determinar el balance entre las fronteras comerciales y obtener el patrón de consumo debe aplicar para los casos expuestos en los literales i), ii), iii) y iv) del Artículo 41, por lo cual el mismo debería ser incluido de manera general en este artículo y no solo en el literal i).	De acuerdo
136	Clasificación: CxC En el literal ii) del Artículo 41 entendemos se definen los requerimientos de las fronteras comerciales del Usuario AGR para la medición del consumo bruto del usuario, en ese sentido, entendemos que no es necesaria para dicha medición, la frontera de generación del activo de generación del Usuario AGR en el PC. Lo anterior, dado que con la medida propia del usuario AGR cuando este es una carga pura es suficiente; o en los casos en los cuales el Usuario AGR es a su vez autogenerador o cogenerador, con la medida de la frontera de comercialización en el PC y la de generación ubicada en el PCI sería igualmente suficiente.	Se dejará explícito que se cumple con los requisitos de fronteras comerciales definidos en la resolución y se incluirá lo adicional que debe cumplirse.
137	Clasificación: CxC En el literal iii) del Artículo 41 se hace la siguiente aclaración “todos los usuarios con vinculación económica”. Al respecto, entendemos que aclarar el tema de vinculación económico en un Usuario PM puede dar a entender que la relación entre el Usuario PM y la actividad PMUFR se puede	De acuerdo se ajusta para evitar malentendidos.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 137

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	presentar para usuarios sin vinculación económica, lo cual entendemos es contraria a la definición propia de dicha actividad.	
138	Clasificación: CxC En concordancia con los literales v), vi) y vii) del Artículo 41 recomendamos incluir explícitamente los requisitos del Código de Medida que deben cumplir las fronteras de generación que estarían ubicadas en el PCI cuando las mismas apliquen (usuarios con activos de generación conectados en sus redes internas como autogeneradores y cogeneradores sin excedentes, ya sea el Usuario AGR o en algún punto de conexión de consumo); particularmente, en cuanto al reporte y almacenamiento de lecturas. De manera particular, entendemos que estas fronteras ubicadas en el PCI, no se consideran fronteras con reporte al ASIC, y de esta forma se deberán incorporar en el Código de Medida. Al respecto entendemos que estas medidas serán almacenadas por el usuario y suministradas al CND, para efectos de posteriores verificaciones. Así mismo, dado que dichas medidas son la base para diferentes variables asociadas al Cargo por confiabilidad recomendamos que las mismas sean objeto de la auditoría de la que trata el Anexo 1 del proyecto de resolución. Ahora bien, si la Comisión tiene un entendimiento diferente al aquí planteado, solicitamos incluir en la regulación vigente las reglas que debe considerar el ASIC para el tratamiento de tales fronteras en los PCI en cuanto a fallas, reporte de lecturas, verificaciones, etc., y demás regulación que considere necesaria la Comisión.	Para fronteras en el PCI, caso AGGE, la obligación es que tengan reporte al ASIC, se debe llevar el registro de qué se está generando en bruto. El CND y ASIC solo las almacenan y las tienen disponibles, para efectos de posteriores verificaciones. Sobre fallas, reporte de lecturas, entre otras, se cumple todo igual que una frontera de generación. Se acepta que las medidas se incluyan en la auditoría.
139	Clasificación: CxC Entendemos del literal vii) del Artículo 41 que es el usuario el responsable de calcular el patrón de consumo, a partir del procedimiento que defina el ASIC y publique la Comisión a través de Circular CREG, y de informar dicho valor al CND cuando se requiera en los formatos dispuestos para tal fin. Si dicho entendimiento es diferente al del Regulador, agradecemos dar claridad sobre las	De acuerdo

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 138

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	responsabilidades que finalmente tendría el usuario en cuanto a la información relacionada con el patrón de consumo.	
140	Clasificación: CxC Reiteramos lo mencionado en los comentarios generales de la presente comunicación frente a la metodología prevista en el proyecto para el cálculo de la ENFICC para los AGGE, usuarios AGR y usuarios PM, dado que los comentarios plasmados a continuación se realizan bajo el entendimiento de que la misma se encuentra diseñada bajo una combinación del consumo de una demanda y la inyección de una planta de generación Adicionalmente, la metodología de cálculo de ENFICC para los AGGE, Usuario AGR, Usuario PM se diferencia para los recursos despachados o no centralmente, no obstante, consideramos que aún faltan reglas de detalle que conllevan a que el CND no disponga de la claridad suficiente para aplicarlas, dada las múltiples combinaciones de casos que se pueden presentar. Por ejemplo, para los Usuarios AGR y Usuario PM que fueron mencionados en los comentarios 12 y 29; y si la condición de despacho central o no de un AGGE se debe regir por la entrega de excedentes que este autogenerador puede inyectar a la red, o por la generación que entrega el activo de generación en el PCI.	Únicamente para el cálculo de ENFICC y el consumo bruto del AGGE se considerará la frontera de generación individual (FGI) Toda la aplicación del cargo por confiabilidad, Resolución CREG 071 de 2006 y aquellas que la modifiquen o adicionen, se realizará con base en las reglas actuales. Además, el que desee participar deberá ser despachado centralmente con todo lo que implica tal condición. Lo anterior se deja explícito en la resolución.
141	Clasificación: ENFICC Presentamos los siguientes comentarios frente al Artículo 42, Metodología de cálculo de ENFICC para AGGE, AGR y PM con recursos despachados centralmente: Identificamos que la regla definida en el literal i) es adecuadamente aplicable para los AGGE, pues estos en efecto, cuentan siempre con un punto de conexión individual -PCI-. No obstante, cuando se va a aplicar lo allí dispuesto para el cálculo de la ENFICC del Usuario PM, no resulta clara la aplicación de esta regla en el PCI, pues entendemos el Usuario AGR además de poder ser a su vez autogenerador o cogenerador (que tiene PCI) podría ser una carga pura (que no tiene PCI); además se deberá considerar que el activo de	Ustedes encuentran que la metodología ENFICC es aplicable para un AGGE, lo cual también lo encontramos aplicable En el caso del PMR con los ajustes le aplica directamente la metodología de despachadas centralmente pues es una planta. Se retira la posibilidad de metodología de ENFICC PNDC, pues igual deben convertirse en DC. Por lo anterior, al haber definido las configuraciones, encontramos que ahora el PMR y AGR queda aclarado para su cálculo de ENFICC.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 139

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	generación del Usuario AGR no está conectado a las redes internas del usuario AGR, por lo que el término asociado al PCI no podría ser aplicado en este caso con la misma metodología que se aplica en los AGGE A partir de lo anterior, sugerimos al Regulador diferenciar las reglas para el Usuario PM, incluyendo todos los casos posibles, y definiendo claramente si para el cálculo de la ENFICC de estos usuarios se considerará además del activo de generación del Usuario PM, los otros activos de generación que se pueden encontrar al interior de las redes del propio Usuario PM o sus vinculados. Esta diferenciación deberá considerarse igualmente para el cálculo de la ENFICC del usuario AGR, el cual también puede tener activos de generación en las redes internas del Usuario AGR o en alguno de sus puntos de conexión de consumo.	Se ajusta el artículo en función de los ajustes a las configuraciones del AGR y el PM. Ver respuesta comentario 4
142	Clasificación: ENFICC Como se detallará más adelante, sugerimos que la auditoria de la que trata el Anexo 1 del proyecto sea contratada directamente por el usuario y que la misma contemple además del aforo de carga, el correcto cálculo que realice el usuario del patrón de consumo y la respectiva selección del día de mayor consumo. Adicionalmente, la norma en el literal ii) del Artículo 42 contempla el escenario en el cual el aforo de carga resulte mayor al calculado, pero no el caso en el cual dicho aforo resulte menor, por lo cual solicitamos al Regulador definir explícitamente esta disposición.	Se acepta el comentario, se incluye.
143	Clasificación: CERE Considerando las reglas definidas en los Artículos 42 y 43 resaltamos nuevamente el comentario 4 antes mencionado. Ahora bien, analizada la metodología propuesta por la Comisión, observamos que el hecho de descontar de la ENFICC de los recursos de generación el consumo bruto de un usuario, da a entender que la demanda descontada de esos usuarios estaría cubierta física y directamente de unos activos de generación en específico, regla que es completamente diferente a la concepción que tiene actualmente todo el	Ver ajustes respuesta comentario 14 Los que participan en el CxC, no serán objeto de que puedan les trasladen valores asociados al CERE. Por lo tanto, los puntos de demanda estarán cubierta y pagará confiabilidad, lo cual estará incluido en la Demanda Objetivo. De forma independiente, si participan en el CxC, se les remunerará su aporte y le aplicaran todas las reglas del CxC incluidas las desviaciones del anexo 7. Igual que cualquier planta. En el caso de los que no participan en el CxC, estos no se les paga CxC y son los que se le trasladara el

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 140

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	esquema del Cargo por confiabilidad, el cual está concebido para una cobertura de la demanda de todo el parque de generación con OEF. A partir de la nueva concepción planteada en el proyecto de resolución no resulta claro cómo impactará esto el cálculo de la Demanda Objetivo del Cargo por confiabilidad para futuras asignaciones de OEF, que brindarán la confiabilidad a toda la demanda del país, la cual se paga a través del recaudo del CERE de la demanda del país, con excepción de la demanda de los Usuarios AGR y Usuarios PM que cumpla las condiciones definidas en el proyecto de resolución. Por otra parte, considerando que además de la confiabilidad en la atención de la demanda, el Cargo por confiabilidad tiene una consideración de cobertura de precios, no se identifica en la resolución, cuál sería la consecuencia asociada para la demanda que se encuentra cubierta con esa ENFICC (patrón de consumo), si los activos de generación están indisponibles durante condiciones críticas. Por ejemplo, aspectos como la desconexión de demanda al no contar con la confiabilidad asociada y no genera pagos anticipados (CERE) por esta energía, y el cubrimiento en el precio de la bolsa por la energía que el usuario deba consumir de la red y las reglas del Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006.	CERE por una parte de su generación y consumo. No podrán participar en el CxC en ningún momento. En estos casos tendrán una LBC calculada con respecto del neto, por lo que, si su activo de generación queda indisponible en cualquier momento y consumen por encima de la LBC, pagan a precio de bolsa. Con el neto se incentiva a que no consuman más en condición crítica, lo cual se calcula con lo sucedido los últimos 60 días. Así mismo dicho valor se va alivio del componente de restricciones de la demanda, esta es la cobertura a favor de la demanda. Lo anterior es exactamente igual que un AGGE, el cual también en caso de indisponibilidad del activo consumiría más del sistema. En cuanto, a la demanda objetivo, se tiene en cuenta el comentario, la energía que no tiene confiabilidad no debe ir en el pago de la misma ni debe ser cubierta.
144	Clasificación: ENFICC Con relación a la metodología de ENFICC para AGGE, AGR y PM con recursos inicialmente NDC, definida en el Artículo 43, presentamos los siguientes comentarios al literal i): Entendemos que el caso indicado en el literal i) del Artículo 43, cuando se indica: "PM sin vinculados económicos de forma remota" hace referencia es un Usuario PM que no tiene otros usuarios vinculados de forma remota. Agradecemos dar esta claridad en la resolución definitiva. Ahora bien, solicitamos al Regulador diferenciar la metodología para el cálculo de ENFICC de los AGGE y un Usuario PM que no tiene otros usuarios vinculados de forma remota, dado que, para este último al solo exigirse la frontera de generación en	Se ajusta la redacción con los casos de AG remota y PMR definidos. Se hace diferencia entre AGGE, y los casos AGR el PMR. Los casos de equipos sin excedentes están cubiertos tanto en AGR y el PMR. Se ajusta todo lo anterior

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 141

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	el PC, la ENFICC que se obtiene no consideraría el consumo de la frontera comercial del Usuario PM, caso que sí se considera en los AGGE, pues el activo de generación se encuentra en las redes internas del usuario y la medida de la frontera de generación en el PC sólo registra los excedentes entregados a la red de uso. Adicionalmente, en el cálculo de la ENFICC de los Usuarios PM se deben considerar los casos en los cuales el Usuario PM tiene a su vez activos de generación asociados conectados en sus redes internas sin excedentes (autogeneradores o cogeneradores).	
145	Clasificación: ENFICC Con relación a la metodología de ENFICC para AGGE, AGR y PM con recursos inicialmente NDC, definida en el Artículo 43, presentamos los siguientes comentarios al literal i): Para efectos de determinar la ENFICC para AGGE, AGR y PM con recursos NDC, no es claro si el registro horario del valor de energía debe ser de 10 años o mínimo 10 años, dado que en algunos apartes se hace referencia de al menos 10 años, pero en otros se indica que cuando se tengan más de 10 años se usaran los datos más actualizados. Solicitamos al Regulador aclarar este aspecto en la resolución definitiva.	. Ver respuesta comentario 4.
146	Clasificación: ENFICC Con relación a la metodología de ENFICC para AGGE, AGR y PM con recursos inicialmente NDC, definida en el Artículo 43, presentamos los siguientes comentarios al literal i): En el literal b del literal i). del Artículo 43 se hace mención de: "La energía mensual de la planta se divide..." Al respecto, se deberá considerar que esta expresión no debe hacer alusión a la planta o activo de generación, sino al AGGE o Usuario PM, dado que entendemos el resultado de la metodología de ENFICC es una combinación de demanda y activos de generación.	Discrepamos de su interpretación, se está calculando la ENFICC de una planta en el PC. Se está calculando la energía mensual de una sola planta sin considerar inicialmente la carga. Luego lo que se hace es restar la carga sin modelarla, se usan los datos brutos de consumo. Esto último con las modificaciones sería solo para el AGGE. En las figuras que se definen explícitamente en esta nueva versión no es posible varias plantas entregando energía aplicando las figuras.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 142

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
147	Clasificación: ENFICC De la metodología definida en el literal ii) del Artículo 43 para los Usuarios AGR con una o múltiples fronteras de consumo y Usuarios PM con vinculados económicos de forma remota, presentemos los siguientes comentarios: Resaltamos nuevamente la necesidad de unificar el término Usuario PM, por lo que entendemos este literal ii) hace referencia al Usuario AGR y al Usuario PM que tiene otros usuarios vinculados de forma remota con conexión a red de uso. Agradecemos dar esta claridad en la resolución definitiva.	Se acepta el comentario Se ajusta la redacción con los casos de AG remota y PM definidos.
148	Clasificación: ENFICC No identificamos que las reglas del literal ii) considere para el cálculo de la ENFICC del Usuario AGR los casos en los cuales dicho usuario, o los puntos de conexión de consumo, son a su vez autogeneradores o cogeneradores sin excedentes, pues sólo se considera para el cálculo de la ENFICC el registro de la energía entregada del activo de generación del AGR en el PC. La consideración anterior, debería guardar consistencia con la metodología empleada para el cálculo del consumo bruto del Usuario AGR, el cual entendemos sí considera el agregado del consumo bruto horario de la frontera de comercialización de uno de los usuarios relacionados con el Usuario AGR	Se acepta el comentario. Se realizan los ajustes donde corresponda.
149	Clasificación: ENFICC Asimismo, no identificamos de las reglas del literal ii) la consideración de que el Usuario PM puede ser es a su vez autogenerador o cogenerador sin excedentes, y además que los usuarios vinculados que atiende pueden igualmente tener esta condición. Lo anterior, considerando igualmente la consistencia con la metodología empleada para el cálculo del consumo bruto del Usuario PM, el cual entendemos sí considera el agregado del consumo bruto horario de las fronteras de comercialización	Se acepta el comentario. Se realizan los ajustes donde corresponda.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 143

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	de uno de los usuarios relacionados con el Usuario PM.	
150	Clasificación: ENFICC Finalmente, reiteramos la importancia de contar con la claridad en la normatividad de cuáles son los recursos que deben cumplir con ser DC o NDC, considerando los múltiples casos que se pueden presentar en los Usuarios AGR y sus puntos de conexión de consumo, los Usuarios PM y los usuarios vinculados remotos, y la posibilidad de que estos puedan a su vez tener en sus redes internas activos de generación sin entrega de excedentes (autogeneradores o cogeneradores).	Todos deben ser despachados centralmente una vez queden asignados con OEF Sobre los NDC Ver respuesta comentario 4.
151	Clasificación: ENFICC Entendemos que un Usuario PM o un Usuario AGR que a su vez cuente con activos de generación en sus redes internas no puede tener entregas de excedentes a la red con estos autogeneradores o cogeneradores. En ese sentido, dado que la metodología de cálculo de ENFICC considera un periodo de 10 años, tanto para los casos expuestos en el literal i) como en el literal ii) del Artículo 43, es importante que se aclare cuál será el tratamiento para los casos en los cuales, dentro de la ventana de los 10 años, se identifique que se entregaron excedentes por parte del Usuario PM o Usuario AGR.	En cuanto al tratamiento cuando un activo se declara sin excedentes y los presenta, en las reglas se incluye que lo deben desconectar si no subsana la situación. Son reglas que son transversales, por lo tanto, aquí también se tienen en cuenta.
152	Clasificación: ENFICC En el tercer párrafo del literal d) del literal ii) del Artículo 43 se hace mención a la auditoría de la que trata el Anexo 1 del proyecto, al respecto, entendemos que esta disposición debería quedar por fuera del literal d), y ser aplicable a todos los casos en los cuales se utiliza el aforo de la carga y el consumo bruto, pues en todos esos casos se necesitaría de la respectiva auditoría.	La auditoría queda en ambas partes, en el artículo donde se determina el consumo bruto y allí, por lo cual se abarcan en todos los casos posibles
153	Clasificación: Verificación anual ENFICC	Para abarcar cualquier eventualidad se define que En cualquier caso se deben declarar todos los parámetros e información necesaria para el cálculo de

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 144

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	En cuanto a la verificación anual de ENFICC, establecida en el Artículo 44, adicional a los datos de consumo y generación en el PC y PCI, entendemos que para las plantas les aplican las metodologías de cálculo de ENFICC de plantas DC se debe hacer la declaración de la totalidad de los parámetros según su tecnología, de conformidad con la reglamentación vigente; y para las NDC entendemos se requería de la información necesaria para determinar la respectiva ENFICC según sea el tipo de planta, lo que incluyen a su vez los respectivos datos de generación y consumo en el PC y PCI, de acuerdo con lo indicado en el Artículo 43 del proyecto	la ENFICC según el tipo de método seleccionado por medio del SUICC y los formatos que definan el CND y ASIC.
154	Clasificación: Incumplimiento CxC Frente al efecto de un incumplimiento definido en el Artículo 45, además de lo expresado en el comentario 4, presentamos los siguientes comentarios: Entendemos que el incumplimiento que se regula en el Artículo 45, se encuentra asociado exclusivamente a las OEF que pudieron ser asignadas por la ENFICC de los activos de generación luego de descontar la demanda del usuario (patrón de consumo). Bajo el entendimiento anterior, solicitamos al Regulador definir explícitamente en la resolución definitiva cómo se determina el incumplimiento de la OEF por parte de un Usuario AGGE, Usuario AGR o Usuario PM.	Ver respuesta comentario 27
155	Clasificación: Incumplimiento CxC Frente al efecto de un incumplimiento definido en el Artículo 45, además de lo expresado en el comentario 4, presentamos los siguientes comentarios: Al margen de lo anterior, podría entenderse que el incumplimiento de la OEF se determine cuando se presenta una desviación negativa, de acuerdo con lo definido en el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006. En ese sentido, como se indicó en el comentario 4, las reglas asociadas al Cargo por Confiabilidad vigentes se encuentran diseñadas considerando únicamente plantas de generación, y no se tienen previstas reglas que incluyan una	Ver respuesta comentario 27 Los ajustes no modifican aplicación de reglas actuales en el MEM Se retira el caso de incumplimiento, mejor que apliquen lo vigente donde si se desvían de la OEF pagan la desviación. Esto evita que prefiera retirarse del CxC.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 145

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	combinación demanda – planta generación, que es en efecto lo que sucede con el AGGE, Usuario AGR o Usuario PM. En consecuencia, en caso de ser correcto nuestro entendimiento, además de realizar los ajustes necesarios correspondientes al Anexo 7, se deberán definir las reglas para evaluar el incumplimiento de las OEF con la Generación Ideal -GI- de unas plantas de generación que son el resultado de una combinación demanda y generador, con respecto a unas OEF que fueron asignadas, considerando una ENFICC determinada considerando el conjunto de usuarios y plantas de generación.	
156	Clasificación: Incumplimiento CxC Frente al efecto de un incumplimiento definido en el Artículo 45, además de lo expresado en el comentario 4, presentamos los siguientes comentarios: Con relación a las implicaciones de un incumplimiento relacionadas en el literal i) del Artículo 45, no identificamos de las normas expuestas la constitución de nuevas garantías asociadas al cumplimiento del Cargo por Confiabilidad para este tipo de usuarios, salvo las que se encuentran previstas en el Reglamento de Garantías, las cuales tienen un alcance completamente diferente a un incumplimiento en sus OEF, con el entendimiento antes mencionado.	Ver respuesta comentario 154
157	Clasificación: Incumplimiento CxC Frente al efecto de un incumplimiento definido en el Artículo 45, además de lo expresado en el comentario 4, presentamos los siguientes comentarios: Por otro lado, en cuanto a la devolución del dinero recibido por remuneración del cargo del que trata el literal iii), además de realizarse los ajustes a la formulación para el cálculo del RRID del Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006 para este tipo de usuarios, como se indicó en el comentario 4, sugerimos al Regulador que la devolución del	Ver respuesta comentario 154

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 146

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	dinero recibido se realice desde el inicio del periodo cargo en el que se detecte el incumplimiento de la OEF y no desde la última verificación de ENFICC.	
158	Clasificación: Incumplimiento CxC Ahora bien, dentro del Artículo 45, además de resaltar lo indicando en el comentario 5, no se identifica cómo se determinará el efecto de un incumplimiento asociado a una indisponibilidad total o parcial de los activos de generación que respaldan el consumo (patrón de consumo) del Usuario AGR, Usuario PM, o AGGE, pues entendemos el mismo es descontado de la ENFICC de la plantas y además no han sido objeto de recaudo del CERE que sirve precisamente para garantizar la confiabilidad del suministro en condiciones críticas y el respectivo cubrimiento en el precio de la bolsa.	Se ajustan las reglas para que queden aplicando con las vigentes sin diferenciación. Solo en el caso del AGGE se tendrá el consumo bruto, pero igual será agente generador con las mismas reglas del CxC.
159	Clasificación: Generación Seguridad Dentro de las reglas previstas en los Artículo 46 y 47 no resulta clara la mención a una participación en el servicio de Generación de Seguridad conforme las reglas definidas en el Código de Operación, pues desde el CND identificamos que la aplicación del numeral 5.2 Coordinación de la Operación en tiempo Real del mencionado Código no incluye reglas diferenciales para participar en un servicio para suplir generaciones de seguridad en el SIN. Ahora bien, si el interés del Regulador es la creación de un nuevo esquema que esté asociado con generaciones de seguridad para este tipo de usuarios, será necesario que se definan las reglas de detalle para que el CND puede invocar dicho esquema y el ASIC realizar la liquidación que corresponda.	Entendemos de los comentarios 159 a 167 que: - El código de operación aplica a recursos en el despacho central. Dado lo anterior, el incluir otros recursos como los no despachados centralmente en el problema de optimización sin formar precio de bolsa en el despacho ideal, precisa de un análisis de mayor profundidad e incluso de modificar los modelos de optimización tanto del despacho económico como el ideal para poder separar debidamente los recursos. Esto necesitaría un estudio adicional de reglas específicas tanto de ajuste como remuneración y cierre en toda la liquidación. Así mismo, tendría que definirse como mejor precisión las reglas técnicas. - No encuentran necesario citar las reglas de generación de seguridad para despacho central pues por defecto le aplican. - Las transacciones son a nivel horario y el despacho también, por lo que no podrían configurarse en 30 minutos. Así mismo las ofertas no funcionan para 30 minutos.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 147

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
		- Las reglas de la Reconciliación positiva están diseñadas para plantas despachadas centralmente, lo cual afecta en otras resoluciones - No se observan consecuencias al incumplimiento Por todo lo anterior, se encuentra que las reglas del servicio precisan reglas que deben ser estudiadas a mayor profundidad, que no son del ámbito de esta resolución pues deben desarrollarse de forma general. Se retira la propuesta y se analizará más adelante en esquemas de SSCC generales.
160	Clasificación: Generación Seguridad Entendemos que los recursos de generación mencionados en el Artículo 46 son diferentes a los activos de generación asociados a un PCI cuando el usuario AGR o PM tiene a su vez activos de generación conectados en sus redes internas, es decir como autogenerador o cogenerador sin entrega de excedentes. Este tema debe quedar explícito en la regulación. Ahora bien, entendemos que los activos de generación de los Usuarios AGR o Usuarios PM serán despachados por el CND conforme a las reglas vigentes que se encuentran en el Reglamento de Operación, y que son aplicables a las plantas despachadas centralmente, independientemente de las condiciones de demanda que tenga el Usuario AGR o sus diferentes puntos de consumo, o el Usuario PM y sus usuarios vinculados. En ese orden de ideas, no resulta clara la necesidad de que se establezcan reglas o condiciones adicionales asociadas a generaciones de seguridad de plantas despachadas centralmente, a las previstas en el Código de Operación, las Resoluciones CREG 062 y 063 de 2000, la Resolución CREG 034 de 2001 y demás normas asociadas.	Ver respuesta comentario 159
161	Clasificación: Generación Seguridad Frente a las disposiciones de la generación de seguridad de recursos no despachados centralmente del Artículo 47, entendemos que la Comisión se encuentra definiendo un nuevo esquema para las generaciones de seguridad en el cual participarán los AGGE, los Usuarios AGGE y Usuarios PM con activos de generación que no	Ver respuesta comentario 159

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 148

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	sean despachados centralmente, esquema que debería contar con reglas de detalle que no se encontrarían armonizadas con las condiciones que hoy se encuentran en el Reglamento de Operación, y que son aplicadas actualmente por el CND, tanto para programar y considerar en el Despacho Económico o en la operación de tiempo real. En ese sentido, para dar aplicación en la operación del sistema y en la liquidación de las transacciones a un nuevo esquema asociado a generaciones de seguridad de plantas no despachadas centralmente será necesario que la Comisión establezca todas las reglas de detalle tanto técnicas como comerciales para su correcta aplicación	
162	Clasificación: Generación Seguridad Algunos de los aspectos identificados de lo que presenta la CREG en el Artículo 47 se exponen a continuación: Entendemos que los recursos de generación mencionados en dicho artículo son diferentes a los activos de generación asociados a un PCI cuando el usuario AGR o PM tiene a su vez activos de generación conectados en sus redes internas, es decir como autogenerador o cogenerador sin entrega de excedentes. Este tema debe quedar explícito en la regulación.	Ver respuesta comentario 159
163	Clasificación: Generación Seguridad En relación con el literal i), referente a la entrega continua de energía durante 30 minutos de los AGGE, Usuarios AGR o Usuarios PM con recursos de generación no despachados centralmente, señalamos que la normativa vigente contempla únicamente bloques de despacho de una hora. Por lo tanto, para que el CND pueda contemplar una ventana de 30 minutos será necesario realizar ajustes al Reglamento de Operación que permitan armonizar las reglas vigentes con el nuevo esquema. Esto mismo aplicaría para la liquidación de las transacciones del mercado, que son igualmente realizadas a nivel horario.	Ver respuesta comentario 159

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 149

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
164	Clasificación: Generación Seguridad Dado que lo establecido en el Artículo 47 corresponde a un nuevo esquema a aplicar por el CND para generaciones de seguridad con PNDC, será necesario que se presenten las condiciones de detalle que debe tener en cuenta el CND para invocar en determinado momento dicho esquema, condiciones que deben estar armonizadas con lo que actualmente se encuentra establecido en el Reglamento de Operación.	Ver respuesta comentario 159
165	Clasificación: Generación Seguridad De igual forma, respecto al literal iv) del Artículo 47 observamos que la normativa que allí se presenta no contempla periodos de aplicación inferiores a una hora, es decir, no contempla periodos de 30 minutos. Por lo anterior, bajo el marco regulatorio actual, el CND no tendría claridad en las reglas a aplicar para la presentación de ofertas en plazos de 30 minutos. En consecuencia, se requerirían reglas de detalle que permitan al CND aplicar la propuesta, las cuales entendemos estarían al margen del servicio de regulación secundaria de frecuencia y de la reserva del sistema	Ver respuesta comentario 159
166	Clasificación: Generación Seguridad Para la remuneración del servicio de generación de seguridad, el literal v) toma como base las disposiciones de la Resolución CREG 034 de 2001, las cuales, actualmente se encuentran diseñadas para plantas despachadas centralmente y bloques de despacho de una hora. En ese sentido, a pesar de que la planta no despachada centralmente presente oferta de precio, sería necesario el desarrollo de nuevas reglas y procedimientos que permitan calcular determinar el precio que la CREG establezca para este servicio, considerando los diferentes escenarios que se puedan presentar, tecnologías, etc.	Ver respuesta comentario 159

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 150

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
167	Clasificación: Generación Seguridad Ahora bien, con lo regulado en el Artículo 47, entendemos se tendrían en el sistema plantas no despachadas centralmente brindando seguridad en la atención de la demanda, sin que se presenten reglas que permitan la evaluación de la firmeza que estas plantas tendrían, ni tampoco identificamos las consecuencias asociadas a un incumplimiento, más allá de la exclusión de estas plantas en futuras participaciones del mecanismo. Lo anterior, dado que no identificamos que existan consecuencias suficientemente robustas para los casos en que una planta no despachada centralmente, habiendo sido requerida por seguridad por el CND, no cumpla con su obligación de generar para cubrir la generación de seguridad requerida en ese momento, en donde su incumplimiento puede acarrear no solo sobrecostos para el sistema, debido a la necesidad de adoptar acciones operativas para atender la demanda o, una posible desatención de la misma, afectando directamente la confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico. Por lo tanto, considerando que estas plantas podrían ser requeridas para atender generación de seguridad, sugerimos que se incluyan reglas claras para su evaluación y otras medidas que incentiven el cumplimiento de los compromisos asumidos por estas plantas.	Ver respuesta comentario 159
168	Clasificación: Resolución MME Teniendo en cuenta lo indicado en el comentario 1, entendemos que dentro de la armonización regulatoria se deberán considerar las disposiciones que actualmente el Ministerio de Minas y Energía se encuentra adelantando respecto de la producción marginal y autogeneración remota.	Ver respuesta comentario 47.
169	Clasificación: nueva consulta Considerando los comentarios anteriormente expuestos, identificamos que el alcance de la	Se hicieron todos los cambios solicitados y lo que se consideró precisaba reglas de mayor profundidad de analizarán de forma independiente.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 151

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	armonización regulatoria requerida es significativamente mayor al planteado en el proyecto de resolución, por lo tanto, sugerimos a la Comisión expedir un nuevo proyecto de resolución contemplando los comentarios expuestos en la presente comunicación y la claridad normativa necesaria para su correcta aplicación en la operación del sistema y la liquidación de las transacciones.	Por ahora se continua con la propuesta.
170	Clasificación: Sin excedentes El Artículo 48 establece las disposiciones que deben cumplir los usuarios que produzcan energía para su propio consumo sin entrega de excedentes de energía al SIN, al respecto, considerando las disposiciones del proyecto, entendemos que los usuarios AGR o Usuarios PM, que van a instalar un activo de generación cumpliendo con lo definido en el proyecto de resolución, inyectan necesariamente energía al sistema, por lo tanto, no resulta claro cómo sería el cumplimiento de que dichos usuarios ante eventos internos o situaciones particulares no entreguen energía al SIN	El AGR y el PM siempre entregará energía, ese artículo no les aplica. Esto se aclara en la norma
171	Clasificación: Sin excedentes Considerando el comentario 2, el literal i) del Artículo 48 invoca la Resolución CREG 174 de 2021, la cual no contempla las reglas para la conexión de una planta de generación que no está inmersa en las redes internas del usuario. Por lo que no es posible extender las disposiciones de dicha resolución a una condición de usuario AGR para activos de generación que físicamente no se encuentran inmersos en las redes internas del usuario AGR, sino que están conectadas a la red de uso. En el mismo sentido, el literal ii) invoca la Resolución CREG 075 de 2021, la cual establece disposiciones para la conexión de autogeneración en el marco de una condición física donde se tiene un activo de generación inmerso en las redes de un usuario o la conexión de una planta de generación independiente a la red de uso. Por lo que entendemos, no sería posible extender dichas reglas a la conexión de una planta de generación	Les informamos que la Resolución CREG 174 de 2021 si contiene reglas para autogeneradores sin excedentes en el SDL, incluso de cualquier capacidad en el SDL. Este concepto se le dio a XM en el radicado CREG S-2022-002350 el 28 de junio de 2022. Esto se encuentra dentro de su ámbito de aplicación. Ahora bien, un AGR no tiene generación sin entrega de energía a la red, físicamente siempre tiene entrega de energía. En esto estamos de acuerdo. Sobre la Res. CREG 075 de 2021, de acuerdo, se acepta el comentario, esta no se citará en la nueva versión, pues es para asignación de capacidad lo cual no les aplica y no tendrían asignación de capacidad de la UPME. En todo caso, se deberán cumplir las disposiciones del Código de Redes. El CNO deberá ajustar los acuerdos que sean necesario para identificar los aspectos de Código de Red y Reglamento de Distribución que deben cumplir y poner un paso a paso.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 152

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	que no está inmersa en las redes internas del usuario	
172	Clasificación: Sin excedentes Finalmente, del último inciso del literal ii) del Artículo 48, y en relación con el artículo 2.2.3.2.4.1. del Decreto 1403 de 2024, Liberación en las condiciones de participación de los autogeneradores y productores marginales que no inyectan excedentes de energía a la red, entendemos aclara el alcance de este en el sentido de que no se requerirá el concepto de conexión emitido por la UPME cuando los autogeneradores y productores marginales no realicen entrega de excedentes. Al respecto consideramos debe darse mayor claridad respecto a lo regulado en el proyecto y acerca del cumplimiento de las disposiciones de los procedimientos operativos y técnicos establecidos en la regulación vigente según corresponda a la conexión particular. Adicionalmente, sugerimos a la Comisión incorporar explícitamente en la reglamentación CREG asociada a los autogeneradores y productores marginales sin entrega de excedentes los aspectos que apliquen según los análisis del MME en relación en sus conceptos frente al adecuado entendimiento y aplicación del artículo 2.2.3.2.4.1. del Decreto 1403 de 2024	Ver respuesta comentario 171 EL MME dio concepto el cual se cita en los considerandos de la resolución y se comprende deben cumplirse todos los requerimientos técnicos
173	Clasificación: Procedimiento de conexión El Artículo 50 establece una modificación al objeto de la Resolución CREG 174 de 2021. Dicha modificación establece que los “aspectos de procedimiento de conexión y requisitos técnicos” allí establecidos también aplican para “plantas de generación”, las cuales, entendemos, serían aquellas con capacidad efectiva neta mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW. De acuerdo con lo anterior, consideramos que se requiere de una modificación al articulado de la mencionada resolución, más allá del objeto de la misma, con el fin de incluir de manera explícita a estas plantas	Se incluye un proceso de conexión transitorio analizando cada paso de la Res. CREG 174 de 2021 de tal forma que a las plantas que se incluyen les apliquen los requisitos técnicos actuales. Se permitirá que apliquen el estudio de conexión simplificado en el proceso recursos (cualquier tipo) con CEN menor a 5 MW. Luego, cuando la CREG determine un proceso de modificación integral considerará más modificaciones de encontrarse

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 153

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	dentro de los requisitos que se definen en la Resolución CREG 174 de 2021, toda vez que actualmente dicha norma presenta un alcance para plantas de generación, con CEN menor a 1MW conectadas al SDL.	Así mismo se brinda tiempo al OR para que ajuste sus procesos
174	Clasificación: Procedimiento de conexión El Artículo 51 establece una modificación al ámbito de aplicación de la Resolución CREG 174 de 2021. Dicha modificación establece que “las reglas de procedimientos de conexión y requisitos técnicos que aplican a los anteriores AGGE, también aplicarán a plantas de generación de Capacidad Efectiva Neta (CEN) mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW”. Al respecto, consideramos que los procedimientos de conexión y requisitos técnicos establecidos en la citada resolución para AGGE no pueden ser equiparables para plantas de generación, ya que, entendemos, se trata de dos figuras con características diferentes. Por lo anterior y en concordancia con el comentario anterior, sugerimos a la Comisión realizar ajustes en el articulado de la citada resolución, donde se definan de manera clara las reglas asociadas tanto a AGGE como a plantas de generación con CEN menor a 5MW y su diferenciación o no con los requisitos de generadores distribuidos.	Ver respuesta comentario 173
175	Clasificación: Procedimiento de conexión Con respecto a lo estipulado en el párrafo del artículo 51 del presente proyecto de resolución, entendemos que de manera paralela a los ajustes que deberá realizar el CNO sobre acuerdos y documentos técnicos se requiere de los ajustes y armonizaciones regulatorias a cargo de la Comisión asociadas a los Usuarios AGR y Usuarios PM que serían objeto de la Resolución CREG 174 de 2021.	Ver respuesta comentario 173
176	Clasificación: Procedimiento de conexión En el marco del comentario 2, la regulación actual ha sido diseñada bajo los supuestos de condiciones físicas particulares que no contemplan las	En aplicación de la Res. CREG 75 de 2021, estos son tratados como plantas de generación siempre, pues solicitan una asignación de capacidad en el punto de conexión. Continúa aplicando el concepto que siempre se ha dado desde la comisión. Respecto de

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 154

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	condiciones de las figuras de usuario PM y usuario AGR. Por lo tanto, respecto de los artículos 53 y 54, consideramos que la modificación a la Resolución CREG 075 de 2021 para cobijar usuarios AGR o usuarios PM no debe contemplar únicamente cambios en el ámbito de aplicación o a la definición de un proyecto clase 1, es necesario que la Comisión efectúe ajustes en el articulado de la resolución y establezca claramente los requisitos que deben cumplir dichos usuarios, contemplando las diferencias de las condiciones físicas de dichos usuarios, y de los que actualmente se encuentran incluidos en la definición de proyecto clase 1.	un usuario con carga realiza el proceso para volverse usuario. No existe distinción. En el caso de la Res. CREG 174 de 2021 se realizan los ajustes y su diferenciación. Ver respuesta comentario 173
177	Clasificación: Vigencias En relación con el Artículo 56, consideramos que su alcance debe revisarse a la luz de todos los comentarios incluidos en esta comunicación. En consecuencia, sugerimos que se incorporen de manera explícita en la norma todas las derogatorias y modificaciones correspondientes, a fin de garantizar claridad y coherencia normativa	De acuerdo
178	Clasificación: auditoria carga Con relación a los requisitos mínimos para la contratación de una auditoria para un aforo del consumo, definidos en el Anexo 1 de la presente resolución, presentamos los siguientes comentarios: • En el numeral 4 se indica que el contratista validará sus conclusiones con el usuario o agente contratante. Al respecto, considerando que XM, como CND y ASIC, no tiene injerencia en la información objeto de auditoría, solicitamos a la CREG que sea el usuario quien contrate la auditoria y valide las conclusiones con el auditor, el cual entendemos deberá encontrarse en la lista de auditores definidos por el CNO.	Se acepta el comentario
179	Clasificación: auditoria carga	Se acepta el comentario

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 155

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	Con relación a los requisitos mínimos para la contratación de una auditoria para un aforo del consumo, definidos en el Anexo 1 de la presente resolución, presentamos los siguientes comentarios: • Solicitamos al Regulador que en el Anexo 1 se defina explícitamente que el informe final deberá ser remitido al CND previo a la declaración de parámetros.	
180	Clasificación: auditoria carga Con relación a los requisitos mínimos para la contratación de una auditoria para un aforo del consumo, definidos en el Anexo 1 de la presente resolución, presentamos los siguientes comentarios: • Adicionalmente, bajo el entendimiento de que el aforo del consumo del que trata el proyecto es diferente a la determinación del patrón de consumo, que es declarado por el agente para la verificación o cálculo de la ENFICC, solicitamos que dentro del alcance de la auditoria se contemple la verificación el correcto cálculo del patrón de consumo y la respectiva selección del día de mayor consumo.	Se acepta el comentario
181	Clasificación: nueva consulta Recomendamos a la Comisión, que luego de revisar los comentarios, sugerencias y aportes realizados al proyecto de resolución que realizamos en esta comunicación y las que reciba de los diferentes agentes considere la posibilidad de publicar un nuevo proyecto para comentarios, de tal forma que sea posible para XM estimar el tiempo de implementación de las reglas que sea necesario realiza	Con los cambios realizados y el detalle incluido no es necesaria nueva consulta En el caso de identificar cambios se realizarán cuando se evidencien.
182	Clasificación: Frontera comercial El literal ii del artículo No 4 establece que el usuario que opte por ser AGR tendrá las obligaciones y tratamiento de los usuarios no regulados señalados en la Resolución CREG 131 de 1998, sin que aplique para ellos los límites de potencia o energía	La frontera de generación será frontera de generación. La frontera del usuario no regulado, se registra como frontera para agentes y usuarios. En un mismo PC pueden estar las dos fronteras registradas.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 156

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	mensuales para la contratación del suministro de energía en el mercado competitivo, es decir el alcance del tratamiento de UNR es solo el cumplimiento en la medida. Bajo este contexto entenderíamos que operativamente al registrar un AGR ante el administrador del mercado, dado que hoy existe las siguientes opciones a) Frontera Regulada, b) Frontera No regulada o c) Frontera de generación, se acogería la opción de Frontera de Generación, aunque su tratamiento comercial sea de usuario no regulado. Agradecemos a la Comisión si nuestra interpretación al tratamiento operativo de registro de la frontera ante el administrador es la correcta.	Ambas fronteras son independientes y cada una tiene su registro
183	Clasificación: Definiciones En el artículo 3 del proyecto en consulta se asocia la definición de Auto generador colectivo (AC) como la definición de que trata la Resolución CREG 101 072 de 2024 o aquella que la modifique o sustituya. Es un error de forma el año de expedición de la resolución dado el consecutivo para el año 2024 solo llega hasta la 101-069. La resolución 101 072 fue publicada en el año 2025.	De acuerdo, se ajusta
184	Clasificación: Comercialización En el literal a) del inciso iii del artículo 14, se establece que en la frontera de comercialización que no contiene activo de generación asociado y declarado para la actividad de AGFR, en el cálculo del valor a pagar por el consumo de energía, el agente comercializador tendrá en cuenta que cuando en una hora h la energía generada es inferior o igual a la consumida, para esa fracción de energía consumida no se recaudara el valor del CERE. Bajo las condiciones actuales los comercializadores no son recaudadores de CERE, este valor está implícito dentro de la negociación del suministro de energía. En este sentido no se podría descontar el valor del CERE toda vez que este es recaudado por el generador y se encuentra dentro de los precios	Ver respuesta comentario 37

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 157

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	de negociación. Descontar el CERE crearía en un principio un desbalance de costos en contra de la operación de la compañía. Se solicita excluir el descuento del CERE dentro del balance que realiza el comercializador sobre la facturación de los AGR toda vez este agente no es el recaudador de este cargo.	
185	Clasificación: Comercialización El artículo 14 establece el balance de los agentes comercializadores o generadores a nivel de facturación de los usuarios AGR, sin embargo no se tiene aspectos detallados sobre el balance por áreas operativas, por sistema de distribución y sobre la demanda total representada por el comercializador. Entenderíamos que de cara al sistema los consumos registrados por los usuarios AGR tienen el mismo tratamiento de los consumos tradicionales, sin embargo solicitamos al regulador la aclaración. Entenderíamos que de cara al sistema los consumos registrados por los usuarios AGR tienen el mismo tratamiento de los consumos tradicionales, sin embargo solicitamos al regulador la aclaración respectiva y de ser posible realizar talleres después de tener la regulación definitiva.	Ver respuesta comentario 37
186	Clasificación: Comercialización El artículo 14 establece el balance de los agentes comercializadores o generadores a nivel de facturación de los usuarios AGR, sin embargo se debe hacer específico el acceso a la información y coordinación entre los diferentes agentes . Es indispensable el acceso a la información de medidores de todos los agentes involucrados en el esquema de AGR y de PM, dado que al realizar los balances en facturación se deben tener insumos tanto de la frontera de generación como la frontera de consumos. La información debe ser clara, integra y coordinada entre los diferentes agentes.	Ver respuesta comentario 37

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 158

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
187	Clasificación: redes privadas Lineamientos de los activos eléctricos en redes privadas para atención de vinculados económicos Debe ser claro, que el responsable del cumplimiento del RETIE es el usuario PM, y que al comercializador le asiste la exigencia de ese cumplimiento, pero desde el punto de vista de costo de cumplimiento es responsabilidad del Usuario PM.	Ver respuesta comentario 2
188	Clasificación: Comercialización El Proyecto de Resolución en mención, en sus Artículos 14 y 36, aborda la comercialización de energía para los Autogeneradores Remotos (AGR) y Productores Marginales (PM), respectivamente, estableciendo un balance en la facturación y la no recaudación del Costo Equivalente Real en Energía (CERE) para la fracción de energía generada que es consumida. Si bien valoramos la intención de integrar estas figuras en el esquema de mercado, persisten significativas inquietudes técnicas y operativas sobre la materialización de este neteo. En el esquema actual de mercado, el recaudo del CERE, en su figura de representante de la energía que entregan los AGR o PM a la red, está a cargo de los generadores. La reglamentación del CERE establece que este es un costo que los generadores incorporan en sus ofertas en la bolsa o en sus contratos bilaterales y que es finalmente trasladado a la demanda. Sin embargo, el Proyecto plantea que el comercializador realizará el descuento de este componente en la factura al usuario AGR o PM y a sus vinculados económicamente. Ante esta disposición, consideramos que no es claro cómo el comercializador ejecutará efectivamente este descuento y cómo se garantizará la coherencia en la liquidación del CERE en la otra punta de la cadena, es decir, con el generador. En este punto, creemos que se	Ver respuesta comentario 37

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 159

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	requiere un esquema detallado que asegure la trazabilidad y la correcta asignación de los recursos. En línea con lo anterior, es importante enfatizar en que para las figuras AGR o PM no se apliquen Créditos de Energía, y es fundamental precisar en la resolución la metodología y los requisitos para que el balance de energía y los cruces financieros se realicen de manera horaria, garantizando la exactitud en la asignación de costos y beneficios, y asegurar que no se estén generando subsidios cruzados encubiertos en los cuales la demanda general termine financiando proyectos de inversión que viabilicen modelos de negocio de AGR o PM que inyectan energía en un punto y la consumen en otro. La ausencia de claridad en los flujos de información necesarios para estos cruces podría generar ineficiencias operativas y desbalances económicos en el Mercado de Energía Mayorista (MEM).	
189	Clasificación: LBC El Proyecto establece en su artículo 14 que, si el AGR supera la línea base de consumo del usuario, el ASIC aplicará el artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015 usando el valor registrado en la frontera de comercialización. Al respecto, coincidimos en que los AGR asuman el precio de bolsa sin el límite de precio de escasez por aquellos consumos que realiza en momentos críticos, dado que estarían estando exonerados del pago del CERE. Sin embargo, la forma en que se determina la LBC no es razonable, pues se toma como referencia el consumo registrado en la frontera de consumo, sin considerar el efecto del neteo con la generación del AGR. Esto resulta contradictorio, dado que precisamente sobre esa energía neteada se exige al usuario del pago del CERE por parte de los usuarios. En este sentido, consideramos que la referencia para determinar tanto la LBC como el consumo para verificar si se ha superado sea con base en el consumo neto	De acuerdo, se hacen explícitas las reglas de la LBC. Ver respuesta comentario 14 y 51
190	Clasificación: CERE Adicionalmente, el Proyecto de Resolución establece, en sus Artículos 14 y 36, que el CERE será descontado obligatoriamente por parte del	Ver respuesta comentario 14, 16 y 37

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 160

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	Comercializador en la facturación al usuario Autogenerador Remoto (AGR) o Productor Marginal (PM) para la fracción de energía consumida que es generada por ellos mismos. Esta disposición genera una preocupación significativa por una aparente inconsistencia con los principios de pago del CERE explicados en el propio Documento CREG-901-195 de 2025. Del análisis contenido en este documento entendemos que el CERE es un costo que los generadores, como agentes representantes de la oferta, incorporan en sus ofertas en la bolsa o en sus contratos bilaterales, y que es finalmente trasladado a la demanda. Si bien este documento describe que el CERE es "recaudado por las plantas, para lo cual lo incorporan en las ofertas", lo que implicaría que el agente generador ejerce un control o "decisión" sobre la inclusión de este costo en su oferta de venta, el Proyecto de Resolución 701 091 de 2025 establece una obligatoriedad directa para el Comercializador de realizar el descuento en la factura al usuario. Esta situación crea una disonancia regulatoria importante. Si el agente generador tiene la capacidad de decidir, de manera voluntaria o discrecional, cómo incorpora el CERE en su oferta de energía vendida, la imposición de un descuento obligatorio por parte del Comercializador sin una claridad precisa sobre la articulación entre ambos procesos, podría generar conflictos financieros y operativos. Es decir, no es claro cómo se concilia la facultad del generador de incluir el CERE en su precio de venta con la obligación del comercializador de descontarlo, y cómo se gestiona la compensación entre estos agentes. Para garantizar la simetría regulatoria, la transparencia financiera y la correcta asignación de los recursos en el Mercado de Energía Mayorista, creemos que es necesario armonizar de forma explícita todas las propuestas y los análisis que la Comisión ha realizado alrededor de estas nuevas figuras. La resolución debe establecer de forma inequívoca el mecanismo de recaudo y descuento del CERE, evitando interpretaciones ambiguas sobre la responsabilidad y la discrecionalidad de los agentes.	

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 161

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
191	Clasificación: CxC Por último, sobre la apertura del esquema de Cargo por Confiabilidad a AGR sugerimos a la Comisión que mediante este Proyecto de Resolución se puedan implementar mecanismos de cesiones totales complementarias a las cesiones de Obligaciones de Energía Firme (OEF) establecidas por las Resolución CREG 114 de 2014 y 101 046 de 2024, de tal manera que se permita a los proyectos en construcción que puedan migrar a modelos de autogeneración remota den por terminadas sus OEF, lo cual, desde el punto de vista del balance entre la generación del autogenerador remoto que hace uso de la red del SIN y la demanda a atender bajo este esquema, no genera desbalances en la confiabilidad que requiere la demanda, en otras palabras, hay un efecto neutro en la medida en que dicha demanda sería atendida directamente por este tipo de proyectos y no requerirían afianzarse mediante el esquema CxC, esto en concordancia con la justificación expuesta por la Comisión en el Documento CREG-D-901-195-2025 de 2025.	Este no fue tema de consulta, no se toma el comentario. Adicionalmente no se encuentra conveniente que los proyectos asignados no cumplan con la OEF adquirida.
192	Clasificación: CERE Considerando que la energía consumida sobre la que se aplica un neto con la generación remota no pagaría el CERE, es decir, no recaudaría el costo del cargo por confiabilidad, es necesario que dicha energía no se considere en la demanda objetivo para asignación de Obligaciones de Energía Firme, de manera que el resto de la demanda del país no termine pagando una confiabilidad adicional o redundante con la que los AGR se están autoabasteciendo. En ese sentido, es también importante que, además de la aplicación del Artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015 en cuanto al pago del precio de bolsa sin límite a la escasez, mencionado en el punto anterior, el régimen de AGR y PM establezca que esta energía que no se considera en la demanda objetivo para la asignación de Obligaciones de Energía Firme debe asumir el riesgo si se presentara una condición de escasez con riesgo de racionamiento. Estas propuestas deben finalmente alinearse con la operación actual	Ver respuesta comentario 143

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 162

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	y el tratamiento de la energía en el despacho y las normas que lo rigen	
193	Clasificación: Vinculación económica El Artículo 35 del Proyecto de Resolución, al contemplar la posibilidad de que un Productor Marginal (PM) pueda vender energía si no atiende usuarios vinculados económicamente conectados al STN, STR o SDL, genera una preocupación fundamental. Sugerimos la eliminación de esta disposición del Proyecto, dado que esta apertura desvirtúa la naturaleza y el alcance específico de la figura del Productor Marginal. En este punto, entendemos que la comercialización de energía a usuarios sin vinculación económica directa es una actividad propia y exclusiva de un agente comercializador de energía eléctrica, sujeta a un régimen regulatorio general específico y que requiere la constitución como Empresa de Servicios Públicos (ESP) con todas las responsabilidades inherentes. Permitir que un Productor Marginal, cuya definición legal (Ley 142 de 1994, Art. 14.15) se centra en atender necesidades propias o una clientela con vinculación económica directa, incursione en la comercialización masiva sin las obligaciones de una ESP de comercialización, podría generar graves confusiones y distorsiones en el ámbito de aplicación de las distintas actividades del mercado. Consideramos que esta inclusión en la regulación del Productor Marginal con usuarios de forma remota, cuya especificidad reside precisamente en el tipo de vinculación de su clientela, iría en contravía de la claridad y la simetría regulatoria en el mercado. Ello podría derivar en esquemas de comercialización encubierta de energía, sin que se cumplan los requisitos y responsabilidades que garantizan la protección de los usuarios y la competencia leal entre los agentes. De acuerdo con lo anterior, solicitamos que la opción de que un PM atienda usuarios sin vinculación económica sea retirada del texto de la resolución definitiva. La separación de roles y la especialización de actividades son pilares esenciales para la eficiencia y transparencia del sector eléctrico.	Esto se retira de la propuesta, o mejor, se aclara, porque el PM siempre debe atender usuarios vinculados económicos, hubo un malentendido de lo que se propuso. Lo que se quiso decir en ese artículo es que esa regla le aplicaba a usuarios con vinculación económica, pero que dichos usuarios no estuvieran conectados a redes de uso. Es decir, a usuarios vinculados económicos conectados por redes privadas. En todo caso lo de redes privadas se elimina, y ahora ya queda claro que siempre un PM atiende usuarios vinculados económicos, todos conectados a redes de uso.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 163

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
194	Clasificación: Pérdidas El Proyecto, en los Artículos 13 y 33, señala que a los usuarios AGR y PM se les dará el mismo tratamiento de las pérdidas de energía que a los generadores embebidos en las redes del STR o SDL, conforme a la Resolución CREG 024 de 1995. No obstante, consideramos que hace falta mayor claridad y desarrollo de la metodología específica para su aplicación, especialmente en escenarios donde un mismo AGR o PM con vinculados económicamente pueda involucrar distintos SDL o STR. Es crucial detallar cómo se calcularán y asignarán estas pérdidas para evitar ambigüedades en las liquidaciones.	Ver complemento respuesta 25 y 300.
195	Clasificación: Cargos La Circular CREG 136 de 2025 y su documento soporte (Documento CREG-901 171 de 2025) analizaron la aplicabilidad de diversos cargos operativos esenciales del mercado, como la Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC), y otros costos de funcionamiento del sector. Sin embargo, el Proyecto de Resolución 701 091 no define explícitamente la responsabilidad de los AGR y PM frente a la totalidad de estos costos operativos del mercado. En principio, entendemos que la determinación del valor a pagar en las fronteras respectivas (de generación y consumo) se realiza de manera independiente incluyendo en cada caso todos los costos asociados. No obstante, consideramos que la Resolución Definitiva debe dejar claro si estos agentes, al hacer uso del SIN y al integrarse en el despacho, como se establece en los Artículos 46 y 47, contribuirán a la totalidad de los costos operativos, de acuerdo con el principio de simetría en las condiciones de participación. La CREG, en sus análisis previos, ha sostenido que los AG y PM también son usuarios que obtienen respaldo del CxC y de los SSCC (dentro de los cuales está el AGC), incluso cuando en este último aumenten su costo. La ambigüedad sobre la contribución a cargos como el AGC, costos de arranque y parada, y otros costos de funcionamiento de las entidades (ASIC, CND, SSPD, CREG) genera incertidumbre. Es importante que en la regulación que aplicará para estas nuevas	Se incluye un artículo en que se aclara que al agente generador que representa el activo de generación usado por el usuario AGR o por un PM le aplicarán por dicho activo todos los cargos y costos aplicables conforme a la Ley y la regulación vigente igual que una planta de generación. Esto se deja de forma explícita.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 164

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	figuras, se garantice que asuman las responsabilidades y costos equivalentes a su nivel de interacción y beneficio de la red, evitando que se beneficien de servicios esenciales sin contribuir a su sostenibilidad	
196	Clasificación: Generación de Seguridad Celebramos la inclusión del servicio de "generación de seguridad" como un servicio complementario en el que pueden participar los AGR y PM, tal como se establece en los Artículos 46 y 47. Sin embargo, para garantizar la simetría y equidad en el mercado proponemos que las condiciones para la prestación y remuneración de este servicio sean universalmente aplicables a todos los agentes que tengan la capacidad técnica de proveerlo, promoviendo la competencia, y no solo a los tipos de figuras referidas en este Proyecto.	Ver respuesta comentario 159
197	Clasificación: Cargos El Proyecto de Resolución CREG 701 091 de 2025 se enfoca en el tratamiento del CERE en la facturación del autoconsumo, pero no incluye disposiciones explícitas sobre el FAZNI. Al respecto, el Documento CREG-901 171 de 2025 indicó que este cargo es un gravamen de origen legal (Ley 633 de 2000 y Ley 1753 de 2015) y que la Comisión no tiene competencia para crear exenciones tributarias. En ese mismo sentido, y entendiendo que la Comisión no tiene la facultad de modificar cargos que provienen de la Ley, y con el propósito de armonizar el esquema regulatorio, consideramos fundamental que se revisen las acciones normativas necesarias para darle completa claridad al mecanismo de recaudo del FAZNI para la autogeneración remota y la producción marginal. Esto es crucial para asegurar la coherencia regulatoria y evitar vacíos normativos en su recaudo, garantizando que todos los cargos de origen legal sean debidamente aplicados y administrados.	Ver respuesta comentario 195

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 165

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
198	Clasificación: Sin excedentes Reconocemos positivamente que el Artículo 48 del Proyecto refuerza la obligación de los AGR y PM de cumplir con los requisitos técnicos, operativos, comerciales y procedimentales para garantizar la operación eficiente y segura del sistema, incluso para aquellos que no inyectan excedentes. Sin embargo: Es esencial que en la Resolución Definitiva se establezca de manera explícita que la responsabilidad del cumplimiento de normativas como el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) recae exclusivamente en el usuario (AGR o PM), y no en el comercializador u otros agentes. Esto garantiza la seguridad de las instalaciones y la integridad operativa de la red. Adicionalmente, recomendamos una revisión general de la redacción del Proyecto para asegurar una mayor claridad y concisión en diversos artículos, lo que facilitará su comprensión y aplicación por parte de todos los actores del sector. Como se ha expresado, aún existen ambigüedades en el tratamiento de la energía que aportarían al sistema estas figuras de AGR y PM, así como la liquidación de la misma. Asimismo, proponemos que la Resolución Definitiva establezca plazos al CND y al ASIC para definir el modelo de liquidación y el tratamiento de esta energía en el despacho.	Ver respuestas comentarios 7, 30, 53, 54, 63, 64, 55 y 80
199	Clasificación: Marcha Blanca Finalmente, creemos que es importante establecer un periodo de "Marcha Blanca" en el que el CND y el ASIC realicen un análisis de la integración de estas figuras, a partir de las reglas que se emitan en la Resolución Definitiva, para que no existan inconvenientes en la facturación de todos los agentes cuando este mecanismo se aplique en el sistema.	Dado que los ajustes son aplicando la regulación actual, no se observa necesidad de una marcha blanca. Siempre XM y cualquier interesado tendrá la oportunidad de elevar la petición a la CREG de realizar ajustes.
200	Clasificación: Procedimiento de conexión Respetuosamente sugerimos que el proyecto de resolución incluya tiempos máximos de respuesta	En esta resolución no se están ajustando los procedimientos existentes, se están adaptando los recursos que los aplican a los mismos

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 166

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	por parte de los Operadores de Red durante todo el proceso de conexión para AGR y PM, no solo en la emisión del concepto inicial, sino también en las comunicaciones e intercambios posteriores requeridos para formalizar el contrato de conexión. En la práctica, estos intercambios suelen sufrir retrasos que afectan significativamente la viabilidad de proyectos. Una disposición que establezca plazos concretos por respuesta, por ejemplo de 15 días hábiles, aportaría agilidad y seguridad a los agentes interesados. Incluir en el proyecto de resolución un nuevo párrafo o inciso dentro de los artículos que regulan el procedimiento de conexión, con el siguiente texto: “Durante el proceso de conexión, incluyendo la etapa de formalización del contrato de conexión, el Operador de Red deberá dar respuesta a las comunicaciones, requerimientos de información y entregables del solicitante en un plazo no mayor a quince (15) días hábiles contados a partir de su recepción. Este plazo aplicará para cada intercambio entre las partes dentro del proceso. La falta de cumplimiento de estos tiempos deberá ser reportada por el OR al ASIC y podrá ser objeto de seguimiento por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios..”	
201	Clasificación: Procedimiento de conexión El artículo establece la obligación de reportar al Operador de Red antes de iniciar el procedimiento de conexión. No obstante, se considera necesario aclarar el tratamiento regulatorio aplicable a los casos en que los activos de generación ya han sido instalados sin haberse realizado dicho reporte, además, que se incluya dentro de los lineamientos que los usuarios que ya cuenten con autogeneración sin excedentes instalada en su predio deberán normalizar su situación técnica y comercial ante el Operador de Red antes de formalizar su condición como AGR. En la práctica, estos casos pueden generar incertidumbre sobre el proceso de formalización y su compatibilidad con el marco regulatorio. Se sugiere incluir un párrafo en el artículo 5 que defina el procedimiento aplicable a activos ya	Se establece en la Resolución que, si es existente y quiere cambiar a alguna de las actividades de AGR o PM, deberá realizar el proceso de conexión de nuevo.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 167

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	instalados, estableciendo las condiciones y requisitos para su regularización, de manera que se garantice claridad para todos los agentes involucrados y se eviten barreras innecesarias a proyectos que puedan cumplir con los requisitos técnicos.	
202	Clasificación: Energía reactiva Sugerimos respetuosamente que se aclare en el articulado o en la parte considerativa de la resolución que los autogeneradores remotos cuya capacidad instalada sea inferior a 1 MW —es decir, los que clasifican como Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE)— no estarán sujetos al cobro por transporte de energía reactiva excedente, en concordancia con el tratamiento establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Se sugiere incluir un párrafo dentro del artículo 12 del proyecto de resolución, o en su defecto en el capítulo correspondiente al tratamiento de costos asociados a la energía reactiva un texto similar a: Parágrafo. Para los usuarios que desarrollen la actividad de autogeneración remota con una capacidad instalada inferior a un (1) MW, no aplicará el cobro por transporte de energía reactiva excedente en los términos de las Resoluciones CREG 015 de 2018 y 101 035 de 2024.	Los AGPE que usan FNCER son los que están con la exoneración de energía reactiva según el Decreto 929 de 2023. Las figuras de AGR o PM son constituciones legalmente distintas.
203	Clasificación: Límite UNR Respetuosamente sugerimos eliminar el requisito de coincidencia del código CIU para las fronteras receptoras en esquemas de AGR. Esta condición genera una barrera innecesaria al uso de la energía, especialmente en empresas multisede que desarrollan actividades complementarias con códigos CIU distintos pero que forman parte de una misma razón social o grupo empresarial. Por ejemplo, una empresa industrial con código CIU 2011 (fabricación de sustancias químicas básicas) puede tener oficinas administrativas registradas con el CIU 8211 (actividades combinadas de apoyo administrativo). Bajo la condición actual del proyecto de resolución, estas oficinas no podrían	No se acepta la sugerencia. El Decreto 1403 de 2024 establece que, al emitir la regulación para la entrega de excedentes al Sistema Interconectado Nacional (SIN), o para el consumo de energía desde el SIN por parte de los autogeneradores o por parte de los productores marginales, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) asegurará que apliquen las mismas reglas, En consecuencia, el AGR tiene el mismo tratamiento que un autogenerador convencional que es igual a una planta de generación. Lo que la política pública y la regulación habilitan es la entrega de energía

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 168

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	ser receptoras del suministro del esquema de AGR, a pesar de pertenecer al mismo NIT. Sustituir la exigencia de coincidencia del CIU por la condición de que las fronteras receptoras pertenezcan a la misma persona natural o jurídica identificada con el mismo NIT.	asociada a puntos de conexión distintos al de la producción de energía y el uso del SIN.
204	Clasificación: Comercialización Respetuosamente sugerimos aclarar si el agente comercializador y el agente generador que representan a un usuario AGR o PM deben ser el mismo agente o pueden ser distintos ya que el proyecto de resolución no se establece de manera expresa y además, la redacción de los artículos 14 y 15, entre otros, sugieren que estos roles pueden ser asumidos por agentes diferentes. Incluir una aclaración explícita en el texto de la resolución que confirme que los usuarios AGR o PM pueden ser representados por agentes distintos para la frontera de comercialización y la frontera de generación, siempre que cumplan con los requisitos de representación definidos en la regulación vigente.	Ni la propuesta, ni la resolución definitiva incorporan una prohibición para que la representación de los usuarios sea realizada por distintas empresas de comercialización. Se puede ser representado por distintos agentes, no se está afirmando lo contrario. Consideramos que no es necesario incluir tal aclaración
205	Clasificación: Cargos Respetuosamente sugerimos que el proyecto de resolución incluya cuáles serán los cargos regulados aplicables a los usuarios que desarrollen actividades como autogeneradores remotos (AGR) o productores marginales (PM), incluidos los cargos por uso del STN, STR o SDL, según corresponda al nivel de conexión.	Ver respuesta comentarios 40 y 196
206	Clasificación: Sin excedentes Sugerimos respetuosamente modificar la redacción del artículo 48 para reforzar la armonización con el Decreto 1403 de 2024, precisando que no se requerirá autorización ni concepto de conexión por parte de la UPME o el Operador de Red (OR), en concordancia con lo dispuesto para autogeneradores sin entrega de excedentes.	Se ajusta el texto en función de las reglas que deben aplicar regulatorias, en línea con el concepto dado por MME. Ver respuestas comentarios 7, 30, 53, 54, 63, 64, 55 y 80

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 169

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	Se sugiere ajustar la siguiente redacción a: Dado que el Decreto 1403 de 2024 establece que no se requiere una autorización, no se requerirá el concepto de conexión que emite la UPME y el OR. En cualquier caso, a efectos de la planeación del SIN, el CND le debe informar a la UPME la entrada en operación del autogenerador sin entrega de excedentes	
207	Clasificación: Procedimiento de conexión Respetuosamente sugerimos mantener la redacción actual de la Resolución CREG 174 de 2021, en la cual se establece que la regulación aplica para la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN), y no restringir su alcance únicamente al Sistema de Distribución Local (SDL). Esta modificación resultaría incompatible con la Ley 1715 de 2014, que promueve la participación de estas modalidades de generación en el SIN sin limitar su conexión a un nivel específico de tensión.	No se acepta el comentario. Los procedimientos de la Resolución CREG 174 de 2021 siempre han aplicado al SDL, nunca al STR o STN, son redes de mayores requerimientos y una falla puede generar riesgo de desatención de la demanda, salida de circuitos u otros.
208	Clasificación: Talleres de Socialización Respetuosamente solicitamos a la CREG considerar la realización de un taller o jornada de socialización técnica sobre el contenido del proyecto de resolución CREG 701 091 de 2025. Esto permitiría resolver dudas y facilitar una comprensión común entre los agentes del sector.	Se realizarán taller a la expedición de la resolución definitiva,
209	Clasificación: Ampliar plazo comentarios Respetuosamente solicitamos considerar la ampliación del plazo para la recepción de comentarios del proyecto de resolución por lo menos por diez (10) días hábiles adicionales con el fin de permitir una revisión más detallada del documento por parte de los distintos agentes del sector, así como una mayor participación en el proceso de consulta pública.	Ver respuesta comentario 22

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 170

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
210	Clasificación: General Como demanda de energía, apoyamos y valoramos esta iniciativa, seguros de que es necesaria y puede generar alto impacto en el sector, primero por que habilita la toma de decisiones ya que facilita las herramientas regulatorias que permiten a los usuarios tener generación propia para atender su consumo y poder aportar a la red. Segundo hace parte de los pasos necesarios en la contribución de la demanda con una participación cada vez más activa y con más elementos claros de actuación. Puntualmente, las figuras de Autogenerador Remoto (AGR) y Productor Marginal Remoto (PMR) son un gran mecanismo para aumentar la energía que pueden generar usuarios que, en ocasiones, dadas sus condiciones, no tenían las facilidades para instalarlas en sus centros de consumo, y/o amplia las posibilidades para potencializar los beneficios entre vinculados económicos que se apoyan en los temas energéticos. Como mencionamos en los comentarios a la Circular 136, el Decreto 1403 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía (MME) es una gran oportunidad para definir mecanismos que permitan una mayor participación de la demanda, bajo condiciones mínimas habilitantes y que den incentivos adicionales para aumentar la participación, de los usuarios para una mayor penetración de generación bajo estas figuras. Es por eso por lo que, sí se quiere ampliar su potencial y mejorar los beneficios, aparte de dar cabida al AGR y al PMR, sugerimos aprovechar la promoción de estos mecanismos elevando el nivel de optimización comercial, permitiendo que los usuarios puedan tener múltiples fronteras comerciales y múltiples comercializadores, ya que realmente se está bajo un balance real de energía. Anotamos que esta consideración, que se ha manifestado en varias ocasiones a la CREG, no ha tenido una respuesta clara y estructurada, en términos de su análisis técnico, regulatorio y de mercado. Las condiciones actuales del sistema, donde la capacidad de generación nueva que entra al sistema crece a un ritmo mucho menor que el ritmo	No necesita una respuesta

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 171

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	de crecimiento de la demanda, hace imprescindible agregar toda la generación posible y diversificada. Por otro lado, identificamos como positivo que se haya tenido en cuenta el comentario de que el representante del AGR y del PMR no sea necesariamente un comercializador – generador, lo cual limitaría el accionar de estas figuras y ataría a los usuarios a pocos representantes.	
211	Clasificación: Cargo Respaldo Reiteramos, que el cargo de respaldo es innecesario e inconveniente, y se ha erigido como una gran barrera para desarrollo de proyectos, y en algunos casos a afectado la viabilidad financiera de algunas inversiones. Al respecto hemos solicitado con anterioridad, se defina de manera razonable, replicable y eficiente. Igualmente, se debe dejar claro nuevamente, que se preserve la condición de exoneración de cobro de energía reactiva.	Ver respuesta comentario 71 y 115. En todo caso el cargo por respaldo no es objeto de modificación en esta resolución pues obedece a una metodología tarifaria
212	Clasificación: CERE Es entendible, además, la medida de no recaudar el valor del CERE para la energía generada por el usuario AGR o el PMR que sea consumida en la frontera que no tenga generación asociada, para el caso del AGR, o del vinculado económico para el PMR. Esto sin duda contribuirá a que muchos proyectos sean financieramente viables, aportando al sistema los beneficios ya mencionados. Bajo este tema, en lo referente al artículo 14 para la comercialización del AGR y al artículo 36 para la comercialización de energía del PMR, queremos solicitar a la Comisión la aclaración sobre hasta qué Potencia Máxima Declarada (PMD) aplica esta medida, o si no se tiene ninguna limitante en la PMD del usuario generador.	No existe límite de capacidad instalada o la PMD. En complemento Ver respuesta comentario 14, 16 y 37
213	Clasificación: Cargos En otro aspecto, compartimos que las obligaciones de ley como el FAZNI y las transferencias están fuera del alcance regulatorio de la CREG. Por el contrario, como regular, incentivar y optimizar el desarrollo de nueva demanda y generación,	Ver respuesta comentarios 9 y 13

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 172

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	apalancando tecnológicamente al sector, si es del ámbito de la CREG. Bajo este escenario y en condiciones pre-establecidas, consideramos que es viable regulatoriamente eliminar temporalmente componentes del Costo Unitario (CU), como el componente de Transmisión (T), con el beneficio paralelo de potencialmente liberar capacidad de transporte que hoy es escaza, tal como lo especifica la Comisión en el documento CREG 901 200 de 2025.	
214	Clasificación: Procedimiento de conexión Finalmente, en los procesos de asignación de capacidad de transporte, consideramos poco conveniente que para el proceso de conexión definido en el artículo 5 para AGR y en el artículo 24 para PMR se tenga realizar ante la UPME el proceso de conexión para capacidades superiores a los 5 MW, ya que, por las razones antes mencionadas se generaría un cuello de botella en la entrada de este tipo de proyectos dada la congestión de esta entidad, con el efecto potencial de volverla inocua. El procedimiento regulado directamente por la CREG debe ser expedito, claro y definitivo, liberando a la UPME de más responsabilidades que la paralizan sin necesidad.	No se acepta el comentario, los procedimientos de la Res. CREG 174 de 2021 tienen un diseño simplificado, en el cual se incluyen capacidades menores a 5 MW, pero no cuenta con análisis para recursos de mayor capacidad. Para tal fin se tendría que contratar un estudio de consultoría y re-diseñar los requerimientos de procedimientos, técnicos, de tiempos, entre otros.
215	Clasificación: General Desde Grupo EPM reiteramos estar de acuerdo con la propuesta de la Comisión de mantener la línea regulatoria en cuanto a no otorgar exenciones de cargos, como los de transmisión y demás aplicables a la generación (CERE, FAZNI, entre otros), a los Productores Marginales (PM) y Autogeneradores Remotos (AGR). Tal como lo hemos manifestado en comunicaciones anteriores, consideramos que cualquier tipo de exoneración representaría una distorsión en el mercado, generando condiciones asimétricas que afectan la competitividad y generan inequidades entre los actores, que contravienen los principios de neutralidad y no discriminación establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994. En consecuencia, garantizar que todos los agentes que utilizan las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) contribuyan de manera proporcional al costo de operación y mantenimiento de estas,	No necesita una respuesta

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 173

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	evita subsidios cruzados y promueve tarifas eficientes. Resaltamos, además, que el proyecto de resolución en consulta incluye aclaraciones importantes respecto a la independencia de las distintas figuras (AGR, AGGE, AGPE, AC y PM), señalando que estas son excluyentes y no pueden ejercerse simultáneamente; inquietud que había quedado pendiente luego de la socialización del documento de análisis de la CREG sobre este mismo tema, publicado mediante la Circular CREG 136 de 2025.	
216	Clasificación: Sin excedentes Valoramos positivamente la armonización normativa que se propone, que aporta claridad sobre el alcance del artículo 1 del Decreto MME 1403 de 2024. En todo caso, es de tener en cuenta que el alcance a la línea de política y liberación de condiciones para autogeneración y producción marginal “sin excedentes a la red” que se otorgó con el Decreto 1403 de 2024, debe ser abordado con una norma del mismo nivel jerárquico y, en ese sentido, encontramos prioritario que se realicen las modificaciones correspondientes a este Decreto atendiendo así mismo las solicitudes del Consejo Nacional de Operación (CNO) ante los riesgos operativos y sistémicos que generaría para el sistema la aplicación de esta disposición.	Se ajusta el texto en función de las reglas que deben aplicar regulatorias, en línea con el concepto dado por MME. Ver respuestas comentarios 7, 30, 53, 54, 63, 64, 55 y 80
217	Clasificación: Comercialización En cuanto al balance de facturación, en principio, se entiende que la determinación del valor a pagar en las fronteras respectivas (de consumo y generación) se realiza de manera independiente, lo cual implicaría que no exista un mecanismo de neteo de energía entre dichas fronteras. Sin embargo, esto parecería contradecir lo establecido en el proyecto de resolución cuando se indica que: “cuando en una hora h la energía generada es inferior o igual a la consumida, para esa fracción de energía consumida no se recaudará el valor del CERE”. Si la interpretación inicial es correcta, y efectivamente se trata de cuentas separadas — como consideramos que debe ser—, dicha disposición no tendría aplicación, lo que evidencia una inconsistencia que debe ser aclarada. Además,	Ver respuesta comentario 37

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 174

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	la redacción citada genera confusión y puede causar distorsiones, por ello, consideramos que el recaudo del CERE debe realizarse directamente al usuario final, de manera clara y sin excepciones que puedan derivar en subsidios cruzados o desequilibrios en la carga financiera. Se recomienda eliminar la obligación del comercializador en cuanto al recaudo del CERE, ya que al imponerse como una obligación genera confusión, puesto que, según el documento justificativo, se trata de un acuerdo de voluntades. En este sentido, el recaudo debe efectuarse directamente al usuario final, de manera transparente y sin excepciones que puedan generar subsidios cruzados o desequilibrios en la carga financiera.	
218	Clasificación: Comercialización Tal y como está redactado, se entiende como una obligación del comercializador aplicar el descuento del CERE en la liquidación del consumo de los usuarios AGR o PM. En este punto, se debe tener en cuenta que el comercializador no es el responsable del recaudo del CERE y resulta necesario aclarar cómo se reconocerá el descuento aplicado y cómo se compensará al comercializador por dicha reducción. Se recomienda eliminar la obligación del comercializador en cuanto al recaudo del CERE, ya que al imponerse como una obligación genera confusión, puesto que, según el documento justificativo, se trata de un acuerdo de voluntades. En este sentido, el recaudo debe efectuarse directamente al usuario final, de manera transparente y sin excepciones que puedan generar subsidios cruzados o desequilibrios en la carga financiera.	Ver respuesta comentario 37
219	Clasificación: Comercialización Con el fin de evitar posibles inconsistencias tanto operativas como comerciales, es importante considerar que, al no exigirse una integración entre los agentes que representan las fronteras, debe establecerse un mecanismo de articulación entre el	Ver respuesta comentario 37

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 175

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	comercializador y el generador que representen al usuario AGR o PM en sus respectivas fronteras. Establecer un mecanismo de articulación entre el comercializador y el generador que representen al usuario AGR o PM en sus respectivas fronteras.	
220	Clasificación: LBC Por otro lado, en el numeral i) del artículo 14 y el numeral i) del artículo 35 se indica que: “Así mismo, en relación con el consumo si este supera la línea base de consumo del usuario, el ASIC aplicará el artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015 usando el valor registrado en la frontera de comercialización”. Si bien se entiende que esta condición se establece para un autogenerador convencional que se beneficia de la confiabilidad de la red, extender esta obligación a un AGR o PM que atiende usuarios de forma remota no resulta razonable, especialmente con las señales contenidas en el proyecto de resolución, en lo asociado a que la liquidación (sea consumo o generación) en las respectivas fronteras es independiente. En este contexto, el AGR o PM negocia con el agente comercializador en función de sus consumos, sin que la generación en la frontera respectiva tenga incidencia directa en la frontera de comercialización, salvo que se produjera algún tipo de neteo que no vemos reflejado en la propuesta. Por tanto, consideramos pertinente aclarar la aplicación de una Línea Base de Consumo (LBC) en caso de que llegue a proceder según lo que se estima en la propuesta metodológica. Retirar la aplicación de lo contenido en el Artículo 14 y 35, pues su aplicación no resulta pertinente, al tratarse de esquemas con facturaciones independientes que no deberían estar condicionados por parámetros propios de la autogeneración convencional.	Se hacen explícitas las reglas de la LBC según sea el caso. Ver respuesta comentario 14 y 51
221	Clasificación: Comercialización Es fundamental garantizar que, en la solución adoptada para los procedimientos de comercialización y balance de facturación, no se generen créditos de energía ni exoneraciones de	Ver respuesta comentario 37

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 176

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	cargos que deriven en subsidios cruzados entre usuarios, que es precisamente lo que a bien ha considerado la posición de la Comisión y esta propuesta en discusión. Esto implica que el diseño del mecanismo debe ser transparente, coherente y equitativo para evitar distorsiones en la facturación y garantizar la sustentabilidad financiera del sistema.	
222	Clasificación: Pérdidas Si bien en los artículos 13 y 33 se indica que el tratamiento de las pérdidas del AGR y PM será el señalado en la Resolución CREG 024 de 1995 para los generadores embebidos, consideramos pertinente incluir mayor claridad en este aspecto y detallar la forma como se tratarán las pérdidas en las liquidaciones dado que un mismo usuario puede estar involucrado con varios SDL.	Ver respuesta comentario 25 y 300
223	Clasificación: Vinculación económica En el artículo 34, establece que el suministro será pactado libremente entre el usuario PM, su agente comercializador representante y los usuarios vinculados; sin embargo, la tarifa no podrá exceder el CU del mercado de comercialización donde se encuentra conectado el PM. Se solicita especificar que el CU al que se hace referencia es el publicado por el comercializador incumbente; en caso de no tener un CU publicado por el comercializador que representa al PM.	Ver respuesta comentario 2 y 193
224	Clasificación: Vinculación económica En el Artículo 35 se contempla la opción para que un Productor Marginal atienda usuarios sin vinculación económica. Consideramos que esta opción podría generar confusión y no se ajusta al propósito esencial de la figura de PM. Por lo tanto, solicitamos que dicha opción sea retirada del texto de la resolución definitiva. La comercialización de energía a usuarios sin vinculación económica directa es una actividad propia y exclusiva de un agente comercializador, sujeta a un régimen regulatorio general específico y	Ver respuesta comentario 193

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 177

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	que requiere la constitución como Empresa de Servicios Públicos (ESP) con todas las responsabilidades inherentes. Permitir que un PM, cuya definición legal (Ley 142 de 1994, Art. 14.15) se centra en atender necesidades propias o una clientela con vinculación económica directa, incursione en la comercialización masiva sin las obligaciones de una ESP de comercialización, podría generar confusiones y distorsiones en el ámbito de aplicación de las distintas actividades del mercado y derivar en esquemas de comercialización encubierta de energía, sin que se cumplan los requisitos y responsabilidades asociados.	
225	Clasificación: Incumplimiento CxC Si bien reconocemos que existe incertidumbre en la confiabilidad que pueden aportar las figuras de AGR y PM, consideramos excesivo que un primer incumplimiento se califique como grave e insalvable, con la pérdida inmediata de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), ejecución automática de garantías, exclusión del mecanismo y devolución retroactiva de recursos. Este tratamiento resulta desproporcionado, especialmente considerando que los incumplimientos pueden deberse a situaciones operativas ajenas al AGR o PM, como acontece cuando el activo de generación no es despachado, aun estando disponible para cubrir las OEF asignadas. Recomendamos que se apliquen criterios simétricos a los establecidos para otros generadores, limitándose a las penalizaciones ya previstas en la regulación vigente.	Ver respuesta comentario 27
226	Clasificación: Limite UNR En el artículo 15, que trata sobre los activos de generación para una persona natural o jurídica con diferentes puntos de conexión de consumo, entendemos que, para ser receptor del suministro de energía por parte del AGR, no solo basta con demostrar que se desarrolla la misma actividad económica conforme a los códigos CIU, sino también que se debe acreditar que es la misma persona natural o jurídica quien realiza dicha actividad. Por lo tanto, solicitamos que se incluya la posibilidad de solicitar, para dicha confirmación, la	En el proyecto de resolución ya incluye la obligación a cargo del comercializador que le preste el servicio al usuario del validar Registro Único Tributario (RUT) y demás documentos que corroboren su veracidad. Ver respuesta comentario 41.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 178

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	presentación del respectivo Número de Identificación Tributaria (NIT) o documento equivalente que permita verificar la identidad legal del receptor.	
227	Clasificación: Generación de seguridad Encontramos conveniente la incorporación de la Generación de Seguridad como un servicio complementario en el que pueden participar los AGR y PM. No obstante, consideramos que se debería optar por ampliar el acceso a la prestación de este servicio a todos los agentes que tengan capacidad técnica de prestarlo en igualdad de condiciones para garantizar condiciones simétricas en el tratamiento de estas figuras frente a los generadores convencionales. Consideramos que se debería optar por ampliar el acceso a la prestación de este servicio a todos los agentes que tengan capacidad técnica de prestarlo en igualdad de condiciones para garantizar condiciones simétricas en el tratamiento de estas figuras frente a los generadores convencionales.	Ver respuesta comentario 159
228	Clasificación: Talleres de Socialización Consideramos conveniente la realización de talleres de socialización de esta propuesta regulatoria para que puedan aclararse todas las inquietudes que resultan alrededor de estos esquemas.	Ver respuesta comentario 208
229	Clasificación: General Resaltamos positivamente que la Comisión, en el marco de la propuesta normativa, haya precisado la distinción entre las figuras de autogeneración remota y autogeneración colectiva, esta última regulada en la Resolución CREG 101 072 de 2025 en el contexto de las comunidades energéticas. No obstante, con el propósito de brindar mayor claridad normativa a los usuarios con capacidades instaladas inferiores a 5 MW, sugerimos que en la resolución definitiva se explicita que dichos usuarios únicamente podrán acogerse a una de las dos figuras: autogenerador remoto, conforme a lo	Se acepta el comentario

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 179

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	establecido en la resolución en consulta, o autogenerador colectivo, bajo el esquema de comunidades energéticas definido en la Resolución CREG 101 072 de 2025. Esta precisión contribuiría a evitar ambigüedades en la aplicación del marco regulatorio y facilitaría su implementación por parte de los agentes del mercado.	
230	Clasificación: Sin excedentes Con respecto a la armonización regulatoria propuesta en el Título VI que considera los ajustes a las Resoluciones CREG 024 de 2015 y las Resoluciones 075 y 174 de 2021, solicitamos respetuosamente a la Comisión modifique el artículo 48. “Armonización artículo 1 Decreto 1403 de 2024 y la Regulación”, para los casos en que resulte aplicable la Resolución CREG 075 de 2021. Consideramos necesario asegurar que la exoneración de requisitos para la conexión de auto generadores sin entrega de excedentes, prevista en el Decreto 1403 de 2024, se encuentre plenamente armonizada con el procedimiento vigente para la conexión de proyectos de Clase 1, cuya asignación de capacidad corresponde actualmente a la UPME. Esta precisión normativa es fundamental para evitar interpretaciones divergentes y garantizar coherencia en la aplicación de los procesos de conexión. Propuesta para redacción del artículo 48 en la Resolución definitiva: Texto adicional sugerido Subrayado a continuación: “Dado que el Decreto 1403 de 2024 establece que no se requiere una autorización, no se requerirá el concepto de conexión que emite la UPME y por lo tanto no aplicará para estas solicitudes asignación de capacidad de transporte contemplada en el parágrafo del artículo 11 de la Resolución CREG 075 de 2021 y podrán realizar sus procesos de conexión directamente con el transportador. En cualquier caso, a efectos de la planeación del SIN, el CND le debe informar a la UPME la entrada en operación del autogenerador sin entrega de excedentes.”	Se ajusta el texto en función de las reglas que deben aplicar regulatorias, en línea con el concepto dado por MME. Ver respuestas comentarios 7, 30, 53, 54, 63, 64, 55 y 80

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 180

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
231	Clasificación: CERE Con respecto al descuento del recaudo del componente CERE para el cual la Resolución define que: "... cuando en una hora h la energía generada es inferior o igual a la consumida, para esa fracción de energía consumida no se recaudará el valor del CERE", solicitamos respetuosamente a la Comisión mantener las reglas vigentes, en las que el recaudo del CERE es responsabilidad del agente generador. Trasladar esta obligación al comercializador podría generar riesgos adicionales de cartera, económicos y financieros, que se sumarían a los ya existentes en la prestación servicio, los cual podría afectar la sostenibilidad financiera del esquema de comercialización y la eficiencia del recaudo del CERE.	Ver respuesta comentario 14, 16 y 37
232	Clasificación: Comercialización En relación con los capítulos de comercialización (artículos 14 y 36) tanto para la AGR como para PMR respectivamente la propuesta define que debe existir un balance realizado entre el agente comercializador y generador para garantizar los procesos de facturación. Sin embargo, consideramos fundamental indicar de manera explícita que, por cada frontera, ya sea de generación o consumo, se liquidara y facturara de acuerdo con las reglas vigentes en la Regulación sin realizar ningún tipo de descuento. Adicionalmente, sugerimos aclarar que el balance indicado en la Resolución es netamente económico y debe realizarse de manera posterior entre los agentes comercializadores, el generador y el usuario; indicando textualmente que dicho balance será realizado a partir de un acuerdo multilateral entre los agentes y el usuario.	Ver respuesta comentario 37
233	Clasificación: Procedimiento de conexión Con respecto al punto número 3 del artículo 5 donde se indica que: "El sistema de trámite en línea del Operador de Red y la ventanilla única de que tratan las Resoluciones CREG 174 de 2021 y 075 de 2021	Ver respuesta comentario 173

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 181

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	deberán aceptar las solicitudes de conexión para los AGR en los términos definidos en este artículo.” Solicitamos a la Comisión se establezca un periodo de transición para que los OR realicen los ajustes necesarios de los procesos internos asegurar la adecuada recepción y gestión de las solicitudes de conexión	
234	Clasificación: CERE Sobre lo establecido en los Artículos 14 y 36, donde se indica que cuando en una hora h, la energía generada o entregada al sistema sea igual o menor a la consumida no se recaudará el valor del Cargo por Confiabilidad (CERE) sobre dicha fracción, consideramos necesario precisar el tratamiento regulatorio de este descuento. De acuerdo con la regulación vigente, el agente comercializador no actúa como recaudador del CERE; en consecuencia, la figura planteada podría generar una asimetría financiera, ya que impondría al comercializador la obligación de asumir el valor correspondiente al usuario AGR o PMR, sin que exista un mecanismo explícito de compensación. Expuesto lo anterior, recomendamos que la Comisión defina con mayor claridad si este valor debe o no incluirse en el balance de facturación del comercializador y, en caso afirmativo, cómo se garantizará su reconocimiento dentro del esquema de transacciones del mercado, de forma que se eviten desbalances que afecten la sostenibilidad financiera de los agentes.	Ver respuesta comentario 14, 16 y 37
235	Clasificación: Pérdidas De igual forma vemos necesario que el proyecto de resolución incluya mayor claridad respecto al tratamiento de las pérdidas y su aplicación en las liquidaciones, especialmente en escenarios donde un mismo usuario final, vinculado a una figura de AGR o PMR, interactúe simultáneamente con múltiples Sistemas de Distribución Local (SOL). Si bien el texto actual aborda el manejo de pérdidas de manera general, sugerimos desarrollar un apartado específico que defina cómo se realizará la asignación de energía y el cálculo de pérdidas en estos casos, con el propósito de evitar	Ver respuesta comentario 25 y 300

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 182

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	complejidades operativas y posibles inconsistencias en la liquidación del comercializador.	
236	Clasificación: Marcha blanca Finalmente, consideramos fundamental que se defina un periodo de transición para la atención de solicitudes de nuevos usuarios AGR y PMR, el cual tenga en cuenta el tiempo y los recursos que comercializadores y generadores deberán destinar para gestionar el traslado de usuarios desde el mercado regulado hacia el no regulado, según lo previsto en la propuesta. Este proceso podría generar costos adicionales asociados a la gestión masiva de trámites, por lo que consideramos que dichos aspectos deben ser incorporados en el cronograma de implementación.	Ver respuesta comentario 236
237	Clasificación: General Invitamos a la CREG a examinar el texto integro de nuestra Comunicación ACDS No. 25-057 donde están contenidos de manera integral nuestros comentarios sobre la Resolución CREG 701 091 de 2025 sometida a consulta.	No se necesita respuesta
238	Clasificación: General ASOCODIS y sus empresas afiliadas agradecen la publicación a comentarios del proyecto de resolución del asunto, el cual regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal con usuarios de forma remota, así como su respectivo documento soporte No. 901 195 de 2025. Al respecto, reiteramos y reafirmamos nuestro compromiso con todas aquellas propuestas que propendan por la incorporación eficiente de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) y por el aporte que estas puedan dar en términos de diversificación y fortalecimiento de la matriz de generación del sistema, siempre que estén en el marco institucional y normativo del sector, sean oportunas, necesarias y conducentes; así mismo y en la misma dirección, hemos apoyado y contribuido con propuestas tendientes a facilitar las conexiones de los recursos distribuidos a la red	No necesita respuesta

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 183

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	de distribución, sin poner en riesgo la seguridad, confiabilidad y estabilidad del sistema eléctrico.	
239	Clasificación: General En ese sentido, con relación a la propuesta regulatoria, en términos generales observamos y valoramos que el proyecto de resolución acogió varios de los comentarios de ASOCODIS realizados al documento 901 171 de 2025 (Circular CREG 136 de 2025 – Decreto 1403 de 2024), a través de nuestra comunicación No. ACDS 25-028, principalmente en lo planteado en el artículo 48 en cuanto a la armonización de la regulación que logra dar claridad al alcance del artículo 1 del Decreto MME 1403 de 2024, toda vez que ello es fundamental para evitar riesgos operativos que afecten la prestación del servicio en términos de los mencionados anteriormente. Así mismo, resaltamos la claridad que brinda frente a la independencia de las diferentes figuras (AGR, AGGE, AGPE, AC, PM) indicando que son excluyentes y no pueden ser ejercidas de forma simultánea, entre otras	No necesita respuesta
240	Clasificación: Comercialización Los Artículos 14 y 36 plantean que el agente comercializador tendrá en cuenta que cuando en una hora h la energía generada o entregada al sistema es inferior o igual a la consumida, para esa fracción de energía consumida no se recaudara el valor del CERE. Al respecto, es importante tener en cuenta que, dado que el agente comercializador no es recaudador del CERE, tendría el mismo que asumir el CERE asociado al usuario AGR o PM generando un desbalance que afecta al Comercializador, por lo tanto, consideramos fundamental se de claridad de ¿Cómo será el balance que deberá hacer el agente frente al mercado?, es decir, ¿Cómo se reconocerá al comercializador el descuento del CERE aplicado al usuario?.	Ver respuesta comentario 37
241	Clasificación: Comercialización Teniendo en cuenta que no se requiere la representación de un mismo agente para la entrega	Ver respuesta comentario 37

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 184

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	de energía como para el consumo, es necesario que se establezca una articulación entre el agente comercializador y el agente generador que representen al AGR o PM en sus fronteras respectivas, por lo tanto, sugerimos que se especifique en el articulado de la resolución cómo sería esta coordinación entre agentes para efectos de contar con la información suficiente que permita determinar, por periodo facturado, el valor neto que corresponda.	
242	Clasificación: Pérdidas Consideramos pertinente incluir mayor claridad con relación a las pérdidas y la forma como se tratará el tema en las liquidaciones dado que un mismo usuario puede estar involucrado con varios SDL.	Ver respuesta comentario 25 y 300
243	Clasificación: Vinculación económica En los artículos 19 y 43 se plantean opciones para el AGGE y el PM que atiende usuarios sin vinculación económica con conexión al STN, STR o SDL; sin embargo, consideramos que incluir esta opción puede generar confusión y no la encontramos necesaria en la resolución pues no está en línea con la esencia de un AGGE o PM. Por lo tanto, solicitamos respetuosamente que sea excluida del texto.	Ver respuesta comentario 193
244	Clasificación: Redes privadas En el artículo 20 se propone que “Si son usuarios sin conexión al STN, STR o SDL, las redes privadas que conecten el usuario PM con el usuario vinculado económico deberán cumplir el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y demás normas técnicas Nacionales o Internacionales (según aplique) que garanticen una operación segura y confiable.”, así mismo se indica que “...lo relacionado con los activos eléctricos de las redes privadas, su manejo y toda la responsabilidad asociada con los mismos es del usuario PM y de su agente comercializador representante.”, al respecto, consideramos que la responsabilidad en el cumplimiento del RETIE o las normas que aplique, deben corresponder al usuario	Ver respuesta comentario 2

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 185

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	en particular, por lo que sugerimos se excluya de dicha responsabilidad al comercializador.	
245	Clasificación: Sin excedentes Teniendo que cuenta las modificaciones contenidas en el Título VI sobre armonización regulatoria, en particular lo planteado en el artículo 48, donde se realizan aclaraciones en la aplicación de las resoluciones CREG 075 y 174 de 2021 para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 1 del Decreto 1403 de 2024, consideramos pertinente incluir un ajuste al parágrafo del artículo 11 de la Resolución CREG 075 que excluya a los autogeneradores sin entrega de excedentes del procedimiento particular a cargo de la UPME para llevar a cabo la asignación de capacidad de transporte y en este sentido se indique que tales usuarios no requieren asignación de capacidad de transporte para realizar su conexión.	El proceso se ajusta, en el cual los autogeneradores sin excedentes no se hace referencia a que apliquen la Res. CREG 075 de 2021, pero deberán aplicar el Reglamento de Operación.
246	Clasificación: Procedimiento de conexión Con respecto al punto número 3 del artículo 5 donde se indica que: “El sistema de trámite en línea del Operador de Red y la ventanilla única de que tratan las Resoluciones CREG 174 de 2021 y 075 de 2021 deberán aceptar las solicitudes de conexión para los AGR en los términos definidos en este artículo.” solicitamos a la Comisión se establezca un periodo de transición para que los OR realicen los ajustes necesarios para recibir dichas solicitudes de conexión, así como fue establecido en la Resolución CREG 101 072 de 2025, en la cual se armoniza la regulación para la integración de las comunidades energéticas al SIN.	Ver respuesta comentario 173
247	Clasificación: Procedimiento de conexión Finalmente, dado que bajo la aplicación de la Resolución CREG 174 de 2021, se ha evidenciado un crecimiento exponencial de solicitudes de conexión, lo cual genera una carga operativa y administrativa significativa para los OR's, sugerimos evaluar mecanismos que permitan garantizar la certidumbre de la solicitud de conexión	Esto se analizará en cambios estructurales a la Resolución CREG 174 de 2021

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 186

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	(p. ej. Garantías de seriedad, cobro por la gestión/revisión de las solicitudes, entre otros).	
248	Clasificación: General observamos necesario aclarar y garantizar que lo expuesto en el Documento Soporte “D-901-195-2025 AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024” sea coherente con lo establecido en el proyecto de resolución en asunto, toda vez que en el primero se tratan temas imperativos que deben ser definidos regulatoriamente, como por ejemplo, representación del Autogenerador Remoto (AGR) o Productor Marginal (PM), aspectos comerciales y operativos, entre otros.	En esta nueva versión se complementan los aspectos que se encuentran necesarios
249	Clasificación: CERE El Proyecto establece que el CERE será descontado obligatoriamente por el Comercializador en la facturación al usuario AGR o PM para la fracción de energía consumida que es generada por ellos mismos, sin embargo, parece que mantiene la obligación de que el AGR o PM representado por un generador pague el CERE. Esto implicaría una asimetría sustancial en el esquema de AGR o PM. Además, solicitamos claridad sobre i) la obligatoriedad del descuento del CERE en el contrato entre el comercializador y el usuario, ya que el documento soporte propone que sea voluntario, ii) responsabilidades y condiciones de participación en el mercado de los AGR y PM	Ver respuesta comentario 14, 16 y 37
250	Clasificación: CxC Se sugiere implementar mecanismos de cesiones totales complementarias a las Obligaciones de Energía Firme (OEF) para proyectos en construcción que migren a modelos de autogeneración remota, asegurando que no se generen desbalances en la confiabilidad que requiere la demanda	Ver respuesta comentario 191

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 187

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
251	Clasificación: Marcha Blanca Proponemos que la Resolución Definitiva establezca plazos al CND y al ASIC para definir el modelo de liquidación y el tratamiento de esta energía en el despacho así como un periodo de marcha blanca para evitar inconvenientes en la facturación de todos los agentes cuando este mecanismo se aplique en el sistema	Ver respuesta comentario 199
252	Clasificación: CERE El Proyecto aborda la comercialización de energía para los AGR y PM, estableciendo un balance en la facturación y el descuento al usuario del Costo Equivalente Real en Energía (CERE) para la fracción de energía generada que es consumida. Aunque valoramos la intención de integrar estas figuras en el mercado, persisten inquietudes técnicas y operativas sobre la materialización de este neteo. Actualmente, el recaudo del CERE está a cargo de los generadores, quienes incorporan este costo en sus ofertas en la bolsa o en sus contratos bilaterales, trasladándolo finalmente a la demanda. Sin embargo, el Proyecto establece que el comercializador debe realizar el descuento de este componente en la factura al usuario AGR o PM y a sus vinculados económicamente. Consideramos que no es claro cómo el comercializador ejecutará este descuento y cómo se garantizará la coherencia en la liquidación del CERE con el generador para garantizar un esquema eficiente para los usuarios que utilicen dicho esquema para la atención de su demanda. Se requiere un esquema detallado que asegure la trazabilidad y la correcta asignación de los recursos.	Ver respuesta comentario 14, 16 y 37
253	Clasificación: CERE Además, solicitamos claridad sobre la obligatoriedad del descuento del CERE en el contrato entre el comercializador y el usuario, ya que el documento soporte propone que sea voluntario. En todo caso, y como bien lo recogen los documentos soporte de la CREG, no puede existir una asimetría en los costos que tiene un AGR o PM	Ver respuesta comentario 14, 16 y 37

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 188

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	representado por un agente generador y los costos a trasladar por el comercializador que los representa	
254	Clasificación: CERE Del análisis contenido en el Documento CREG-D-901-195-2025 de 2025, entendemos que el CERE es un costo que los generadores, como agentes representantes de la oferta, incorporan en sus ofertas en la bolsa o en sus contratos bilaterales, y que es finalmente trasladado a la demanda. Si bien este documento describe que el CERE es "recaudado por las plantas, para lo cual lo incorporan en las ofertas", lo que implicaría que el agente generador ejerce un control o "decisión" sobre la inclusión de este costo en su oferta de venta, el Proyecto de Resolución 701 091 de 2025 establece una obligatoriedad directa para el Comercializador de realizar el descuento en la factura al usuario. Esta situación crea una disonancia regulatoria importante. Si el agente generador tiene la capacidad de decidir, de manera voluntaria o discrecional, cómo incorpora el CERE en su oferta de energía vendida, la imposición de un descuento obligatorio por parte del Comercializador sin una claridad precisa sobre la articulación entre ambos procesos, podría generar conflictos financieros y operativos. Es decir, no es claro cómo se concilia la facultad del generador de incluir el CERE en su precio de venta con la obligación del comercializador de descontarlo, y cómo se gestiona la compensación entre estas actividades.	Ver respuesta comentario 14, 16 y 37
255	Clasificación: CxC Por otra parte, sobre la apertura del esquema de Cargo por Confiabilidad a AGR o PM sugerimos a la Comisión que mediante este Proyecto de Resolución se puedan implementar mecanismos de cesiones totales complementarias a las cesiones de Obligaciones de Energía Firme establecidas por las Resolución CREG 114 de 2014 y 101 046 de 2024,	Ver respuesta comentario 191

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 189

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	de tal manera que se permita a los proyectos en construcción que puedan migrar a modelos de autogeneración remota den por terminadas sus OEFs, lo cual, desde el punto de vista del balance entre la generación del autogenerador remoto que hace uso de la red del SIN y la demanda a atender bajo este esquema, no genera desbalances en la confiabilidad que requiere la demanda, en otras palabras, hay un efecto neutro en la medida en que dicha demanda sería atendida directamente por este tipo de proyectos y no requerirían afianzarse mediante el esquema CxC, esto en concordancia con la justificación expuesta por la Comisión en el Documento CREG-D-901-195-2025 de 2025	
256	Clasificación: CxC En este sentido, respetuosamente y con el ánimo de ser propositivos, listamos algunas de las condiciones o alternativas a considerar para acceder a dichas acciones adicionales de cesión de OEF: Establecer condiciones para que los proyectos con CxC puedan acceder a la cesión total de sus OEF, como, por ejemplo: a. Supeditación a obras de expansión con atraso respecto a su Fecha de Puesta en Operación inicial en más de 36 meses. b. Avances considerables en los hitos de desarrollo del proyecto, tales como, contar con consultas previas y licenciamiento ambiental completados. En caso de que el proyecto solo cumpla la condición a.: esto podría dar lugar simplemente a la pérdida de la asignación de la OEF y de la remuneración asociada sin que se ejecute la garantía otorgada bajo las reglas de la Resolución CREG 061 de 2007	Ver respuesta comentario 191
257	Clasificación: CERE Considerando que la energía consumida sobre la que se aplica un neto con la generación remota no pagaría el CERE, es decir, no recaudaría el costo del cargo por confiabilidad¹, es necesario que dicha energía no se considere en la demanda objetivo	Ver respuesta comentario 14, 16, 37 y 143

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 190

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	para asignación de Obligaciones de Energía Firme, de manera que el resto de la demanda del país no termine pagando una confiabilidad adicional o redundante con la que los AGR se están autoabasteciendo	
258	Clasificación: Generación de Seguridad Celebramos la inclusión del servicio de "generación de seguridad" como un servicio complementario en el que pueden participar los AGR y PM. Sin embargo, para garantizar la simetría y equidad en el mercado proponemos que las condiciones para la prestación y remuneración de este servicio sean universalmente aplicables a todos los agentes que tengan la capacidad técnica de proveerlo, promoviendo la competencia, y no solo a los tipos de figuras referidas en este Proyecto	Ver respuesta comentario 159
259	Clasificación: Marcha Blanca Reconocemos positivamente que el Proyecto refuerza la obligación de los AGR y PM de cumplir con los requisitos técnicos, operativos, comerciales y procedimentales para garantizar la operación eficiente y segura del sistema, incluso para aquellos que no inyectan excedentes Respetuosamente recomendamos una revisión general de la redacción del Proyecto para asegurar una mayor claridad y concisión en diversos artículos, lo que facilitará su comprensión y aplicación por parte de todos los actores del sector. Como se ha expresado, aún existen ambigüedades en el tratamiento de la energía que aportarían al sistema estas figuras de AGR y PM, así como la liquidación de la misma. Asimismo, proponemos que la Resolución Definitiva establezca plazos al CND y al ASIC para definir el modelo de liquidación y el tratamiento de esta energía en el despacho Finalmente, creemos que es importante establecer un periodo de "Marcha Blanca" en el que el CND y el ASIC realicen un análisis de la integración de estas figuras, a partir de las reglas que se emitan en la Resolución Definitiva, para que no existan	Ver respuesta comentario 199

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 191

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	inconvenientes en la facturación de todos los agentes cuando este mecanismo se aplique en el sistema	
260	Clasificación: CERE En relación con la obligación del comercializador de realizar el balance de facturación, sugerimos aclarar el tratamiento regulatorio del descuento asociado al CERE. A la luz de la regulación vigente, el comercializador no actúa como recaudador de este cargo, por lo que la figura propuesta podría generar una asimetría financiera al imponerle una responsabilidad económica sin un mecanismo expreso de compensación (no se realiza el descuento en la compra de energía). Recomendamos que la Comisión mantenga como responsable del recaudo al generador y defina con claridad si este valor debe o no formar parte del balance, y en caso afirmativo, cómo se garantiza su reconocimiento dentro del esquema de transacciones del mercado	Ver respuesta comentario 14, 16 y 37

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 192

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
261	Clasificación: Comercialización Se considera fundamental que la Comisión precise de manera detallada la información que debe disponerse para la elaboración del balance de facturación, ya que con lo indicado en los artículos 14 y 36 no queda suficientemente claro; esto en condiciones de oportunidad y confiabilidad. Adicionalmente es importante definir las reglas de ajustes en dichos balances, por no lecturas dadas por situaciones de falla de sistemas de medición, de comunicación, entre otros. En este sentido, se recomienda especificar las fuentes oficiales de consulta y el agente responsable de su provisión, garantizando así la trazabilidad y consistencia del proceso. En línea con lo anterior, proponemos a la Comisión que los reportes de consumo y generación asociados a las fronteras de los AGR y PMR se ajusten a los tiempos establecidos para el reporte y facturación definido en el artículo 42 de la Resolución CREG 156 de 2011, así como a los requisitos técnicos contemplados en el artículo 19 de la Resolución CREG 174 de 2021. Esta alineación normativa garantizará la disponibilidad oportuna y confiable de la información requerida para los procesos de balance y facturación por parte de los agentes involucrados	Ver respuesta comentario 37. Adicionalmente las fronteras ya cumplen con las reglas de la Res. CREG 038 de 2014, 156 de 2011 y 157 de 2011
262	Clasificación: Pérdidas Aunque el proyecto de resolución aborda el tratamiento de pérdidas, sugerimos que se incorpore un desarrollo específico sobre la aplicación de pérdidas en casos donde el usuario final asociado a una figura de AGR o PMR interactúe con y en múltiples SDLs. Lo anterior con el fin de evitar que este escenario pueda generar complejidades en la asignación de pérdidas entre agentes	Ver respuesta comentario 25 y 300

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 193

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
263	Clasificación: Modernización reglamento comercial Con el fin de asegurar una correcta implementación operativa de los esquemas propuestos, es importante que la resolución establezca los lineamientos para la comunicación entre agentes involucrados (comercializadores, generadores, ASIC, entre otros), así como la identificación de posibles requerimientos tecnológicos y costos asociados a la adecuación de los sistemas de información y de intercambio de datos. Aunque actualmente el CAC adelanta la estructuración de un estudio para la presentar a la CREG una propuesta para la modernización del reglamento de comercialización (Resolución CREG 156 de 2011) y el tema sería abordado allí, respetuosamente sugerimos a la CREG el establecimiento de lineamientos temporales al respecto.	Ver respuesta comentario 37, en el cual se modifica la interacción. Sobre lo que van a proponer, quedamos a espera del documento
264	Clasificación: Fronteras comerciales Así mismo, es importante tener en cuenta que la instalación de medidores en fronteras de autogeneración ubicadas en distintas localizaciones geográficas implica la implementación de sistemas de telemetria, lo cual genera costos adicionales al representante de la frontera. Estos incluyen planes de datos, módems, servidores, software de gestión de telemetrias, medidores bidireccionales compatibles con los sistemas de lectura, y, en caso de fallas, el desplazamiento de personal técnico para la recuperación de lecturas o restablecimiento de las comunicaciones	Se debe tener la telemetria, pues es energía que se debe llevar en cuenta en el ASIC y en transacciones en el mercado
265	Clasificación: Vinculación económica De otra parte, se solicita a la Comisión evaluar la pertinencia técnica y regulatoria de mantener el contenido del artículo 35 del proyecto de resolución, el cual establece disposiciones para la comercialización de energía por parte de un usuario con calidad de productor marginal (PM) que no atiende usuarios con vínculo económico y cuya conexión se realiza al STN, STR o SDL. Al respecto, se observa que las condiciones allí planteadas ya se encuentran reguladas en el marco normativo vigente al cual remite el mismo artículo — particularmente en lo dispuesto en las resoluciones CREG 024 de 2015, 101_019 de 2022 y demás	Ver respuesta comentario 193

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 194

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	normas complementarias— por lo que incluirlo nuevamente en esta resolución podría resultar redundante o inducir a interpretaciones regulatorias divergentes. Sugerimos considerar si este artículo añade un valor sustantivo al esquema propuesto o si, por el contrario, su omisión podría favorecer la coherencia normativa y la claridad del marco regulatorio aplicable.	
266	Clasificación: LBC Con relación con el tratamiento que se propone en el proyecto de resolución frente al consumo de energía que exceda la Línea Base de Consumo (LBC) del usuario asociado a esquemas de autogeneración remota (AGR) o productor marginal remoto (PMR), no resulta claro cómo aplicaría este concepto de LBC en el marco del contrato que suscriba el usuario con el comercializador. Los artículos 14 y 35 de la resolución en consulta refiere el tratamiento para consumos por encima de la Línea Base de Consumo (LBC). Si bien la LBC es una condición propia de la autogeneración, extender esta obligación a un AGR o PM que atiende usuarios de forma remota no resulta razonable, especialmente con las señales contenidas en el proyecto de resolución, en lo asociado a que el balance de facturación en las fronteras es independiente. En este contexto, el AGR o PM negocia con el agente comercializador en función del consumo del usuario, sin que la autogeneración tenga incidencia directa en la frontera de comercialización. Por tanto, la aplicación de una LBC no resulta pertinente, al tratarse de esquemas con facturaciones independientes que no deberían estar condicionados por parámetros propios de la autogeneración convencional	Ver respuesta comentario 14 y 51
267	Clasificación: LBC En este mismo tema, se considera indispensable que la regulación definitiva sea armónica con las disposiciones vigentes en materia de precios de escasez, en particular con lo definido en la Resolución CREG 101_066 de 2024. En ese sentido, hacemos un llamado respetuoso a la Comisión para que garantice que la regulación propuesta sea coherente con el actual esquema de precios de escasez, de manera que la energía consumida por encima de la línea base se valore	Es energía no cubierta, se debe valorar al precio de bolsa pues no se puede trasladar costos a la demanda

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 195

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	con base en los precios de escasez definidos, cuando corresponda, promoviendo así una adecuada señal de eficiencia, consistencia normativa y coordinación entre instrumentos regulatorios que afectan simultáneamente a los usuarios finales, agentes comercializadores y generadores	
268	Clasificación: Talleres de Socialización Teniendo en cuenta la complejidad operativa y comercial del esquema propuesto, recomendamos que previo a la expedición de la resolución definitiva, la Comisión desarrolle talleres técnicos para socializar los procedimientos asociados al balance de facturación y otros aspectos operativos, a partir de ejemplos y escenarios prácticos. Igualmente, sugerimos definir un periodo de transición que permita la adecuación progresiva de los sistemas y procesos de los agentes y usuarios involucrados	Ver respuesta comentario 208
269	Clasificación: Marcha blanca Se considera necesario establecer un periodo de transición para la atención de solicitudes de nuevos usuarios AGR y PMR, que contemple el tiempo y recursos que deberán destinar los comercializadores y generadores para gestionar el traslado de usuarios del mercado regulado al no regulado, conforme a lo dispuesto en la propuesta. Este proceso puede implicar costos adicionales derivados de la gestión masiva de trámites y debe ser debidamente considerado en el cronograma de implementación	Ver respuesta comentario 199
270	Clasificación: Fronteras comerciales En lo relativo a la inscripción de fronteras comerciales, sugerimos que se deje expresamente indicado que la inscripción ante el ASIC se entenderá como una novedad por cambio de actividad o de representación, sin que ello implique la necesidad de realizar gestiones adicionales ante la UPME, salvo que se modifiquen condiciones técnicas del punto de conexión.	Para el registro de fronteras comerciales se debe seguir el proceso, pues esto implica documentación y garantías

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 196

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
271	Clasificación: Resolución MME Teniendo en cuenta el proyecto de resolución recientemente publicado por el Ministerio de Minas y Energía, “por la cual se definen las reglas, requisitos y obligaciones habilitantes para que los autogeneradores y productores marginales utilicen las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y puedan entregar sus excedentes y/o consumir la energía que producen en sitios diferentes a los de producción”, sugerimos respetuosamente que la versión definitiva de la Resolución CREG 701_091 reafirme con claridad que el alcance regulatorio allí contenido es suficiente para viabilizar las actividades de AGR y PMR conforme a los habilitantes definidos en el Decreto 1403 de 2024. Esta precisión contribuirá a brindar mayor certidumbre a los agentes del mercado, reforzar la coherencia entre política pública y regulación, y evitar interpretaciones divergentes que puedan afectar la implementación armónica del nuevo marco normativo	Ver respuesta comentario 47.
272	Clasificación: Sin excedentes Valoramos positivamente los avances regulatorios contenidos en el proyecto, en particular la delimitación de las diferentes figuras (Autogenerador Remoto – AGR, Autogenerador a Gran Escala – AGGE, Autogenerador a Pequeña Escala – AGPE, Autogenerador Colectivo – AC y Productor Marginal – PM), y la claridad sobre su exclusividad de aplicación. También destacamos el esfuerzo por armonizar la regulación vigente con los lineamientos del Decreto 1403 de 2024, en especial en lo referente al artículo 1 de dicho decreto. No obstante, el alcance del lineamiento de política sobre la liberación de condiciones para autogeneración y producción marginal “sin excedentes a la red” que se estableció vía decreto, debería ser abordado con una norma del mismo nivel jerárquico y, en ese sentido, consideramos prioritario que el Ministerio modifique dicho Decreto con el fin de evitar los riesgos operativos y sistémicos que generaría para el sistema la aplicación de tal flexibilización.	Ver respuestas comentarios 7, 30, 53 y 55

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 197

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
273	Clasificación: Comercialización Con relación a la comercialización tanto para la AGR como para PMR, planteadas en los artículos 14 y 36 respectivamente, la CREG plantea que debe existir un balance realizado entre el agente comercializador y generador para garantizar los procesos de facturación, en el que el comercializador debe descontar el valor del CERE en la liquidación del consumo de usuarios AGR o PM. Sin embargo, la resolución no define un procedimiento claro para llevar a cabo este proceso que actualmente no se aplica y cómo se reconocería al comercializador el descuento del CERE al usuario, al plantearse como obligatorio en el artículo 14 Dado que no se requiere la representación de un mismo agente para la entrega de energía como para el consumo, es necesario que haya una articulación entre el agente comercializador y el agente generador que representan al AGR en sus fronteras respectivas y que se especifique en el articulado de la resolución cómo sería esta coordinación entre agentes para realizar el respectivo neteo. En ese sentido, vemos necesario que se establezca con claridad dicho procedimiento; así mismo, es importante que se defina un periodo de transición para que este proceso se desarrolle sin ningún impacto negativo para los usuarios o los agentes	Ver respuesta comentario 37
274	Clasificación: LBC Por su parte en el numeral i del Artículo 14 y numeral i del Artículo 35 se establece que: "Así mismo, en relación con el consumo si este supera la línea base de consumo del usuario, el ASIC aplicará el artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015 usando el valor registrado en la frontera de comercialización". A su vez, el artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015 establece que: "Cuando el precio de bolsa sea mayor al precio de escasez superior, la energía que consuma del SIN un autogenerador y que sea superior a su línea base de consumo, calculada como lo establece el anexo 1 de la Resolución CREG 101 019 de 2022, será liquidada al comercializador que atiende la demanda del autogenerador al precio de bolsa. El comercializador podrá trasladar este costo al autogenerador".	Ver respuesta comentario 14 y 51

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 198

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	Con base en lo anterior, sugerimos revisar la pertinencia de emplear el precio de escasez superior como referencia, ya que consideramos que debería utilizarse el precio que aplica específicamente a la planta de generación en cuestión. Ahora bien, bajo el entendimiento que el descuento del CERE al usuario por el “neteo” que se realiza no afectaría el pago de esta componente al sistema, es razonable que la Línea Base de Consumo - LBC- se considere en el frontera de consumo del AGR y no con base en el consumo neto al descontar la generación con la que se realiza el neteo. En caso contrario, si el AGR no asumiera el pago del CERE al sistema por la energía con la que se hace el “neteo”, la aplicación del artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015 tendría que recaer sobre el consumo neto	
275	Clasificación: Pérdidas El proyecto no especifica cómo se realizará el tratamiento de pérdidas eléctricas, lo cual es especialmente relevante cuando un mismo usuario opera en varios Sistemas de Distribución Local (SDL). Por lo tanto, recomendamos incluir lineamientos que aseguren un tratamiento transparente y armónico con la estructura de costos Los Artículos 13 y 33 establecen el tratamiento de pérdidas para los AGR y PMUFR, al respecto, identificamos que las disposiciones no son claras en cómo se asumirán las pérdidas del STR y el SDL en su medición comercial. Cabe mencionar, que en las normas actuales los generadores embebidos solo asumen las pérdidas de su red privada hasta el punto de conexión, sin incluir las del STR/SDL	Ver respuesta comentario 25 y 300
276	Clasificación: Vinculación económica Los artículos 19 y 43 incluyen disposiciones para la atención de usuarios sin vinculación económica por parte de productores marginales. Consideramos que esta inclusión desnaturaliza la figura del PM, cuya esencia legal está fundamentada precisamente en la existencia de una vinculación económica directa. Por tanto, solicitamos eliminar esta opción del articulado	Ver respuesta comentario 193

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 199

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
277	Clasificación: Resolución MME Valoramos los esfuerzos por armonizar la nueva regulación con las Resoluciones CREG 075 y 174 de 2021 y 024 de 2015. Sin embargo, sugerimos incluir un ajuste al párrafo del artículo 11 de la Resolución CREG 075 que excluya a los autogeneradores sin entrega de excedentes del procedimiento particular a cargo de la UPME para llevar a cabo la asignación de capacidad de transporte y en este sentido se indique que tales usuarios no requieren asignación de dicha capacidad para realizar su conexión.	Se tiene en cuenta el comentario
278	Clasificación: Procedimiento de conexión Con respecto al Artículo 5, vemos fundamental que se establezca que antes de iniciar el procedimiento de conexión, para activos que ya se encuentran en funcionamiento y deseen convertirse en AGR, se realice el procedimiento de normalización comercial y técnica ante el operador de red. Lo anterior, debido a que esta situación no se encuentra claramente definida en la propuesta en consulta. Con respecto al punto número 3 del mencionado artículo donde se indica que: "El sistema de trámite en línea del Operador de Red y la ventanilla única de que tratan las Resoluciones CREG 174 de 2021 y 075 de 2021 deberán aceptar las solicitudes de conexión para los AGR en los términos definidos en este artículo." Solicitamos a la Comisión se establezca un periodo de transición para que los OR realicen los ajustes necesarios para poder recibir dichas solicitudes de conexión	Entendemos que sugiere que se debe realizar al activo de generación en primer lugar el procedimiento técnico y comercial para por ser AGR. Le informamos que en ese sentido es fue la propuesta y también la resolución definitiva. Sobre el sistema del OR, Ver respuesta comentario 173
279	Clasificación: Vinculación económica El artículo 15 establece que los receptores del suministro de energía por parte del Autogenerador Remoto (AGR) deben desarrollar la misma actividad económica principal, conforme al código CIU, que la persona natural o jurídica que realiza la actividad de autogeneración remota. Con el fin de mejorar la trazabilidad y facilitar la verificación por parte de los agentes comercializadores y entidades de control, se sugiere que los receptores estén vinculados al mismo Número de Identificación Tributaria (NIT) del AGR. Esta medida permitiría una identificación más	La propuesta regulatoria se consultó en el sentido de su comentario. Se revisa ajusta para que no quede ninguna duda que los usuarios asociados aun AGR están obligado a tener el mismos NIT del AGR.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 200

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	precisa de los usuarios vinculados, especialmente en casos donde una misma entidad opera múltiples sedes con diferentes actividades económicas complementarias	
280	Clasificación: Comercialización Las empresas han identificado que existe una posibilidad de que en el momento que el usuario pase a ser autogenerador remoto y se identifique como usuario no regulado, no haya un comercializador con la contratación de energía suficiente para cubrir la demanda de todas las fronteras de ese nuevo usuario del mercado no regulado. Por lo cual, se sugiere plantear un mecanismo transitorio para estos casos	Esto es gestión de los usuarios y comercializadores, es libre competencia No se puede generar un mecanismo obligatorio, pues esto es un mecanismo por medio de contratos para no afectar la tarifa del regulado
281	Clasificación: Cargo Respaldo En el numeral 2 del artículo 9, se establece la aplicación de cargos de respaldo conforme a la Resolución CREG 015 de 2018 cuando existan activos de generación en el punto de conexión del usuario AGR. Sin embargo, el Decreto 1403 de 2024 señala que los contratos de respaldo son opcionales para autogeneradores menores a 1 MW. Por lo tanto, se sugiere armonizar el proyecto de resolución con lo dispuesto en dicho decreto, para evitar contradicciones y asegurar coherencia normativa	El Decreto 1403 de 2024 se refiere a los AGPE de forma directa: Los autogeneradores a pequeña escala podrán suscribir contrato de respaldo con el operador de red o el transportador al cual se conecten, en los términos que para ello defina la CREG. Y esta regla será tratada en regulación independiente, ya se tiene una consulta: PROYECTO DE RESOLUCIÓN 701 082 DE 2025 Por la cual se actualizan las reglas para la suscripción de contratos de respaldo para usuarios autogeneradores del SDL o STR, en cumplimiento del Decreto 1403 de 2024.
282	Clasificación: Comercialización De forma general observamos que se requiere un mayor detalle del esquema propuesto, junto a un documento soporte que aborde un análisis de escenarios acerca del nuevo esquema de liquidación de las transacciones asociadas a la autogeneración remota y el productor marginal, dado que existen algunos temas del esquema que requieren mayor claridad, tales como la facturación neta y los impactos que podría tener frente a la liquidación de los cargos por uso de los	Ver respuesta comentario 14

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 201

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	comercializadores, por lo tanto, vemos pertinente que la CREG desarrolle a la mayor brevedad posible un taller de socialización donde presente este mecanismo transaccional y los posibles escenarios que se podrían tener para la participación de los agentes del mercado y/o usuarios del servicio de energía eléctrica.	
283	Clasificación: Resolución MME Así mismo, respetuosamente consideramos que esta propuesta regulatoria debe armonizarse con el proyecto de resolución expedido por el Ministerio de Minas y Energía relacionado con lineamiento de política pública sobre “Por la cual se definen las reglas, requisitos y obligaciones habilitantes para que los autogeneradores y productores marginales utilicen las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y puedan entregar sus excedentes y/o consumir la energía que producen en sitios diferentes a los de producción y se dictan otras disposiciones” con el fin de incorporar las medidas allí dispuestas para viabilizar el uso de plantas de generación como autogeneradores remotos.	Ver respuesta comentario 47
284	Clasificación: Sin excedentes De acuerdo con lo establecido en este artículo, a los Autogeneradores Remotos (AGR) les resulta aplicable el procedimiento de conexión definido en la Resolución CREG 075 de 2021 o en la Resolución CREG 174 de 2021, según corresponda. Adicionalmente, el artículo 48, en concordancia con el Decreto 1403 de 2024, establece que no se requerirá concepto de conexión por parte de la UPME, únicamente para aquellos AGR que no entreguen excedentes de energía. En este sentido, agradecemos confirmar nuestro entendimiento según el cual, dado que un usuario que ejerce la actividad de AGR con entrega de excedentes (AGFR) inyecta energía permanentemente a la red para atender un punto de consumo distinto al de generación, si la flexibilización contemplada en el Decreto 1403 no le resultaría aplicable.	Ver respuestas comentarios 7, 30, 53, 54, 63, 64, 55 y 80

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 202

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
285	Clasificación: Figuras AGR y PM De acuerdo con lo establecido en el párrafo del artículo: “En caso de que estos usuarios quieran realizar las actividades de AGPE, AGGE, PM o AC deberán retirarse del AGR, dado que las mismas no podrán desarrollarse simultáneamente”, agradecemos confirmar nuestro entendimiento, según el cual un usuario que cuenta con múltiples fronteras de consumo y participa en un esquema de Autogenerador Remoto (AGR), podría destinar algunas de esas fronteras para el desarrollo de otras actividades como AGFR, AGGE sin entrega de excedentes o PMUFR. En caso de que la interpretación no sea correcta, agradecemos dejar explícito que dichas actividades son excluyentes entre sí, y que un usuario con varias fronteras de comercialización no podrá participar simultáneamente en más de una de ellas.	Todas las constituciones son independientes. Es diferente ser: AGPE, AGGE, AC, Cogenerador, AGR o PM. Pues tienen reglas distintas.
286	Clasificación: Resolución MME Según lo dispuesto en el artículo, “Para la operación del activo de generación de un usuario AGR en el STN, STR o SDL se deberá cumplir con los artículos 12, 13, 14, 15 y 17 de la Resolución CREG 024 de 2015 y las Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022, y todas aquellas que las hayan modificado o sustituido o que contengan reglas de operación de generadores.” De acuerdo con lo anterior, se evidencia un tratamiento regulatorio en esta resolución para los AGR equivalente a las plantas de generación convencionales. Sin embargo, en el proyecto de resolución del MME se proponía un enfoque diferenciado para estas instalaciones, otorgándoles un tratamiento similar al de plantas menores. Consideramos importante que ambos marcos regulatorios se armonicen, con el fin de tener mayor claridad sobre los requisitos técnicos y operativos aplicables a los AGR, así como, los aspectos transaccionales del esquema propuesto.	Ver respuesta comentario 47
287	Clasificación: Fronteras comerciales En relación con lo dispuesto en el artículo sobre el sistema de medida y registro de fronteras	Siempre que un generador entregue excedentes deberán contar con capacidad asignada por la UPME.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 203

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	comerciales, consideramos importante que este aspecto se articule adecuadamente con las disposiciones del proyecto de resolución del MME, teniendo en cuenta que un generador que desee asumir la condición de Autogenerador Remoto (AGR) podría continuar utilizando su actual frontera de generación, sin que ello implique la necesidad de obtener un nuevo concepto de conexión por parte de la UPME para el desarrollo de esta nueva actividad.	Si ya la tiene no requiere de modificación, esto se incluye en el texto definitivo de la resolución; y si desea aumentar la capacidad aprobada eso implica una modificación de la asignación de capacidad y deberá realizar el trámite establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, para obtener un nuevo concepto de conexión con la ampliación solicitada. Para los proyectos con capacidad asignada no se encierra necesario realizar ajustes a la Resolución CREG 075 de 2021. Se aclara que la prohibición se realizó en el procedimiento establecido en la Resolución UPME 528 de 2021 y le corresponderá a la UPME ajustar el mismo en caso de considerarlo pertinente
288	Clasificación: CERE Es importante que se aclare como el comercializador va a recuperar el beneficio que recibirá el usuario relacionado con el no pago de CERE, así mismo, se debe también precisar si el generador que sea despachado centralmente va a recaudar CERE por su generación real. Por tanto, consideramos que estos aspectos requieren mayor claridad en los lineamientos de la liquidación que se establezca en la regulación en comento de la CREG. Por otra parte, en relación con el numeral i) y la aplicación del artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015, es importante precisar la condición que activa la aplicación de dicho artículo, es decir, este se aplica únicamente con el hecho de que el consumo de la frontera de demanda supere la LBC, o si también se considerará como criterio que el precio de bolsa sea superior al Precio de Escasez Superior (PES). Adicionalmente, consideramos que se debe aclarar el tratamiento que se dará a la generación entregada por la frontera de generación y su liquidación en los siguientes puntos: 1. ¿Esta energía entra directamente a cubrir la demanda del usuario o se requiere registrar ante el ASIC un contrato entre el agente generador representante del AGR y el agente comercializador representante de las fronteras de consumo para	Ver respuesta comentario 14, 16 y 37 para aspectos de CERE y comercialización Sobre la LBC ver la respuesta comentario 51

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 204

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	que esta energía haga parte del cubrimiento de la demanda con autogeneración remota? 2. ¿En caso de que esta energía no entre a cubrir directamente la demanda se podría negociar a través de un contrato con otro agente o vender en la bolsa? 3. ¿En caso de que el usuario prefiera que esta energía entre a cubrir su demanda y se generan excedentes de contratos, los excedentes liquidados por esta energía se podrían aplicar para el neteo de la facturación que trata este artículo? Proponemos a la CREG que se establezca un procedimiento de este esquema de liquidación a través de un anexo a la misma resolución que tenga el detalle sobre el tratamiento que aplicarían los generadores o comercializadores	
289	Clasificación: Fronteras comerciales Por otra parte, el Documento Soporte 901 125 de 2025 señala que “Un principio básico es que el AG remoto solo tendrá una frontera de generación de inyección de energía, pues de lo contrario sería similar a una Comunidad Energética que sí puede tener varios puntos de inyección de energía” (subrayado fuera del texto). No obstante, consideramos que el texto del proyecto de resolución no deja claro que un AGR deba contar con una única frontera de generación. En cualquier caso, esta limitación podría limitar la posibilidad de que un mismo usuario utilice múltiples fronteras de autogeneración remota para la cobertura de su demanda. Consideramos importante que se aclare y precise si, dentro del esquema de AGR, es posible vincular para un mismo usuario o representante comercial de la demanda una o varias fronteras de generación.	Se deja claro lo solicitado Así mismo, aclaramos que esto no son comunidades energéticas que pueden tener múltiples fronteras de generación
290	Clasificación: Procedimiento de conexión En relación con lo dispuesto sobre el Ámbito de Aplicación, el cual establece que: “También aplica a las conexiones de los autogeneradores a gran escala (AGGE) con potencia máxima declarada menor a 5 MW, en lo concerniente a las condiciones de conexión que se establecen en el Capítulo III de	Se aclara lo solicitado Ver respuesta comentario 173

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 205

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	esta resolución. Las reglas de procedimientos de conexión y requisitos técnicos que aplican a los anteriores AGGE, también aplicarán a plantas de generación de Capacidad Efectiva Neta (CEN) mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW”(Subrayado fuera de texto). Agradecemos confirmar el entendimiento de que estas reglas aplicarían a plantas de generación con Capacidad Efectiva Neta (CEN) mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW que se conecten el Sistema de Distribución Local (SDL).	
291	Clasificación: CERE En relación con la comercialización de energía para las figuras de Autogenerador Remoto (AGR) y Productor Marginal (PM), previstas en los artículos 14 y 36 del proyecto de resolución, consideramos necesario definir con mayor claridad el mecanismo de balance entre el agente comercializador y el agente generador para efectos de facturación, incluyendo el descuento del componente CERE en el consumo de los usuarios atendidos bajo estas figuras, dado que, dicho descuento debe calcularse de manera horaria, en función de la comparación entre el consumo y la generación asignada a cada frontera comercial No obstante, el proyecto no establece un procedimiento claro para la implementación de este mecanismo, el cual actualmente no se aplica, ni especifica cómo se reconocerá efectivamente dicho descuento al usuario. Además, esta operación debe estar debidamente reflejada en la facturación que realiza XM al comercializador. Cabe resaltar que, en la actualidad, los comercializadores no actúan como recaudadores del CERE, lo cual genera un desbalance entre lo efectivamente recaudado por parte del agente comercializador y el monto que debe ser transferido al LAC. Por ello, es indispensable aclarar y coordinar de manera precisa lo que se cobra al usuario y lo que XM factura al comercializador, con el fin de evitar que este último asuma riesgos financieros derivados de posibles desfases entre el cobro y el pago del CERE En concordancia con lo anterior, y respecto a la liquidación horaria y mensual de los usuarios que pertenezcan a las figuras de AGR y PM, teniendo en cuenta que la representación para la entrega de energía y para el consumo puede estar a cargo de	Ver respuesta comentario 14, 16 y 37 Sobre una marcha blanca ver respuesta comentario 199

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 206

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	agentes distintos (por ejemplo, cuando el comercializador no está integrado con el generador), es indispensable definir de forma precisa la coordinación operativa y comercial entre el comercializador y el generador que representen al AGR o al PM en sus respectivas fronteras. Esto, dado que el balance horario para el descuento del CERE depende directamente de la generación en la frontera de generación, información que está en poder del agente generador y no del comercializador, quien representa únicamente las fronteras comerciales, tanto para la liquidación horaria como para la mensual Esta articulación debe contemplar los procedimientos necesarios para realizar correctamente el neteo de energía, establecer criterios de validación y definir los flujos de información requeridos para el balance horario y la liquidación en el periodo de facturación por parte de los agentes generadores y comercializadores a los usuarios finales. En este contexto, consideramos fundamental que se establezca un periodo de transición para la implementación de estos procesos, con el fin de mitigar impactos operativos, financieros y tecnológicos tanto sobre los agentes como sobre los usuarios	
292	Clasificación: CERE Adicionalmente, no solo se requiere definir los lineamientos de comunicación entre generador y comercializador, sino también establecer un esquema de reporte entre el comercializador y XM que permita identificar con claridad las cantidades de energía exentas del CERE y aquellas sujetas a su recaudo. Este esquema debe contemplar los canales, formatos y plazos de reporte, asegurando consistencia y trazabilidad en el proceso de liquidación y facturación entre todos los agentes involucrados	Ver respuesta comentario 14, 16 y 37
293	Clasificación: CERE Finalmente, solicitamos que en el texto definitivo de la resolución se deje explícito que el descuento del CERE al consumo que iguale la generación, o al porcentaje de asignación de generación en el caso de autogeneradores remotos con múltiples fronteras de consumo o productores marginales,	Ver respuesta comentario 14, 16 y 37

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 207

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	sea optativo por parte del comercializador. Es decir, debe quedar claramente establecido que el comercializador que atienda a estos usuarios tiene la potestad de determinar si aplica o no dicho descuento, y que esto no se configure como una obligación impuesta al comercializador, tal como podría interpretarse en los artículos 14 y 36 del proyecto de resolución	
294	Clasificación: Pérdidas Se solicita a la Comisión precisar en la resolución cómo será el procedimiento de liquidación de los usuarios, así como el tratamiento de las pérdidas en los casos en que el Autogenerador Remoto (AGR) o el Productor Marginal (PM) concentren sus fronteras comerciales (fronteras de consumo) y su frontera de generación en diferentes niveles de tensión Por ejemplo, que las fronteras de consumo se encuentren distribuidas entre los niveles de tensión 1 y 2, y la frontera de generación se ubique en el nivel de tensión 3. Es necesario que en las disposiciones de la resolución definitiva se especifique expresamente cómo se realizará la liquidación en estos casos. En particular, si la energía entregada se referirá al nivel de tensión más alto, al nivel de tensión predominante de los usuarios, o si se aplicarán reglas diferenciadas para cada nivel. Esta claridad es fundamental para evitar incertidumbres operativas y regulatorias en la implementación del esquema de autogeneración remota y productores marginales	Ver respuesta comentario 25 y 300
295	Clasificación: Comercialización Se solicita a la Comisión definir los lineamientos para establecer la comunicación entre el agente comercializador y los usuarios vinculados a un Autogenerador Remoto (AGR), ya sea con una única frontera de consumo o con múltiples fronteras, así como a un Productor Marginal (PM). Esto resulta fundamental en los casos en que se presenten cambios dentro del grupo de usuarios asociados a estas figuras, tales como la modificación de los porcentajes de participación, el	Ver respuesta comentario 14, 16 y 37

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 208

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	ingreso de nuevos usuarios o el retiro de usuarios previamente vinculados. Contar con un protocolo claro de actualización y comunicación de esta información permitirá que el comercializador disponga de datos oportunos y verificados al momento de realizar la liquidación, evitando errores que puedan afectar tanto a los usuarios como al propio agente comercializador. Esta medida es clave para garantizar la transparencia, trazabilidad y eficiencia del proceso comercial.	
296	Clasificación: Comercialización En el marco del proyecto de resolución, surgen dudas relevantes sobre la disponibilidad y suministro de los bloques de energía para los usuarios que migren del mercado regulado al mercado no regulado bajo las figuras de Autogenerador Remoto (AGR) y Productor Marginal (PM), independientemente de si cumplen o no con los requisitos actuales de potencia y energía establecidos en la regulación para participar en el mercado competitivo Si bien este proyecto contempla que los usuarios que se constituyan bajo alguna de las figuras de Autogenerador Remoto (AGR) o Productor Marginal (PM) serán tratados como usuarios no regulados, y específicamente los artículos 14 y 34 del proyecto de resolución prevén la posibilidad de que dichos usuarios celebren contratos bilaterales con un agente comercializador, no se establece qué ocurre en el evento de que no se logre un acuerdo entre las partes (usuarios y comercializador). En este sentido, se solicita a la Comisión aclarar lo siguiente: ¿En caso de que uno o varios usuarios no logren suscribir un contrato bilateral con el agente comercializador que represente al AGR o al PM, estos usuarios no podrán ser parte de dichas figuras? O, en otras palabras: ¿La imposibilidad de contratar con un comercializador que lo atienda en el mercado no regulado, impide su participación en calidad de AGR o PM? Esta aclaración resulta fundamental para brindar seguridad jurídica a los agentes, facilitar la	Tanto el AGR como el PM están en libertad de escoger el comercializador que los represente. En caso de encontrar negativa de todos algunos o varios comercializadores, podrán poner en conocimiento de la SSPD la situación para que se inicien las investigaciones correspondientes ante la negativa de prestación del servicio.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 209

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	implementación del esquema propuesto y evitar que restricciones comerciales o de negociación impidan la conformación efectiva de estas nuevas figuras de participación	
297	Clasificación: Redes privadas De acuerdo con lo indicado en el artículo 20 del presente proyecto de resolución, donde se menciona lo siguiente: “Lineamientos de los activos eléctricos en redes privadas para atención de vinculados económicos: Si son usuarios sin conexión al STN, STR o SDL, las redes privadas que conecten el usuario PM con el usuario vinculado económico deberán cumplir el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y demás normas técnicas Nacionales o Internacionales (según aplique) que garanticen una operación segura y confiable. Cuando no exista norma nacional aplicable, se deberán utilizar normas internacionales que use el Transportador del mercado de comercialización en que se está operando. En cualquier caso, el usuario PM podrá solicitar al Transportador que opera en la misma área las normas que este usa para ser utilizadas. En este caso, lo relacionado con los activos eléctricos de las redes privadas, su manejo y toda la responsabilidad asociada con los mismos es del usuario PM y de su agente comercializador representante”. Entendemos que se está asignado al comercializador representante del PM la responsabilidad sobre el cumplimiento del RETIE y otras normas aplicables a las redes privadas que conectan al productor marginal con sus usuarios. Teniendo en cuenta lo anterior, solicitamos respetuosamente que, en el documento definitivo, se deje taxativamente que dicha responsabilidad (cumplimiento RETIE y demás normas técnicas) debe recaer exclusivamente en el usuario productor marginal, quien es el propietario y constructor de dichas redes y no en el agente distribuidor o comercializador que lo representa	Ver respuesta comentario 2 En cuanto al RETIE siempre es de obligatorio cumplimiento en cualquier instalación siendo responsabilidad del que lo que establezca dicha norma
298	Clasificación: Marcha Blanca	Ver respuesta comentario 199

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 210

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	Ante la posible masificación de las figuras de AGR y PM, solicitamos que se establezcan periodos de transición adecuados para la implementación de las obligaciones regulatorias, considerando los ajustes necesarios en sistemas comerciales, operativos y contractuales. Así mismo, vemos conveniente que la Comisión realice talleres técnicos de socialización que faciliten la comprensión e implementación de los procedimientos asociados a integración de estas figuras.	
299	Clasificación: Dispersión Resulta fundamental que se armonice la dispersión máxima permitida para los usuarios que desarrollen las actividades de AGFR y PMUFR, de manera que tanto la frontera de generación (asociada al activo de generación) como la frontera de comercialización del usuario (para efectos del suministro de energía eléctrica) se ubiquen dentro de un mismo Sistema de Distribución Local (SDL). Debe tenerse en cuenta que, mediante el parágrafo 2 del Decreto 1403 de 2024 se establece que, el Ministerio de Minas y Energía definirá las reglas para los autogeneradores y productores marginales que utilicen redes del SIN para entregar sus excedentes o para consumir energía en sitios diferentes a los de producción. Si bien el Ministerio no ha expedido una Resolución en firme en este aspecto, los lineamientos de política pública actuales sujetan que el límite máximo de dispersión de la capacidad instalada de una unidad de generación y sus usuarios deben pertenecer al mismo mercado de comercialización y se encuentren en el mismo Sistema de Distribución Local (SDL). Esto, trayendo a colación el límite máximo de dispersión que ya ha sido establecido para las actividades de Autogeneración Colectiva (AGRC) y Generación Distribuida Colectiva (GDC), conforme lo dispuesto en el artículo 3° de la Resolución UPME 000501 de 2024 y lo ordenado por el Decreto 2236 de 2023 en relación con las comunidades energéticas. Asimismo, el parágrafo En este sentido, la máxima dispersión de las actividades de AGFR y PMUFR debe ser alinearse con lo dispuesto en la Resolución UPME 000501 de 2024 y el Decreto 2236 de 2023, de manera que tanto la capacidad instalada de la unidad de	El mecanismo de dispersión actual aplica sobre comunicados energéticas. Los AGR y PM son figuras independientes. Con las reglas definidas no se necesita tener un mecanismo de limitación. Sobre los usuarios de la región caribe con alto consumo, precisamente tendrían más oportunidades pues pueden seleccionar cualquier zona del país. Los comercializadores de dicha zona debe competir por los usuarios que puedan aplicar esta norma, sin restricciones que afecten la competencia. Si se limita a un solo SDL, los usuarios quedarían afectados a un solo comercializador, siendo un monopolio.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 211

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	generación y sus usuarios deben pertenecer al mismo mercado de comercialización y se encuentren inmersos en el mismo Sistema de Distribución Local (SDL). Esta medida reviste especial importancia para los usuarios de la región Caribe, quienes presentan elevados niveles de consumo de energía eléctrica debido a las condiciones físico-geográficas del territorio. En efecto, el numeral 3.3 del artículo 3° de la Ley 142 de 1994 establece que la intervención estatal en los servicios públicos se da con el fin de que la regulación de la prestación de los servicios públicos tenga en cuenta las características de cada región. En consecuencia, resulta indispensable que la normativa dispuesta por la CREG reconozca y considere las particularidades de los usuarios de la región Caribe, como sus condiciones climáticas y de demanda de dichos mercados, de manera que sean estos mismos quienes puedan aprovechar los recursos energéticos. De no establecerse que la máxima dispersión para realizar las actividades de AGFR y PMUFR este limitado a un mismo SDL, se podrían generar que usuarios con fronteras de comercialización en mercados de bajo consumo —ubicados incluso por encima de los 1.000 m.s.n.m.— instalen activos de generación en los mercados de la región Caribe. Es indispensable que, dentro de la reglamentación de los lineamientos de política pública, los usuarios con mayor consumo energético, como ocurre en la región Caribe, sean precisamente quienes se beneficien de los instrumentos para promover, desarrollar y utilizar las fuentes no convencionales de energía renovable y el aprovechamiento de los recursos de su entorno. Esta medida contribuiría no solo a la reducción del valor de la factura de energía para los usuarios finales de los mercados de la región Caribe, sino también a la disminución de los subsidios aplicables, en caso de ser beneficiarios de los mismos. En consecuencia, se hace un llamado a establecer condiciones regulatorias equitativas y teniendo en cuenta las características de la región.	
300	Clasificación: Pérdidas	Ver respuesta comentario 25 y 300

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 212

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	Se sugiere que en el documento soporte de la normativa se incluya un análisis del impacto técnico y operativo en el caso de que los autogeneradores remotos (AGFR) y los productores marginales que ejerzan la actividad PMUFR puedan ubicar sus activos de generación en un STR o SDL distinto al del punto de consumo (frontera de comercialización). Este escenario podría generar asimetrías en la operación y compensación de los sistemas locales, en la medida en que el STR o SDL que recibe la generación pudiera resultar más beneficiado —por efectos de inyecciones locales o reducción de pérdidas— en comparación con el STR o SDL que soporta la demanda real de energía, o viceversa. Se recomienda analizar si este tipo de configuraciones podría alterar los principios de eficiencia, equidad o señal económica adecuada entre redes y agentes involucrados. En términos concretos, el balance en términos financieros de ejercer las actividades AGFR y PMUFR puede no capturar y compensar los impactos a nivel técnicos, operativos y de demanda que podrían derivarse.	Adicionalmente se desconoce qué tantos recursos aplicaran las reglas. Para poder hacer un análisis como el solicitado, se precisa realizar estudios de flujo de carga, lo que requiere recopilación de todos los sistemas de distribución. La regla que se establece es que, si se elevan las pérdidas por encima del nivel reconocido, las tiene que pagar. Con esto se compensa el lado en que el agente que recibe la generación no quede con desbalance. Si se disminuyen pérdidas ninguno de los dos termina afectado.
301	Clasificación: Procedimiento de conexión Se sugiere a la CREG considerar la posibilidad de permitir al Operador de Red (OR) el cobro por la revisión técnica de las solicitudes de conexión de autogeneradores remotos (AGFR) y productores marginales (PM) cuya Potencia Máxima Declarada (PMD) sea inferior a 5 MW en el Sistema de Distribución Local (SDL). La atención de este tipo de trámites requiere la asignación de recurso humano y softwares especializados para la revisión de la información técnica cargada por los solicitantes, lo cual representa una carga operativa significativa para los OR. Actualmente, la recepción de solicitudes de nuevos autogeneradores ha mostrado un crecimiento sostenido, en promedio, se ha duplicado respecto al año anterior y en los últimos años, se ha triplicado. Esta tendencia ha impactado fuertemente a los Operadores de red, cuya capacidad operativa se ve	Se acepta el comentario para los que aplique el proceso transitorio establecido conforme la respuesta artículo 173; pues, aunque le estemos dando un proceso simplificado de conexión y estudio de conexión simplificado, no se pueden igualar en requerimientos a un AGPE o un GD que tienen dicho tratamiento ordenado simplificado por Ley según la 1715 de 2014.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 213

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	comprometida para cumplir con los tiempos de respuesta exigidos por la normativa vigente. La entrada en vigencia del proyecto de resolución bajo estudio implicará un aumento aún mayor de solicitudes. En este contexto, no contar con un mecanismo de remuneración para esta labor puede comprometer la sostenibilidad técnica y administrativa del proceso, y exponer al OR a sanciones por parte de la SSPD por eventuales incumplimientos regulatorios. Por lo anterior, se propone habilitar normativamente al OR para recaudar un cargo razonable y de libertad vigilada por la revisión técnica de estas solicitudes, permitiendo así la autosostenibilidad del proceso y la mejora continua del servicio de conexión.	
302	Clasificación: Comercialización Respecto a los Artículos 14 y 36 del proyecto de resolución se solicita a la CREG precisar los tiempos de respuesta y coordinación que deben existir, entre los agentes representantes (comercializador y generador), en el marco del balance en la facturación establecido en los literales a, b y c de los artículos citados, con el fin de garantizar la oportunidad y consistencia en la facturación al usuario. Asimismo, se considera necesario aclarar el mecanismo operativo para realizar el neteo: ¿Ambos agentes deben calcular y reportar el mismo balance neto? ¿Uno de los agentes asume la consolidación del valor neto y la obligación de informarlo al otro? En su estado actual, el texto puede dar lugar a interpretaciones dispares entre agentes, lo cual podría generar demoras, inconsistencias o dobles cobros. Se sugiere que el acto normativo incluya un procedimiento estandarizado y coordinado, o al menos lineamientos generales, para la conciliación de saldos entre representantes.	Ver respuesta comentario 37
303	Clasificación: Control Tensión	La Comisión resolvió mediante laudo arbitral una controversia surgida al respecto entre CHEC S.A. E.S.P. y el Ingenio Risaralda, dentro de la cual se

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 214

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	Se sugiere establecer de manera estandarizada los requisitos técnicos y documentales mínimos que deben exigir los Operadores de Red (OR) para verificar el cumplimiento del control de tensión por parte de los autogeneradores remotos (AG remotos) que no utilizan Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), en el marco de lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018 y la Resolución CREG 174 de 2021. La ausencia de lineamientos homogéneos puede dar lugar a discrecionalidades en los procedimientos entre diferentes OR, lo cual genera incertidumbre para los agentes y dificulta la aplicación efectiva del beneficio de exoneración del cobro por transporte de energía reactiva. En ese sentido, se recomienda que la resolución haga referencia a los procedimientos técnicos estandarizados que deben aplicar los Operadores de Red para la verificación del control de tensión en autogeneradores remotos no FNCER. Esta disposición garantizaría claridad regulatoria y promovería la aplicación uniforme de los criterios técnicos entre los distintos OR del país.	explicó que “la coordinación del funcionamiento de cualquier equipo a instalar o a conectar a una red determinada debe considerar los parámetros que el OR responsable considere de manera objetiva y comprobable para evitar abusos de posición dominante pero que, en el caso de equipos de generación, está determinada de acuerdo con la curva de capacidad declarada por el usuario.” Concluyendo que “se exceptúa de 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, entendiendo que los equipos para el control de tensión son instalados y configurados en coordinación con los parámetros requeridos por el operador de red del sistema al cual se conecta, acorde con la curva de capacidad de la máquina como ya se ha anotado.” En este sentido, los requisitos para el control de tensión aplicables son aquellos definidos por el OR en sus procedimientos, protocolos o documentos equivalentes para la coordinación de generadores, atendiendo a las restricciones arriba mencionadas en cuanto a la curva de capacidad declarada por el usuario en el marco de su trámite de conexión. Así, solo cuando el OR no haya definido estos aspectos para la coordinación, se puede entender que cualquier configuración propuesta por el usuario cumple con las exigencias regulatorias. Se incluye como regla que se aplique lo actual y se une con el Laudo que se resolvió, es decir, que si no coordinan el control de tensión, se asume el que el usuario defina. Recordamos que los recursos solares y eólicos tienen reglas específicas de control de tensión en todo nivel, excepto los AGPE y GD solar y eólico (o AC y GDC del mismo tamaño), para los cuales la Comisión establecerá reglas específicas de forma posterior.
304	Clasificación: Resolución CERE Los artículos 14 y 36 de la propuesta normativa establecen que el agente comercializador deberá tener en cuenta que, cuando en una hora h la energía generada o entregada al sistema por parte del usuario es inferior o igual a la consumida, no se	Ver respuesta comentario 14, 16 y 37

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 215

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	recaudará el valor del CERE sobre dicha fracción de energía consumida. Al respecto, es importante señalar que, al aplicar esta exención, el comercializador se vería obligado a asumir directamente el costo del CERE correspondiente a esa fracción de energía, toda vez que dicho valor no es descontado de su compra de energía en el Mercado de Energía Mayorista, lo que genera un desbalance económico que afecta su operación. Cabe destacar que, actualmente, el comercializador ya asume el CERE dentro de sus transacciones de compra de energía en bolsa. En este sentido, se considera fundamental que el descuento del CERE se establezca como una opción voluntaria dentro de los términos contractuales que acuerden el comercializador y el usuario, y no como una obligación. En caso de mantenerse su aplicación obligatoria, resulta indispensable que se aclare expresamente el mecanismo mediante el cual se reconocerá al comercializador el valor correspondiente al CERE concedido, así como el procedimiento para realizar el balance respectivo frente al mercado. Esta precisión resulta esencial para garantizar la suficiencia financiera del agente comercializador.	
305	Clasificación: Sin excedentes Como se desprende de los considerandos del Proyecto de Resolución, la Propuesta Normativa tiene como propósito instrumentalizar la habilitación contenida en el Decreto 1403 de 2024, particularmente en lo establecido en el artículo 2.2.3.2.4.11 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el citado decreto. Como se observa, mediante esta norma, el Gobierno nacional estableció de manera expresa y general la liberación de autorizaciones para autogeneradores que no inyecten excedentes, eliminando distinciones por escala o capacidad. Esta disposición constituye una directriz orientada a remover barreras para el desarrollo de esquemas de autogeneración sin excedentes. Partiendo de esta disposición normativa, se considera que el artículo 48 del Proyecto de Resolución requiere una revisión integral para garantizar su plena concordancia con los lineamientos establecidos en el Decreto 1403 de	Se ajusta el texto en función de las reglas que deben aplicar regulatorias, en línea con el concepto dado por MME sobre su misma regla. Ver respuestas comentarios 7, 30, 53, 54, 63, 64, 55, 80 y 172

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 216

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	2024. En particular, los literales i y ii del artículo 48 establecen una remisión automática a los procedimientos previstos en la Resolución CREG 174 de 2021 o la Resolución CREG 075 de 2021, dependiendo de las características propias de cada autogenerador. Esta remisión integral a procedimientos concebidos bajo un marco normativo previo, que incluyen múltiples instancias de evaluación, respuestas del operador de red o la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), y demás procedimientos establecidos en las normas, reintroduce las barreras procedimentales que el Decreto 1403 de 2024 buscó eliminar. En la práctica, estos procedimientos, en especial tratándose de AGPE, han demostrado ser obstáculos que contradicen el mandato de simplificación previsto en el decreto, y hacen nugatoria la intención del Gobierno de fomentar la conexión expedita, oportuna y eficiente de los recursos de autogeneración. Si bien Promigas comparte la necesidad de que la integración de los recursos de autogeneración al sistema eléctrico se haga garantizando que se cumplan con los requisitos técnicos y operativos necesarios, tal como son fijados por el Centro Nacional de Operación, se considera que esta garantía puede lograrse dando cumplimiento a los requisitos establecidos en las resoluciones CREG citadas para formalizar la conexión, sin requerir autorizaciones que impliquen evaluaciones discrecionales por parte de terceros. Es justamente esa discrecionalidad la que ha generado, históricamente, demoras injustificadas, decisiones no motivadas y barreras que restringen el despliegue eficiente de la autogeneración. Dado lo anterior, se sugiere que la Comisión modifique el Proyecto de Resolución e incluya un plazo máximo para que el Operador de Red o la UPME, según la capacidad del proyecto, formalicen la conexión. En caso de no recibir respuesta dentro de dicho plazo, se deberá aplicar la figura del silencio administrativo positivo, sin que ello se vuelva excusa del operador de red para comentar que considera inviable la conexión sin justa causa. Esta formalización no debería estar sujeta a procesos de aprobación adicionales que puedan retrasar la implementación de estos esquemas, en lugar de limitarse a una remisión normativa a la Resolución CREG 174 de 2021 o la Resolución CREG 075 de 2021.	

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 217

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
306	Clasificación: Sin excedentes Del análisis del Proyecto de Resolución se advierte la necesidad de armonizar los conceptos de "entrega de excedentes" y "capacidad de transporte", toda vez que su tratamiento diferenciado podría generar inconsistencias en la aplicación de la regulación. El concepto de "entrega de excedentes" tiene una connotación eminentemente comercial, referida a la energía que no es consumida por el usuario autogenerador y que, por tanto, puede ser entregada a la red para su comercialización o reconocimiento mediante créditos de energía. La Ley 1715 de 2014, autorizó a los autogeneradores a entregar excedentes de energía a la red, y le otorgó a la CREG la facultad de establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración y de la generación distribuida. Posteriormente, la Resolución CREG 174 de 2021 que modificó la CREG 030 de 2018, definió los excedentes así "Excedentes de energía. Toda entrega de energía eléctrica a la red realizada por un autogenerador, expresada en kWh." Por el contrario, el concepto de "capacidad de transporte" tiene una connotación técnica, relacionada con la capacidad que se requiere del SIN para transportar la energía desde el punto de generación hasta el punto de consumo, independientemente de que se presenten o no excedentes comerciales. Esta capacidad debe ser dimensionada y asignada con base en la potencia máxima que el activo de generación puede inyectar a la red, y no necesariamente corresponde con los excedentes comerciales que puedan presentarse en la operación. Esta distinción resulta particularmente relevante para los esquemas de AGFR en los que la energía se genera en un punto geográfico y se consume en otro diferente, requiriendo el uso de la infraestructura del SIN para su transporte. En estos casos, la capacidad de transporte requerida debe corresponder con la máxima potencia que puede ser inyectada por el activo de generación, independientemente de que en periodos	En la regulación mejor se hace referencia al termino sin entrega de energía al sistema. Sobre mas complementos de lo regulado para la armonización de los recursos sin entrega de energía al sistema , Ver respuestas comentarios 7, 30, 53, 54, 63, 64, 55, 80 y 172

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 218

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	específicos toda esa energía sea consumida por el autogenerador (sin generar excedentes comerciales). La falta de distinción en la Propuesta Normativa podría generar interpretaciones erróneas que limiten innecesariamente el desarrollo de proyectos de autogeneración remota o que impongan cargas desproporcionadas por el uso de la infraestructura de transporte. Se sugiere que la Comisión incorpore en el Proyecto de Resolución definiciones precisas que distingan claramente entre la "entrega de excedentes" (concepto comercial) y la "capacidad de transporte" (concepto técnico), estableciendo las reglas específicas para cada uno en el contexto de la AGR	
307	Clasificación: Definiciones El Proyecto de Resolución incluye definiciones para "Autogenerador colectivo (AC)" y hace referencia a conceptos relacionados con "Autogeneración colectiva (AGRC)" y "comunidades energéticas" que requieren armonización con el marco normativo establecido en el Decreto 2236 de 2023. El artículo 2.2.9.1.1 del Decreto 2236 de 2023, que adicionó el Título IX sobre Comunidades Energéticas al Decreto 1073 de 2015, estableció definiciones específicas para estos conceptos: "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 Comisión de Regulación de Energía y Gas (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." Asimismo, el artículo 2.2.9.1.2 del mismo decreto estableció la naturaleza jurídica de las comunidades energéticas como "comunidades organizadas que surgen en virtud de un acuerdo entre personas naturales y/o jurídicas de derecho público o privado	Aquí no se están modificando las definiciones de la Resolución CREG 101 072 de 2025, pues esas se discutieron en ese ámbito.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 219

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	que cooperan entre sí a través de un contrato o convenio asociativo". La definición contenida en el artículo 3 del Proyecto de Resolución no pareciera estar completamente armonizada con este marco normativo, particularmente en lo relacionado con los requisitos de constitución, objetivos y régimen jurídico aplicable a las comunidades energéticas. Se sugiere que la Comisión armonice las definiciones contenidas en el Proyecto de Resolución con aquellas establecidas en el Decreto 2236 de 2023, o alternatively, que precise las diferencias conceptuales y de aplicación entre los esquemas de autogeneración individual remota y autogeneración colectiva, evitando solapamientos o inconsistencias que puedan generar inseguridad jurídica para los agentes	
308	Clasificación: Fronteras comerciales El artículo 3 del Proyecto de Resolución define el "Punto de conexión individual del activo de generación" (en adelante, "PCI") como "el punto de conexión eléctrico donde el activo de generación entrega la energía al interior de los activos de conexión del usuario". Esta definición requiere precisiones adicionales para evitar confusiones con otros conceptos utilizados en la regulación. Específicamente, la definición propuesta podría generar incertidumbre respecto a su relación con el concepto de "frontera de generación" establecido en el artículo 2 de la Resolución CREG 038 de 2014 (Código de Medida), que define la frontera de generación como el "punto de medición de una unidad o planta de generación donde las transferencias de energía equivalen a la energía neta entregada por el generador al STN, al STR o al SDL". Esta distinción tiene implicaciones prácticas significativas para efectos de medición, liquidación comercial y asignación de responsabilidades. Si el PCI coincide con la frontera de generación, las reglas de medición y facturación serían las establecidas para dicha frontera. Si por el contrario se trata de conceptos diferentes, sería necesario establecer reglas específicas para cada uno. El artículo 7 del Proyecto de Resolución establece que "Al sistema de medida y frontera de generación del usuario AGR le aplicaran los artículos 5 y 6 de	Es diferente los activos de conexión del usuario al punto de conexión de que trata el código de media El PCI es a nivel interno del usuario y no coincide con el punto de conexión. Se refiere a las redes internas: Se ajusta la redacción para unir ambas definiciones con mayor precisión.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 220

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	la Resolución CREG 024 de 2015", lo cual sugiere que existe una distinción entre el PCI y la frontera de generación, pero sin precisar las implicaciones técnicas y comerciales de dicha distinción. La falta de claridad en estos conceptos podría afectar la correcta implementación de los esquemas de autogeneración remota, particularmente en lo relacionado con la determinación de pérdidas técnicas, asignación de costos de medición y responsabilidades de mantenimiento de equipos. Se sugiere que la Comisión precise en el artículo 3 si el PCI coincide con la frontera de generación, o si constituye un concepto diferente. En caso de ser conceptos distintos, se requeriría establecer claramente las diferencias, las reglas de medición aplicables a cada uno, y las implicaciones para efectos de liquidación comercial y asignación de responsabilidades	
309	Clasificación: Cargo Respaldo El artículo 9 del Proyecto de Resolución establece el régimen de "Cargo por respaldo para conexión de un AGR", diferenciando entre casos donde existen o no activos de generación en el punto de conexión del usuario AGR. Esta disposición presenta inconsistencias con el marco normativo superior y con la regulación vigente que requieren corrección. En primer lugar, el artículo 2.2.3.2.4.2 del Decreto 1073 de 2015 establece expresamente: (...) Los autogeneradores a pequeña escala podrán suscribir contrato de respaldo con el operador de red o el transportador al cual se conecten, en los términos que para ello defina la CREG. (Énfasis añadido). Adicionalmente, el artículo 2.2.3.2.4.8 del mismo decreto establece: Artículo 2.2.3.2.4.8. CONTRATO DE RESPALDO. Los autogeneradores a pequeña escala con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW (100 kW) no tienen la obligación de suscribir un contrato de respaldo de disponibilidad de capacidad de red. (Énfasis añadido). El uso del término "podrán" en estas disposiciones indica claramente que se trata de una facultad, no de una obligación. Sin embargo, el literal ii del artículo 9 del Proyecto de Resolución establece que "En caso de que existan activos de generación en el punto de conexión del usuario AGR, se aplicaran	Ver respuesta comentario 71, 115 y 212 Sobre las modificaciones mencionadas, se tendrán en cuenta en el proyecto Res. CREG 701 082 de 2025, pues obedecen a una metodología tarifaria

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 221

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	cargos de respaldo en los términos de la Resolución CREG 015 de 2018", lo cual pareciera hacer obligatorio los cargos de respaldo para todos los AGR que tengan activos de generación en su punto de conexión. Esta obligatoriedad podría exceder el marco establecido en el Decreto 1073 de 2015 y contraría el principio de subsidiariedad que caracteriza el contrato de respaldo para autogeneradores con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW (100 kW). En efecto, el contrato de respaldo tiene como finalidad brindar seguridad de suministro cuando el autogenerador no pueda atender su demanda con su propia generación, pero su suscripción debe corresponder a una decisión técnica y económica del usuario, no a una imposición regulatoria. Adicionalmente, se observa una posible duplicidad en el cobro por concepto de respaldo. El cargo por respaldo hace parte del componente "D" de la fórmula tarifaria establecida en la Resolución CREG 15 de 2018, que remunera la disponibilidad de la infraestructura de distribución para atender la demanda del usuario. Si adicionalmente se exige la suscripción de respaldo específicos, podría configurarse un doble cobro por el mismo concepto, lo cual contraría el principio de eficiencia económica establecido en el artículo 87.1 de la Ley 142 de 1994: 87.1. Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades 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. Esta duplicidad no solo afectaría la viabilidad económica de los proyectos de autogeneración remota, sino que podría comprometer la optimización del sistema en su conjunto, al desincentivar esquemas que pueden contribuir a la confiabilidad y eficiencia del SIN	

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 222

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	Por lo anterior, se sugiere que la Comisión modifique el artículo 9 para mantener el carácter optativo del contrato de respaldo, en armonía con lo establecido en el Decreto 1073 de 2015. Asimismo, se requiere clarificar que no existirá duplicidad en el cobro de cargos por respaldo, estableciendo que el pago del componente "D" exime de la obligación de suscribir contratos adicionales de respaldo	
310	Clasificación: Energía reactiva El artículo 12 del Proyecto de Resolución establece las reglas para el "Costo del transporte de Energía Reactiva del AGR", manteniendo la aplicación general de los cobros establecidos en las Resoluciones CREG 15 de 2018 y 101 035 de 2024. Sin embargo, esta disposición no considera la exoneración específica establecida para autogeneradores que utilicen FNCER. El parágrafo 2 del artículo 2.2.3.2.4.9 del Decreto 929 de 2023 estableció expresamente que "Los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FNCER están exentos del cobro de energía reactiva". Esta disposición reconoce que los sistemas de autogeneración basados en FNCER, por sus características técnicas y su contribución a los objetivos de política energética nacional, deben recibir un tratamiento diferencial que incentive su desarrollo. Los fundamentos de esta exoneración incluyen: (i) la contribución de las FNCER a la diversificación de la matriz energética, (ii) su aporte a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, (iii) la necesidad de remover barreras regulatorias para su desarrollo, y (iv) el reconocimiento de que estos sistemas pueden contribuir al control de tensión en ciertos escenarios operativos. Los mismos fundamentos que justificaron la exoneración para los AGPE con FNCER resultan aplicables a los autogeneradores remotos que utilicen estas tecnologías. En efecto, los AGR con FNCER no solo aportan los beneficios mencionados, sino que además contribuyen a la descentralización de la generación y pueden ubicarse en sitios con mejor recurso energético, optimizando el aprovechamiento de las fuentes	Ver respuesta comentario 73, 118, 119 y 202

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 223

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	renovables. Por lo anterior, se sugiere que la Comisión modifique el artículo 12 para incluir una excepción similar a la establecida en el Decreto 929 de 2023, exonerando del cobro de energía reactiva a los autogeneradores remotos que utilicen FNCER	
311	Clasificación: Limite del UNR El numeral iv del artículo 15 del Proyecto de Resolución establece que pueden ser receptores del suministro de energía por parte del activo de generación del AGR "aquellas sedes o establecimientos de comercio que conforme a los códigos CIIU se desarrolle la misma actividad económica principal de la persona natural o jurídica que desarrolle la actividad de AGRF". Esta restricción podría generar limitaciones desproporcionadas para personas jurídicas que, en desarrollo legítimo de su objeto social, adelanten múltiples actividades económicas complementarias o subsidiarias. La restricción por códigos CIIU no considera la realidad económica empresarial, donde una misma empresa puede desarrollar actividades en diferentes eslabones de su cadena de valor. Por ejemplo, una empresa manufacturera podría tener una sede administrativa (código CIIU de actividades administrativas), una planta de producción (código CIIU de manufactura), un centro de distribución (código CIIU de almacenamiento) y oficinas comerciales (código CIIU de comercio). Bajo la redacción actual del artículo 15, esta empresa no podría utilizar autogeneración remota para atender todas sus instalaciones, a pesar de que todas corresponden al mismo NIT y están relacionadas con el desarrollo de su actividad empresarial. Esta limitación no encuentra sustento en principios técnicos o económicos relevantes para el funcionamiento del sistema. Los costos que genera el uso de la infraestructura de transporte no dependen de la actividad económica específica desarrollada en el punto de consumo, sino de variables técnicas como la potencia demandada, el factor de carga y la ubicación geográfica.	ver respuesta comentario 203

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 224

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	El artículo 87.2 de la Ley 142 de 1994 establece que "por neutralidad se entiende que cada consumidor tendrá el derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que cualquier otro si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus necesidades". Aplicando este principio al régimen de autogeneración, no existirían fundamentos técnicos o económicos para impedir que proyectos existentes que cumplan con los requisitos técnicos establecidos para AGR y generen los mismos costos al sistema puedan acceder a esta modalidad mediante los procedimientos de transformación correspondientes. Adicionalmente, el artículo 34 de la Ley 142 de 1994 establece que "las empresas de servicios públicos, en todos sus actos y contratos, deben evitar privilegios y discriminaciones injustificados" y abstenerse de prácticas que tengan el propósito o efecto de restringir la competencia. La omisión de procedimientos de transformación podría configurar una restricción injustificada al desarrollo óptimo de esquemas de autogeneración, al establecer limitaciones que no se fundamentan en criterios técnicos objetivos relacionados con la prestación del servicio. Por lo anterior, se sugiere que la Comisión modifique el numeral iv del artículo 15 para permitir que una misma persona jurídica pueda utilizar autogeneración remota para atender las necesidades energéticas de todas sus sedes o establecimientos, independientemente de las actividades económicas específicas que desarrollen, siempre que: (i) correspondan al mismo NIT, (ii) estén enmarcadas dentro del objeto social de la empresa, y (iii) cumplan con los demás requisitos técnicos y comerciales establecidos en la regulación.	
312	Clasificación: CERE Debe incluirse un anexo con un procedimiento estándar en detalle de facturación y/o liquidación que sigan los agentes representantes de fronteras, para mirar por ejemplo, en el caso que al usuario que se le descuenta CERE en el si tienen dos agentes representantes para consumo y entrega de	Ver respuesta comentario 14, 16 y 37

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 225

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	energía, como se debe comunicar o notificar entre agentes para que el usuario tenga claridad mes a mes el estado de dicho intercambio de energía el Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE) es un componente que se recauda en el Mercado Mayorista de Energía (MEM) y que su "descuento" no es una exención tributaria sino un ajuste aritmético a nivel de liquidación central. La propuesta de la CREG para AGR y PMUFR es que este descuento del valor del CERE, para la energía autoconsumida o usada por vinculados, se realice a nivel minorista, entre el usuario y su comercializador, sin afectar las transacciones en el MEM. Sin embargo, el proyecto de resolución no define un procedimiento claro y detallado para llevar a cabo este procedimiento de "balance en la facturación" o "neteo". Para una empresa como CEDENAR, que opera en múltiples municipios y gestiona un gran volumen de usuarios, la ausencia de un procedimiento estandarizado en la regulación puede generar complejidades operativas, ambigüedades en la facturación y dificultades en la articulación entre los sistemas del comercializador y el generador	
313	Clasificación: Vinculación económica No existe claridad al definir que pueden incluirse usuarios a un productor marginal sin vinculación económica. Esto sería contradictorio, de acuerdo al artículo 14,15 de la ley 142, modificado por la Ley 689 de 2001. 14.15. PRODUCTOR MARGINAL, INDEPENDIENTE O PARA USO PARTICULAR. Es la persona natural o jurídica que utilizando recursos propios y técnicamente aceptados por la normatividad vigente para cada servicio, produce bienes o servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos para sí misma o para una clientela compuesta exclusivamente por quienes tienen vinculación económica directa con ella o con sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal. eliminar este ítem ya que nombrar este tipo de opción al usuario puede desvirtuar al PM, dejando solo la opción de que un productor marginal solo puede atender usuario con vinculación económica de acuerdo al art 17 de este proyecto	Ver respuesta comentario 193

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 226

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
314	Clasificación: Pérdidas Aunque el proyecto remite al tratamiento de pérdidas de la Resolución CREG 024 de 1995 para generadores embebidos (activo de generación de energía eléctrica que está conectado internamente dentro de las instalaciones o activos de conexión de un usuario, típicamente un usuario no regulado) e indica que el usuario continúa pagando el componente de pérdidas en su tarifa de consumo, no se aborda con suficiente detalle cómo se gestionarán las pérdidas adicionales por el transporte de energía de forma remota entre diferentes Sistemas de Distribución Local (SDL) o Sistemas de Transmisión Regional (STR). Por otro lado, la conexión y operación de AGR y PMUFR dispersos podría requerir obras adicionales de expansión. Esto es particularmente preocupante en regiones con redes dispersas y, a menudo, menos robustas, donde los costos de operación, mantenimiento y expansión son inherentemente más elevados. establecer mecanismos claros para la asignación, facturación y compensación de las pérdidas eléctricas incrementales que resulten directamente del transporte remoto de energía de AGR y PMUFR entre diferentes SDL o STR. Añadir disposiciones que aseguren que los costos de obras de expansión o refuerzo de la red que sean directamente atribuibles a la conexión o a la demanda de AGR o PMUFR dispersos sean asumidos por los beneficiarios directos o, en su defecto, que se establezca un mecanismo justo para compensar a la demanda general del sistema, en estricto cumplimiento de los principios de suficiencia financiera, eficiencia económica, neutralidad tarifaria y no discriminación consagrados en la Ley 142 de 1994 y la Constitución Política	Ver respuesta comentario 25 y 300
315	Clasificación: Sin excedentes En rol de Operador de Red (OR), enfatiza la importancia crítica de que cualquier conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN), sin importar la figura (AGPE, AGGE, AC, AGR o PM) o si inyecta o no excedentes a la red, cumpla con los requisitos técnicos, operativos y de seguridad. Aunque el Decreto 1403 de 2024 elimina la necesidad de una	Ver respuestas comentarios 7, 30, 53, 54, 63, 64, 55 y 80

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 227

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	"autorización" o concepto de la UPME para la conexión de AG y PM sin excedentes, el Ministerio de Minas y Energía y la CREG han sido claros en que esto no exime del cumplimiento de la regulación técnica vigente y los procedimientos para formalizar la conexión y garantizar la operación eficiente y segura. La experiencia de un OR en una región dispersa resalta que la falta de conocimiento o control sobre estos recursos, incluso si no inyectan excedentes, puede generar riesgos operativos significativos para la seguridad de la red y el personal, afectando la trazabilidad de la demanda, la calidad del servicio y la planificación de la expansión. El proyecto de resolución aborda este punto en el Artículo 48, pero se deben fortalecer los mecanismos que aseguren la implementación y verificación efectiva de estos requisitos en terreno por parte de los OR. incluir explícitamente la obligación de los Operadores de Red de establecer, y de los usuarios de cumplir, con un protocolo de reporte y seguimiento obligatorio para todos los proyectos de autogeneración o producción marginal, incluso aquellos sin inyección de excedentes, desde la fase de solicitud de conexión hasta su operación continua. como ejemplo el protocolo del OR debería contener: protocolo debe incluir: ▪ La presentación obligatoria, por parte del usuario, de un informe técnico detallado al OR antes de la conexión, que valide el cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y otros reglamentos técnicos y operativos aplicables. ▪ La realización obligatoria de pruebas de conexión y sincronización, supervisadas o validadas por el OR o un tercero calificado, para verificar la no afectación de la calidad, seguridad y estabilidad de la red. ▪ La definición clara de los formatos, canales y frecuencia de la información operativa y de mantenimiento que el usuario debe reportar al OR, para asegurar la trazabilidad y la correcta planificación y operación del sistema interconectado. ◦ Incluir en el Artículo 48, o en un artículo específico, la necesidad de actualizar los Acuerdos del Consejo Nacional de Operación (CNO) para contemplar estos nuevos procedimientos para proyectos sin excedentes, asegurando que cubran	

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 228

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	aspectos como el registro de capacidad instalada y nominal, y la verificación de parámetros técnicos por parte del OR, como se menciona en el documento soporte.	
316	Clasificación: CERE La exoneración del pago del CERE para los autogeneradores remotos debe implicar, de manera coherente, que estos usuarios asuman el riesgo asociado a no contar con cobertura del Cargo por Confiabilidad, tanto en lo relativo al cubrimiento de precio de escasez como en caso de un déficit estructural de energía en el país. Esta medida resulta esencial para evitar que los demás usuarios del sistema, que pagan el Cargo, terminen asumiendo el costo de esa confiabilidad. Además, en una situación de escasez extrema, la energía firme que ha sido remunerada debería priorizar la atención de la demanda que efectivamente ha contribuido al pago de dicho "seguro". Si la demanda asociada a la autogeneración remota no está sujeta al pago del CERE, consideramos indispensable que esta también sea excluida de la demanda objetivo que define las necesidades de Obligaciones de Energía Firme (OEF) a asignar. Es decir, al no pagar el cargo por confiabilidad por la energía compensada mediante autogeneración, dicha demanda no debe ser incluida dentro de la base que justifica la asignación de OEF. En consecuencia, esta porción de demanda no debería tener derecho a la cobertura del Cargo, ni en términos de precio de escasez ni de prioridad en la atención de la demanda en un escenario de racionamiento energético	Ver respuesta comentario 14, 16, 37 y 143
317	Clasificación: CERE Consideramos necesario que se ajuste el mecanismo de liquidación, de manera que se defina claramente el procedimiento mediante el cual el generador entrega al comercializador la energía — o el valor económico equivalente— que será utilizado para netear contra el consumo del usuario. Tal como está planteado actualmente, la propuesta no especifica este procedimiento, lo que podría generar una pérdida para el comercializador. Esto, dado que no recaudaría el CERE por la energía compensada del cliente, pero sí tendría que asumir el pago del cargo al sistema por la energía adquirida en bolsa o mediante contratos.	Ver respuesta comentario 14, 16 y 37

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 229

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
318	Clasificación: Procedimiento de conexión Coincidimos en que, tanto para los procedimientos de solicitud de conexión como para los requisitos técnicos asociados, se mantengan los requisitos actualmente vigentes para plantas de generación. Esto resulta coherente, dado que, independientemente de la figura utilizada —sea generación o autogeneración remota—, desde el punto de vista operativo se trata, en todos los casos, de la conexión de una planta de generación directamente al sistema, con implicaciones técnicas similares	No precisa de respuesta
319	Clasificación: CERE En relación con el cargo por respaldo, consideramos acertado que no se aplique dicho cargo en los casos en que los usuarios cuenten con esquemas de autogeneración remota y no existan activos de generación instalados en el punto de conexión del consumo. Esta disposición es consistente con el hecho de que, bajo la propuesta regulatoria, el usuario continúa asumiendo el pago de los cargos de distribución a través de su comercializador, sin que la autogeneración remota represente una carga adicional para el sistema local de distribución.	Ver respuesta comentario 71, 115 y 212
320	Clasificación: CERE La propuesta de resolución plantea una metodología mediante la cual se exime del pago del CERE la energía registrada en la frontera de consumo del usuario con Autogeneración Remota (AGR), limitada a la cantidad de energía que le es entregada como resultado del mecanismo de “neteo” en pesos con la energía producida por el AGR. No obstante, dicha propuesta presenta una inconsistencia operativa y económica, que se detalla a continuación: i. El comercializador liquida al usuario AGR la energía en la frontera de consumo, y —de acuerdo con el modelo propuesto— se entiende que en la tarifa acordada para un usuario no regulado se descontaría el CERE correspondiente. Sin embargo, dado que el comercializador solo tiene gestión directa sobre los componentes de generación y comercialización (G+C), dicho	Ver respuesta comentario 14, 16, 37 y 143

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 230

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	descuento aplicaría exclusivamente sobre esa porción de la tarifa ii. A pesar de lo anterior, el comercializador debe adquirir la energía en el mercado, ya sea a través de bolsa o mediante contratos bilaterales con generadores, y en dicha compra el valor del CERE se encuentra implícitamente incorporado. Es decir, no existe un mecanismo mediante el cual el comercializador pueda descontarse el CERE que ha dejado de cobrar al usuario iii. Adicionalmente, el comercializador debe pagar los componentes regulados asociados al consumo: transmisión (T), distribución (D), restricciones (R), pérdidas reconocidas (PR), así como el componente de comercialización. iv. El literal “c.” del artículo respectivo establece que el comercializador calculará el neto entre la facturación del consumo (literal “a”) y el valor aportado por el generador (literal “b”). Para que dicho neteo sea operativo y equilibrado, se podrían considerar dos alternativas: Que la energía del AGR sea incorporada como una compra contractual por parte del comercializador. En este caso, el comercializador no adquiriría esa energía en el mercado mayorista y el generador entregaría la energía directamente al comercializador, quien luego la traslada al usuario. Sin embargo, el valor de la energía facturada por el generador no debería superar el componente de generación (G) acordado en el contrato con el usuario, ya que de lo contrario el comercializador no contaría con los recursos suficientes para cubrir los componentes regulados y la remuneración de su actividad. Adicionalmente, en caso de que existan excedentes de energía, se debería establecer contractualmente con el comercializador el precio aplicable a dichos excedentes. Que el generador realice un pago mensual en dinero al comercializador que representa al AGR, y este valor sea el que se aplique como neteo en la factura del usuario final. En este caso, se deben tener en cuenta dos aspectos fundamentales: (i) que no procedería la exención del CERE en la factura del usuario, dado que el comercializador sí lo paga en su adquisición de energía; y (ii) que el pago del generador al comercializador debe estar debidamente estructurado como un ingreso de	

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 231

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	terceros, conforme a la normatividad contable aplicable Para subsanar esta inconsistencia y facilitar la implementación operativa del mecanismo, proponemos que la resolución adopte una regla clara según la cual: • El comercializador facture al usuario AGR la tarifa completa, incluyendo el CERE, sobre el total del consumo registrado en la frontera del usuario; • El agente generador que representa al AGR quede exonerado del pago del CERE únicamente sobre la energía efectivamente entregada al usuario final a través del esquema de neteo, independientemente de si el generador está o no despachado centralmente. • Esta aproximación facilita la operatividad y trazabilidad del mecanismo para todos los agentes involucrados; • Mantiene la transparencia y la trazabilidad del CERE dentro de la cadena de liquidación del mercado mayorista; • Previene desequilibrios económicos para el comercializador, quien bajo la versión actual de la propuesta se ve obligado a descontar el CERE al usuario final sin contar con un mecanismo de compensación o reconocimiento correspondiente en su compra de energía	
321	Clasificación: LBC El artículo 14 del proyecto de resolución establece que, para el caso de los usuarios con Autogeneración Remota (AGR), si se supera la Línea Base de Consumo (LBC) durante un período de escasez, se aplicará lo dispuesto en el artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015, utilizando “el valor registrado en la frontera de comercialización”. Al respecto, estamos de acuerdo en que, dado que los usuarios con AGR no asumen el pago del Cargo por Confiabilidad (CERE), como mínimo deben estar expuestos al precio de bolsa sin cobertura del precio de escasez en condiciones críticas. Sin embargo, observamos una inconsistencia en la forma en que se determina la LBC, ya que se plantea tomar como referencia únicamente el consumo registrado en la frontera de consumo, sin considerar el efecto del neteo con la generación del AGR. Esto resulta contradictorio,	Ver respuesta comentario 14 y 51

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 232

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	dado que precisamente sobre esa energía neteada se exime al usuario del pago del CERE En este sentido, proponemos que la resolución aclare que la referencia para determinar si se ha superado la LBC sea el consumo neto, calculado como la diferencia entre la energía registrada en la frontera de consumo y la energía entregada en la frontera de generación, o el porcentaje de generación asignado a dicha frontera de consumo, de acuerdo con el esquema de neteo aplicado. Esto garantizaría consistencia con la lógica del tratamiento tarifario y la asignación de responsabilidades en escenarios de escasez En ese sentido, consideramos que la resolución debe hacer referencia a que si el consumo neto dado como la diferencia entre lo registrado en la frontera de consumo y la frontera de generación o el porcentaje de generación asignado a dicha frontera de consumo (como se muestra en la siguiente gráfica), supera la línea base de consumo del usuario calculada de la misma manera, se le aplique lo definido en el artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015.	
322	Clasificación: LBC Adicionalmente, como ya ha sido manifestado a la Comisión en comunicaciones anteriores, si bien consideramos adecuado que el cobro del precio de bolsa sin cobertura sea aplicable a estos usuarios, la referencia para evaluar el consumo excedente no debería ser la LBC definida originalmente para los esquemas de respuesta de la demanda (DDV). La LBC, tal como fue concebida en ese contexto, puede resultar inaplicable o incluso injusta para usuarios con alta volatilidad en su consumo, quienes podrían enfrentar líneas base artificialmente bajas —cercanas a cero— y, en consecuencia, penalidades desproporcionadas. Por tanto, solicitamos que se revise el artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015, de modo que se establezca una metodología diferenciada para determinar la LBC de los usuarios con AGR y en general para los autogeneradores. Esta línea base debería construirse a partir de promedios históricos de consumo, sin aplicar las exclusiones por porcentaje de error asociadas al mecanismo	Ver respuesta comentario 14 y 51 En cuanto a ajustes de la metodología, se realizaran de forma posterior no hacen parte de este proyecto, son otro tema independiente

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 233

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	de respuesta de la demanda, a fin de ofrecer una referencia más técnica, justa y representativa del comportamiento real del usuario.	
323	Clasificación: Redes privadas el artículo 20 del proyecto de resolución establece que las redes privadas que conecten al productor marginal (PM) con usuarios vinculados económicamente deben cumplir con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y demás normas técnicas nacionales o internacionales aplicables, asignando la responsabilidad total sobre estos activos tanto al usuario PM como a su agente comercializador representante. Desde nuestro punto de vista, esta disposición introduce una carga adicional para el comercializador que excede el ámbito funcional definido en el marco legal vigente. La Ley 142 de 1994, así como la regulación actual, delimitan claramente el rol del comercializador como agente encargado de la compra y venta de energía eléctrica, sin facultades sobre la propiedad, diseño, construcción, operación o mantenimiento de instalaciones eléctricas de terceros. Otorgar al comercializador una responsabilidad directa sobre activos físicos que no son de su propiedad, que no controla ni opera —como lo son las redes privadas del PM— resulta jurídicamente improcedente y técnicamente inviable. Esta disposición desborda las competencias asignadas al comercializador y puede generar riesgos regulatorios y contractuales significativos. En consecuencia, sugerimos que la responsabilidad sobre el cumplimiento del RETIE y demás normas técnicas aplicables recaiga exclusivamente en el productor marginal, en su calidad de propietario y operador de las redes privadas. Este agente es quien cuenta con la capacidad efectiva de garantizar la conformidad técnica y la operación segura y confiable de dichas instalaciones El comercializador, si así se establece contractualmente, puede asumir un rol de verificación documental o actuar como garante de ciertos requisitos formales ante el sistema, pero no debería ser considerado responsable de aspectos	Ver respuesta comentario 2

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 234

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	técnicos u operativos que están fuera de su ámbito de control y gestión	
324	Clasificación: Comercialización El proyecto de resolución permite que un usuario con Autogeneración Remota (AGR) o Productor Marginal (PM) tenga agentes distintos para la representación de sus activos de generación y de consumo. A su vez, se establece que la liquidación de la energía se realizará bajo un esquema de Net Billing, lo cual implica la conciliación de saldos entre el agente generador y el comercializador, con el fin de trasladar al usuario final el resultado neto como un saldo a favor o en contra En este contexto, como se señaló en el numeral 1.3 de nuestros comentarios, es necesario precisar cómo se llevará a cabo la relación entre el agente generador y el comercializador, y bajo qué procedimiento el generador entrega la energía —o el valor económico correspondiente— que debe ser utilizado para netear contra el consumo del usuario. La propuesta actual no define el procedimiento operativo, los plazos, los formatos, ni las responsabilidades de cada agente, ni contempla mecanismos de resolución de diferencias, elementos indispensables para que esta conciliación de cuentas se realice de forma armónica, segura y verificable Dado que se trata de una interacción entre dos agentes con roles distintos dentro del mercado, pero con impacto directo sobre la liquidación al usuario final y sobre los flujos económicos del Mercado Mayorista, consideramos fundamental que la Comisión defina un marco regulatorio específico que contemple, como mínimo: • Un protocolo obligatorio de intercambio de información entre agentes; • Las reglas para el tratamiento de controversias derivadas del proceso de conciliación; • La oportunidad y periodicidad de la conciliación (por ejemplo, mensual); • Los términos y condiciones operativos bajo los cuales se realizará la conciliación de saldos; • La forma en que estos saldos deben ser informados al usuario final y a los demás agentes del mercado.	Ver respuesta comentario 14, 16, 37 y 143

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 235

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	Una definición más detallada de este proceso evitará conflictos contractuales entre agentes, protegerá los intereses del usuario final, y facilitará la implementación efectiva del esquema de Net Billing que se propone, preservando la integridad de los flujos económicos y contables del sistema.	
325	Clasificación: Procedimiento de conexión En los artículos 50 y 51 del proyecto de resolución se propone modificar el objeto y el ámbito de aplicación de la Resolución CREG 174 de 2021, con el fin de incluir a las plantas de generación con Capacidad Efectiva Neta (CEN) mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW. Asimismo, se precisa que las reglas allí contenidas aplicarán a los Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y a los Generadores Distribuidos (GD) conectados al Sistema de Distribución Local (SDL), así como a los Autogeneradores a Gran Escala (AGGE) y a plantas de generación dentro del rango mencionado. En atención a esta modificación, sugerimos que se establezca de forma explícita en la resolución que el nuevo rango de aplicación definido —plantas entre 1 MW y 5 MW de CEN— aplica únicamente a conexiones al SDL. Esta aclaración normativa es relevante para evitar interpretaciones que puedan extender el ámbito de aplicación a otras redes del sistema, como el STR o el STN, donde aplican requisitos técnicos y operativos diferentes Una precisión explícita en este sentido contribuiría a mantener la coherencia regulatoria y a brindar certeza jurídica a los agentes del mercado, particularmente en lo que respecta al tratamiento de plantas de generación de pequeña y mediana escala	Ver respuesta comentario 173
326	Clasificación: Vinculación económica El Artículo 35 del proyecto permite la comercialización de energía de un usuario PM que no atiende usuarios vinculados económicos con conexión al STN, STR o SDL, lo cual entra en contradicción con la definición legal del Productor Marginal contenida en el artículo 14 de la Ley 142 de 1994, modificado por la Ley 689 de 2001, según la cual esta figura solo puede atender usuarios con quienes tenga vinculación económica	Ver respuesta comentario 193

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 236

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	El artículo 14 de la Ley 142 de 1994, modificado por la Ley 689 de 2001, define al productor marginal, independiente o para uso particular como “la persona natural o jurídica que utilizando recursos propios y técnicamente aceptados por la normatividad vigente para cada servicio, produce bienes o servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos para sí misma o para una clientela compuesta exclusivamente por quienes tienen vinculación económica directa con ella o con sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal”. Permitir que un usuario que únicamente se autoabastece, sin prestar servicio a vinculados, sea considerado PM desvirtúa el propósito de esta figura y genera ambigüedad frente a otras como la del autogenerador o autogenerador remoto. Esta falta de claridad puede dar lugar a interpretaciones inconsistentes en los procesos de conexión, representación comercial y liquidación. Recomendamos a la Comisión aclarar expresamente que, conforme al marco legal vigente, un usuario que no atiende vinculados económicos no puede ser considerado Productor Marginal. En su lugar, proponemos que las reglas de comercialización y operación descritas en el artículo 35 se apliquen bajo la figura del autogenerador o autogenerador remoto, según corresponda	
327	Clasificación: Modificación puntos conexión El literal iii. Del artículo 5 plantea que el sistema de trámite en línea del Operador de Red y la ventanilla única de que tratan las Resoluciones CREG 174 de 2021 y 075 de 2021 deberán aceptar las solicitudes de conexión para los AGR en los términos definidos en este artículo. Adicionalmente, consideramos que debería incluir la posibilidad de solicitar la modificación de puntos de conexión aprobados como Gx para pasarse a ser AGR y viceversa.	Se ajusta la resolución definitiva para las plantas de generación en operación. Para los proyectos con capacidad asignada no se encuentra necesario realizar ajustes a la Resolución CREG 075 de 2021. Se aclara que la prohibición se realizó en el procedimiento establecido en la Resolución UPME 528 de 2021 y le corresponderá a la UPME ajustar el mismo en caso de considerarlo pertinente.
328	Clasificación: Retiro del activo En el Artículo 5, sobre procedimiento de conexión y requisitos técnicos de conexión de activos de generación de un AGR, plantea que en caso de que estos usuarios quieran realizar las actividades de	Se ajusta la resolución definitiva para las plantas de generación en operación. Para los proyectos con capacidad asignada no se encuentra necesario realizar ajustes a la Resolución CREG 075 de 2021.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 237

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	AGPE, AGGE, PM o AC deberán retirarse del AGR. Al respecto, es importante establecer cómo se haría de manera formal el retiro de un activo desde AGR	Se aclara que la prohibición se realizó en el procedimiento establecido en la Resolución UPME 528 de 2021 y le corresponderá a la UPME ajustar el mismo en caso de considerarlo pertinente.
329	Clasificación: Ventanilla única En el capítulo de armonización regulatoria, es importante que se establezca también la instrucción para que la UPME actualice la resolución 528 y el procedimiento para atender a través de la VU todas las solicitudes de que trata esta resolución	La UPME como responsable de la asignación de capacidad de transporte conforme a lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, debe aplicar la regulación vigente y actualizar sus procedimientos de conformidad.
330	Clasificación: General Con el objetivo de aportar a la construcción y mejora constante de la regulación, en el marco de la solicitud extendida por la Comisión a través del proyecto de resolución CREG 701 091 de 2025, de manera atenta ponemos a su consideración los comentarios de Ecopetrol S.A. En términos generales, consideramos que la medida es adecuada para permitir a los autogeneradores y productores marginales, remotos, utilizar las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en simetría con las reglas que aplican a lo demás usuarios del sistema, dando cumplimiento a lo establecido en el Decreto 1403 de 2024. No obstante, a continuación, de manera respetuosa, sugerimos algunas precisiones y aclaraciones que creemos aportarán a un mejor entendimiento de la medida.	No precisa de respuesta
331	Clasificación: Fronteras comerciales El artículo 5 de la propuesta define las condiciones de conexión y requisitos técnicos para la conexión de un activo de generación de un AGR. Sin embargo el alcance de la medida estaría dirigido exclusivamente a proyectos nuevos. Al respecto, es importante mencionar que en el mercado existen proyectos que ya cuentan con un punto de conexión aprobado o proyectos operativos destinados para la actividad de generación que podrían optar por operar como AGR, conforme a la resolución. No obstante, dado el alcance de la propuesta, un activo de generación en esta	Se ajusta la resolución definitiva para las plantas de generación en operación. Para los proyectos con capacidad asignada no se encuentra necesario realizar ajustes a la Resolución CREG 075 de 2021. Se aclara que la prohibición se realizó en el procedimiento establecido en la Resolución UPME 528 de 2021 y le corresponderá a la UPME ajustar el mismo en caso de considerarlo pertinente.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 238

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	condición debería realizar nuevamente todo el proceso para solicitar capacidad de transporte para desarrollar actividades de AGFR, con el riesgo asociado de no poder acceder a la capacidad solicitada. En línea con lo anterior, de manera respetuosa, sugerimos incluir en la resolución definitiva lineamientos que también permitan la modificación de los conceptos de conexión y fronteras existentes de plantas que actualmente se encuentren operativas desarrollando actividades de generación y que se convertirán para desarrollar actividades de AGR. Específicamente, sugerimos incluir un lineamiento que permita modificar los conceptos de conexión por cambios en el tipo de proyecto entre generación y autogeneración de forma remota. A continuación, sugerimos una adición al artículo 5 para reflejar la propuesta: <i>Parágrafo 2. Los proyectos que tengan punto conexión aprobado para desarrollar actividades de generación podrán modificar el tipo de conexión y el uso de las fronteras asociadas para desarrollar actividades de AGFR. Para esto, y sin perder la capacidad de transporte asignada, deberán informar al ASIC y a la UPME dicho cambio, siguiendo el procedimiento de modificación del registro de una frontera comercial, dispuesto en el Artículo 10 de la Resolución CREG 157 de 2011.</i> Finalmente, y como complemento de lo anterior, de manera atenta sugerimos ajustar el artículo 8 de la propuesta regulatoria en los siguientes términos: <i>Artículo 8. Registro, modificación, o cancelación de fronteras comerciales de un AGR. Para registro, modificación, o cancelación de las fronteras de comercialización o generación del usuario AGR, se deberá seguir el procedimiento definido en la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya</i>	
332	Clasificación: Definiciones El artículo 3 del proyecto de resolución propone definir el Punto de Conexión (PC) en los siguientes términos: “Punto de Conexión (PC). Corresponde al punto de conexión al STN, STR o SDL como se define en la	No se toma el comentario, no se encuentra necesario adicionar más definiciones a las estrictas necesarias ya incluidas. La regulación contiene las definiciones de punto de conexión, fronteras de generación y fronteras de comercialización entre agentes y usuarios, los actuales funcionan perfectamente para los casos de AGR y PM

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 239

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	Resolución CREG 038 de 2014, o aquella que la modifique o sustituya. Si bien es claro que la propuesta busca referir esta definición a lo ya establecido en la Resolución CREG 038 de 2014, consideramos que, teniendo en cuenta que las conexiones a las que se refiere el proyecto de resolución tienen un carácter novedoso para la regulación, es pertinente ampliarla de tal forma que haga referencia detallada a los dos puntos en los cuales se conecta el Autogenerador Remoto (AGR) o Productor Marginal (PM): i) punto de generación; y ii) punto donde se toma la energía. Por otra parte, es importante mencionar que a lo largo del documento se hace referencia a la “frontera de comercialización que no contiene activo de generación asociado y declarado para la actividad de autogeneración de forma remota (AGFR)”, para referir el punto en el cual se consume la energía autogenerada. No obstante, desde nuestro entendimiento todos los puntos de consumo del AGR y/o PM deberían estar asociados a un activo de generación, ya que hacen parte integral de la misma actividad. En línea con lo anterior, de manera respetuosa sugerimos complementar la definición de punto de conexión en los siguientes términos: “Punto de Conexión (PC). Corresponde al punto de conexión al STN, STR o SDL como se define en la Resolución CREG 038 de 2014, o aquella que la modifique o sustituya. El punto de conexión de un AGR o un PMR estará conformado por dos aspectos: i) punto de conexión del activo de generación utilizado por el AGR o PMR para realizar actividades de AGFR o PMUFR; y ii) punto de conexión donde el AGR o PMR consumen la energía autogenerada.	
333	Clasificación: Definiciones La definición propuesta para la capacidad instalada o nominal de un AGR o PMR, está referida a la de la Resolución CREG 174 de 2021, la cual aplica a la autogeneración de pequeña escala (AGPE) y generación distribuida (GD) en el Sistema de Distribución Local (SDL). Si bien entendemos que la capacidad instalada o nominal, técnicamente, es la capacidad continua a plena carga de la planta y aplica para el AGR de cualquier valor del activo de	Se ajustan las definiciones de capacidad instalada y potencia máxima declarada para que no se usen las de la Res. CREG 174 de 2021

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 240

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	generación, de manera respetuosa sugerimos especificar este entendimiento e incluirlo expresamente en la definición. En tal sentido consideramos adecuado que la definición sea complementada para reflejar el caso específico de cada autogenerador, teniendo en cuenta las características técnicas de las máquinas y la infraestructura asociada necesaria para inyectar energía a la red bajo las condiciones técnicas adecuadas: Capacidad instalada o nominal de un AGR o un PMR. Corresponde a la capacidad instalada o nominal de que trata la Resolución CREG 174 de 2021. Es la capacidad continua a plena carga del sistema de generación del autogenerador o el generador que se conecta al SIN, bajo las condiciones especificadas según el diseño del fabricante. Cuando la conexión al SIN sea a través de inversores, esta capacidad corresponde a la suma de las capacidades nominales de los inversores en el lado de corriente alterna o con conexión al SIN. La capacidad nominal de un inversor corresponde al valor nominal de salida de potencia activa indicado por el fabricante. Si el valor de placa se encuentra en unidades de kVA o MVA, se deberá asumir un factor de potencia unitario.	
334	Clasificación: Comercialización El numeral ii del artículo 14 establece que “[d]e forma general, para el tratamiento del activo de generación, su energía entregada y el Mercado de Energía Mayorista, se aplicarán los artículos 11, 12, 13, 14, 15 y 17 de la Resolución CREG 024 de 2015 conforme a la condición de la planta de generación como despachada o no centralmente”. Si bien consideramos adecuado que se haga referencia a la Resolución CREG 024 de 2015 para establecer las reglas técnicas y operativas que le aplican a los AGR, algunos de los artículos referenciados están dirigidos a reglas relacionadas con el despacho de excedentes, los cuales no son objeto de la medida en comento. Dado que los AGR destinarán la energía para consumo propio o de sus vinculados, y que esta	Ver respuesta comentario 14, 37 En cuanto a los contratos, aplica de igual forma que cualquier agente respaldando UNR, son financieros. El despacho es algo físico e independiente. En el despacho las reglas son generales sin afectar ni dar prioridades a ningún recurso, todos compiten en igualdad de condiciones para minimizar los costos operativos. El introducir generación forzada desplaza el óptimo de la solución del despacho generado soluciones sub-óptimas de menor calidad, lo que se transfiere en sobrecostos para la demanda. En la propuesta que ahora se dispone, Lo que se debe hacer es que el recurso de generación usado para AGR o PM siempre debe ofertar un valor acorde y así garantizaría que siempre este en el despacho, lo cual

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 241

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	energía estará amparada bajo un contrato suscrito con el comercializador, consideramos relevante que no se incluyan los artículos 12, 13 y 14 dentro de los aplicables para la actividad. Esto en la medida en que dichas disposiciones hacen referencia a la potencia máxima declarada para la entrega de excedentes, y bajo las reglas propuestas en la resolución en consulta, el AGR entregará energía al sistema para consumo propio, no como excedentes. Por otra parte, resaltamos que la definición de potencia máxima declarada de la que tratan los artículos 12, 13 y 14 de la Resolución CREG 024 de 2015, es diferente de la propuesta en el presente proyecto normativo, ya que esta última está relacionada con la capacidad de una planta para producir energía que se destinará para autoconsumo y no con la energía sobrante que se puede destinar a atender las necesidades del sistema después del autoconsumo. Por lo anterior, de manera respetuosa sugerimos eliminar del numeral ii) del artículo 14 del proyecto de resolución las referencias a los artículos 12, 13 y 14 de la Resolución CREG 024. Esta eliminación contribuye a entender que las reglas aplicables a las actividades de AGFR y PMUFR están relacionadas con temas operativos y técnicos que deben cumplir las plantas, asociado a su capacidad, y no con el despacho diario, el cual se asume permanente en función del contrato suscrito con el generador que lo represente, sin que medie el tema de excedentes, el cual seguirá siendo regulado bajo las reglas técnicas, operativas y de mercado, establecidas en la Resolución CREG 024 de 2015. Artículo 14. Comercialización de energía de un AGR. Las reglas comerciales son las siguientes: (...) ii. De forma general, para el tratamiento del activo de generación, su energía entregada y el Mercado de Energía Mayorista, se aplicarán los artículos 11, 12, 13, 14, 15 y 17 de la Resolución CREG 024 de 2015 conforme a la condición de la planta de generación como despachada o no centralmente.	implica cumplir la regulación técnica y operativa sin darle prioridades. Adicionalmente, no existe un modelo de despacho actualmente que separe la oferta en dos partes y el despacho en dos partes, esto requiere ajustes al modelo de optimización (el económico y el ideal), ajuste de las reglas del código de operación, ajuste a las reglas del reglamento comercial, de liquidación del cargo por confiabilidad (una revisión de no afectación), de las reglas de la reconciliación positiva y negativa y en general toda regla del mercado; esto es equivalente a una nueva discusión que es amplia, es otro problema diferente. Así mismo, además de lo anterior, su propuesta de que trata este comentario tiene las siguientes implicaciones adicionales, generan un desarrollo regulatorio avanzado y al tiempo tienen impacto económico a los usuarios: - No es claro por qué la energía entregada y usada para autogenerar se usa en la base del despacho, teniendo en cuenta que la demanda completa del usuario efectivamente se usó en el despacho económico. Esto tiene impacto en la tarifa de los usuarios, pues se desplaza el óptimo del problema operativo. - No es claro si lo que quiere decir es que corresponde a generación forzada, lo cual implica impacto también en la tarifa de los usuarios. - No es claro la regla que se debe aplicar en caso de que la declaración de autoconsumo entre en conflicto con las características técnicas de la planta de generación. En este caso entonces ¿Serían plantas que ayudarían en caso de redespacho u operación en tiempo real o autorizaciones?, entendiendo que tendrán generación fija y que podría ser mayor a 20 MW sin seguir indicaciones, afectarían de nuevo la demanda y se crearían reglas diferenciales dirigidas a agentes en específico sin asumir responsabilidades. ¿Que sucede si se desvían del despacho?, Entendemos que serían agentes libres de

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 242

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
		desviación y la demanda asumiría estos costos En el documento soporte CREG del proyecto de Resolución CREG 701 091 de 2025 se explicaron todos los impactos de tratar generación como no despachada centralmente cuando si lo es, dentro de los cuales se resalta que no aplicarían AGC; no asumirían desviaciones, no tendrían responsabilidad con regulación primaria ni secundaria de frecuencia, entre otros, siendo trasladados todos estos costos a la demanda y otros agentes del mercado
335	Clasificación: LBC El numeral i) del artículo 14 establece lo siguiente con respecto a las reglas para la comercialización de energía de un AGR: i. Para el suministro de energía se aplicará el artículo 10 de la Resolución CREG 024 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya. Adicionalmente, en el contrato que se celebre entre el agente comercializador y el usuario, debe incluirse como una obligación que la liquidación del consumo de energía se descontará el valor de la variable CERE de que trata la Resolución CREG 071 de 2006 en los términos definidos en el literal iii de este artículo. Así mismo, en relación con el consumo, si este supera la línea base de consumo del usuario, el ASIC aplicará el artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015 usando el valor registrado en la frontera de comercialización. El agente comercializador representante será el encargado de calcular la Línea Base de Consumo de que trata el anexo 1 de la Resolución CREG 101 019 de 2022 o aquella que la modifique o sustituya e informarla al ASIC en los términos que este defina. (subraya fuera del texto original) Al respecto, cabe mencionar que la Línea Base de Consumo (LBC), como está definida en la Resolución CREG 101 019 de 2021, se calcula a través de una metodología que refleja, en general, el consumo promedio de una frontera, lo cual no permite reflejar el consumo exacto registrado en dicho punto. Esto es relevante si se tiene en cuenta	Ver respuesta comentario 14 y 51 Adicionalmente la energía que supera el consumo no tiene seguro de confiabilidad, la demanda no puede asumir costos que no tiene responsabilidad

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 243

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	que los precios por la energía consumida que observaría el AGR se verán afectados cuando, en periodos de hidrología crítica, sus consumos superen la LBC registrada. En este sentido es importante mencionar que el cubrimiento en precios del Cargo por Confiabilidad del que trata el Artículo 11, no aplica cuando, durante los periodos de hidrología crítica, un Autogenerador de Gran Escala (AGGE) en sitio toma energía de la red en exceso de lo que usualmente consume. Este lineamiento tiene sentido para estos AGGE ya que la vocación de este tipo de autogeneradores no es el uso permanente del SIN para cubrir sus necesidades y, cuando lo hacen superando su LBC, pueden llegar a estresar el sistema en detrimento de la confiabilidad de otros usuarios cuya vocación es consumir energía de la red de forma continua. No obstante lo anterior, este lineamiento general pierde sentido cuando el AGGE opera de forma remota y está respaldado a través de un contrato entre el comercializador y el usuario, tal y como se propone en el numeral i) del artículo 14 de la propuesta. Así, en caso de que el consumo del AGR supere la LBC y este consumo se encuentre dentro de las cantidades pactadas en el contrato, el valor a pagar por la energía, indiferente de que se presente una condición de hidrología crítica, debería ser el precio pactado en el contrato y no el precio de bolsa. Finalmente, para los casos en que el consumo del AGR supere las cantidades pactadas en el contrato, es razonable aplicar la regla general establecida en el artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015. En línea con lo anterior, de manera respetuosa, sugerimos ajustar el artículo 14 de la propuesta en los siguientes términos: i. Para el suministro de energía se aplicará el artículo 10 de la Resolución CREG 024 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya. Adicionalmente, en el contrato que se celebre entre el agente comercializador y el usuario, debe incluirse como una obligación que la liquidación del consumo de energía se descontará el valor de la variable CERE de que trata la Resolución CREG 071 de 2006 en los términos definidos en el literal iii de este artículo. Así mismo, en relación con el consumo, si este	

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 244

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	supera la línea base de consumo del usuario, el ASIC aplicará el artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015 usando el valor registrado en la frontera de comercialización. El agente comercializador representante será el encargado de calcular la Línea Base de Consumo de que trata el anexo 1 de la Resolución CREG 101 019 de 2022 o aquella que la modifique o sustituya e informarla al ASIC en los términos que este defina	
336	Clasificación: Limite del UNR El artículo 15 del proyecto normativo establece los lineamientos aplicables a los activos de generación para una persona natural o jurídica con diferentes puntos de conexión de consumo. En este sentido el numeral ii. establece que “[t]odas las fronteras de comercialización asociadas a la persona natural o jurídica deben ser representadas por el mismo agente comercializador”. Si bien entendemos que este lineamiento puede simplificar el proceso de liquidación comercial que se realiza a través de las fronteras comerciales asociadas a un AGR, consideramos que esto limita la posibilidad de los autogeneradores para configurar libremente esquemas de representación eficientes que no necesariamente están asociados a un único comercializador. Permitir que una persona natural o jurídica pueda operar activos de AGR a través de diferentes comercializadores dinamiza la competencia por prestar servicios de representación, lo que contribuye a la eficiencia de la AGFR. En línea con lo anterior, de manera respetuosa, sugerimos modificar este lineamiento de tal forma que la obligación de ser representado por un mismo comercializador no esté asociada a la persona natural o jurídica que utiliza los activos de autogeneración sino a la agrupación de activos de autogeneración que defina el AGR en función de sus necesidades. En tal sentido, de manera amable, a continuación sugerimos un ajuste al numeral ii. del artículo 15: ii. Todas las fronteras de comercialización asociadas a la persona natural o jurídica deben ser representadas por el mismo agente comercializador. El AGR podrá seleccionar un único	El texto definitivo permite que el AGR y el PMR escoja libremente el generador y el comercializador sin estar integrados. A efectos del balance, la limitación que persiste es que todos los usuarios asociados a un mismo activo de generación deben ser atendidos por un mismo comercializador.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 245

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	comercializador para el grupo de activos de autogeneración que defina.	
337	Clasificación: Pérdidas El artículo 13 de la propuesta regulatoria establece el procedimiento para el manejo de las pérdidas de energía del AGR y lo refiere a lo señalado para los generadores embebidos en las redes del STR y SDL. Sin embargo, consideramos que la liquidación de las pérdidas debería estar dada por lo que ahora dispone la regulación en la frontera de consumo de acuerdo con el nivel de tensión donde se conecta el AGR, y no circunscribirlo a la normativa aplicable a los generadores embebidos. En línea con lo anterior, de manera respetuosa, sugerimos ajustar el artículo en los siguientes términos: Artículo 13. Tratamiento de las pérdidas en los STR o SDL del AGR. A los usuarios AGR se les dará el mismo tratamiento de las pérdidas de energía señalado para los generadores embebidos en las redes del STR o SDL, en función del nivel de tensión al cual se encuentren conectados en la Resolución CREG 024 de 1995 o aquella que la modifique o sustituya.	Ver respuesta comentario 25 y 300
338	Clasificación: Figuras AGR y PMR El artículo 17 del proyecto normativo establece los lineamientos para la conformación de un PM. En línea con esto el literal a) del artículo establece que "[l]os activos de generación deberán tener asociada una única frontera de generación que debe estar en el mismo punto de conexión en que se encuentra el usuario PM y que coincide con el punto de conexión de su frontera de comercialización". Con respecto a este lineamiento, observamos que restringiría el actuar del productor marginal, ya que lo limita a producir energía para consumirla en el mismo punto de generación. De acuerdo con nuestro entendimiento, esta disposición convierte al productor marginal en un autogenerador en sitio, lo cual ya se encuentra debidamente regulado y, entendemos, no es el objeto de la reglamentación en comento.	Se realizan cambios en la figura del AGR y del PMR, en línea con este comentario y otros más identificados. Ver respuesta comentario 55

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 246

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	Por otra parte, de acuerdo con lo definido en el artículo 3, de definiciones, un productor marginal es “la persona natural o jurídica que realiza la actividad de producción marginal, sin importar el tamaño del activo de generación, ni el tipo de recurso empleado para tal fin, con posibilidad de atención de la demanda de usuarios de forma remota (PMUFR)”. En este sentido, de mantenerse lo propuesto en el literal a) del artículo 17, no sería posible atender usuarios de forma remota, con lo cual sugerimos eliminar esta referencia para conformar un PM.	
339	Clasificación: Figuras AGR y PMR El literal e) del artículo 17 establece las condiciones bajo las cuales un PM o sus vinculados podrán tener excedentes en los siguientes términos: e) En caso de atención de la demanda a usuarios vinculados económicos, dichos vinculados económicos no tendrán activos de generación con excedentes. Tales vinculados económicos podrán tener activos de generación para su propio consumo dentro de sus activos eléctricos, sin que se presenten excedentes de energía en su frontera de comercialización. Bajo este lineamiento, un usuario vinculado, atendido por el PM, no podrá tener excedentes, en caso de contar con activos de producción de energía en el punto en el cual está siendo atendido. Si bien entendemos la lógica para limitar la venta de excedentes en el punto de consumo del usuario del PM, consideramos relevante especificar que esta medida aplica de forma exclusiva para el usuario en el punto de consumo y no para el usuario en general. En línea con lo anterior, de manera respetuosa, sugerimos ajustar la redacción del literal e) en los siguientes términos: e) En caso de atención de la demanda a usuarios vinculados económicos, dichos vinculados económicos no tendrán activos de generación con excedentes en los puntos donde son atendidos por el PMUFR.	Se realizan cambios en la figura del AGR y del PMR, en línea con este comentario y otros más identificados. Ver respuesta comentario 55

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 247

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	Tales vinculados económicos podrán tener activos de generación para su propio consumo dentro de sus activos eléctricos, sin que se presenten excedentes de energía en la su frontera de comercialización atendida por el PMUFR.	
340	Clasificación: Redes privadas El Artículo 20 de la propuesta regulatoria establece lo siguiente: “Si son usuarios sin conexión al STN, STR o SDL, las redes privadas que conecten el usuario PM con el usuario vinculado económico deberán cumplir el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y demás normas técnicas Nacionales o Internacionales (según aplique) que garanticen una operación segura y confiable. Cuando no exista norma nacional aplicable, se deberán utilizar normas internacionales que use el Transportador del mercado de comercialización en que se está operando. En cualquier caso, el usuario PM podrá solicitar al Transportador que opera en la misma área las normas que este usa para ser utilizadas. En este caso, lo relacionado con los activos eléctricos de las redes privadas, su manejo y toda la responsabilidad asociada con los mismos es del usuario PM y de su agente comercializador representante. Estas actividades no corresponden a la actividad de distribución de energía eléctrica de que trata la Ley 142 de 1994. La responsabilidad del Transportador llega hasta el punto de conexión del usuario PM al STN, STR o SDL. La remuneración por los activos eléctricos al interior de las redes privadas será la resultante del común acuerdo entre las partes, sin que en ningún momento se superen los cargos por uso del nivel de tensión correspondiente del sistema al cual se conecta la frontera comercial del usuario PM.”. Entendemos que el artículo limita las reglas aplicables a los PM que no se encuentran conectados al SIN, al cumplimiento de las obligaciones establecidas en el RETIE, y que todo lo relacionado con otras necesidades técnicas y operativas entre PM y sus vinculados se podrán establecer libremente entre las partes. No obstante, a lo largo del artículo, se mencionan algunas obligaciones que hacen parte del carácter regulado de la actividad cuando se desarrolla por PM que se encuentran conectados al SIN y lo utilizan para atender demanda vinculada.	Ver respuesta comentario 2

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 248

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	En línea con lo anterior, y con el objetivo de armonizar la propuesta con el espíritu del artículo, de manera respetuosa sugerimos ajustar el artículo en los siguientes términos: “Si son usuarios sin conexión al STN, STR o SDL, las redes privadas que conecten el usuario PM con el usuario vinculado económico deberán cumplir el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y demás normas técnicas Nacionales o Internacionales (según aplique) que garanticen una operación segura y confiable. Cuando no exista norma nacional aplicable, se deberán utilizar normas internacionales que use el Transportador del mercado de comercialización en que se está operando. En cualquier caso, el usuario PM podrá solicitar al Transportador que opera en la misma área las normas que este usa para ser utilizadas. En este caso, lo relacionado con los activos eléctricos de las redes privadas, su manejo y toda la responsabilidad asociada con los mismos es del usuario PM y de su agente comercializador representante. Estas actividades no corresponden a la actividad de distribución de energía eléctrica de que trata la Ley 142 de 1994. La responsabilidad del Transportador llega hasta el punto de conexión del usuario PM al STN, STR o SDL. La remuneración por los activos eléctricos al interior de las redes privadas será la resultante del común acuerdo entre las partes, sin que en ningún momento se superen los cargos por uso del nivel de tensión correspondiente del sistema al cual se conecta la frontera comercial del usuario PM. En este mismo sentido, de manera respetuosa sugerimos ajustar el artículo 23, el cual establece lo siguiente con respecto a la conexión de los PM a redes privadas: “Si son usuarios vinculados económicos del usuario PM con o sin conexión al STN, STR o SDL, será responsabilidad del usuario PM y del comercializador representante el brindarle el debido procedimiento para su conexión en la red privada”.	
341	Clasificación: Redes privadas Entendemos que las reglas propuestas en los artículos 25 al 33 están dirigidas a productores marginales que hacen uso del Sistema Interconectado Nacional. En este sentido, de	Ver respuesta comentario 2

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 249

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	manera respetuosa, sugerimos reemplazar PM por PMUFR, ya que, si no se hace uso del SIN, el PM entrega su energía exclusivamente en redes privadas y las condiciones de entrega están determinadas de común acuerdo.	
342	Clasificación: Redes privadas La comercialización de energía de un PM cuyos usuarios no se encuentren conectados al SIN debe acordarse entre las partes de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 16 de la Ley 142, por lo cual no le aplica la obligación de contar con un agente representante. Por otra parte, es importante resaltar que otras condiciones bilaterales pactadas entre las partes como las cantidades a suministrar, la calidad, reglas de operación, entre otros, pueden conducir a que la tarifa sea superior al CU del mercado de comercialización en donde se encuentren localizadas las partes. No obstante, al tratarse de PM y usuarios vinculados no conectados al SIN, no es pertinente limitar los costos del servicio al CU aplicable a un mercado regulados. En línea con lo anterior, de manera respetuosa, sugerimos ajustar el artículo 34 en los siguientes términos: “Artículo 34. Comercialización de energía a usuarios vinculados económicos que no tienen conexión al STN, STR o SDL. De forma general, cuando el usuario PM tiene usuarios con los cuales tiene vinculación económica y que no se encuentren conectados al STN, STR o SDL, la relación entre el usuario PM, su agente comercializador representante y los usuarios vinculados económicos, para la venta de energía y atención de dichos usuarios es bilateral. No obstante, la tarifa del servicio público de energía no podrá ser superior al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) del mercado de comercialización donde se encuentra conectado el usuario PM.”	Ver respuesta comentario 2
343	Clasificación: LBC El numeral ii del artículo 36 establece lo siguiente con respecto a las reglas para la comercialización de energía de un PM con usuarios vinculados con conexión al SIN: ii. Para el suministro (consumo) de energía de cada	Ver respuesta comentario 14 y 51

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 250

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	frontera de comercialización (la del usuario PM y sus vinculados económicos) le aplicará el artículo 10 de la Resolución CREG 024 de 2015. Así mismo, en relación con el consumo si este supera la línea base de consumo del usuario, el ASIC aplicará el artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015 usando el valor registrado en la frontera de comercialización. El agente comercializador representante será el encargado de calcular la Línea Base de Consumo de que trata el Anexo 1 de la Resolución CREG 101 019 de 2022 o aquella que la modifique o sustituya e informarla al ASIC en los términos que este defina. Lo anterior, se aplicará a las fronteras de comercialización del usuario PM y sus vinculados económicos de forma independiente. Al respecto, cabe mencionar que la Línea Base de Consumo (LBC), como está definida en la Resolución CREG 101 019 de 2021, se calcula a través de una metodología que refleja, en general, el consumo promedio de una frontera, lo cual no permite reflejar el consumo exacto registrado en dicho punto. Este punto es relevante si se tiene en cuenta que los precios por la energía consumida que observaría el PM se verán afectados cuando en periodos de hidrología crítica sus consumos superen la LBC registrada. En este sentido es importante mencionar que el cubrimiento en precios del Cargo por Confiabilidad del que trata el Artículo 11, no aplica cuando durante los periodos de hidrología crítica un Autogenerador de Gran Escala (AGGE) en sitio toma energía de la red en exceso de lo que usualmente consume. Este lineamiento tiene sentido ya que la vocación de este tipo de PM no es el uso permanente del SIN para cubrir sus necesidades, y cuando lo hacen, superando su LBC, pueden llegar a estresar el sistema, en detrimento de la confiabilidad de otros usuarios cuya vocación es consumir energía de la red de forma continua. No obstante lo anterior, este lineamiento general pierde sentido cuando el AGGE opera de forma remota y está respaldado a través de un contrato entre el comercializador y el usuario, tal y como se propone en el numeral i del artículo 14 de la propuesta. Así, en caso de que el consumo del PM supere la LBC y este consumo se encuentre dentro de las cantidades pactadas en el contrato, el valor a pagar por la energía, indiferente de que se presente	

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 251

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	una condición de hidrología crítica, debería ser el precio pactado en el contrato y no el precio de bolsa. Finalmente, para los casos en que el consumo del PM supere las cantidades pactadas en el contrato, es razonable aplicar la regla general establecida en el artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015. En línea con lo anterior, de manera respetuosa, sugerimos ajustar el artículo 14 de la propuesta en los siguientes términos: ii. Para el suministro (consumo) de energía de cada frontera de comercialización (la del usuario PM y sus vinculados económicos) le aplicará el artículo 10 de la Resolución CREG 024 de 2015. Así mismo, en relación con el consumo si este supera la línea base de consumo del usuario, el ASIC aplicará el artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015 usando el valor registrado en la frontera de comercialización. El agente comercializador representante será el encargado de calcular la Línea Base de Consumo de que trata el Anexo 1 de la Resolución CREG 101 019 de 2022 o aquella que la modifique o sustituya e informarla al ASIC en los términos que este defina. Lo anterior, se aplicará a las fronteras de comercialización del usuario PM y sus vinculados económicos de forma independiente.	
344	Clasificación: CxC El numeral i del artículo 39 establece que “los usuarios, o personas naturales o jurídicas que no estén constituidas como Empresa de Servicios Públicos (ESP), que desarrollen la actividad de AGGE, AGFR o PMUFR, una vez resulten adjudicatarios, deberán constituirse como ESP, en calidad de agente generador, y así respaldar las obligaciones como resultado del mecanismo de asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) del Cargo por Confiabilidad que tenga relación con la Resolución CREG 071 de 2006 o aquellas que la han adicionado o modificado”. En este sentido, es importante resaltar que, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 16 de la Resolución CREG 024 de 2015, el autogenerador podrá acceder a la remuneración del Cargo por Confiabilidad cuando pueda garantizar energía firme adicional sin perder su naturaleza de autogenerador. En este sentido el AGGE es un	No se acepta el comentario. La participación en el CxC debe ser agente generador para que la SSPD pueda realizar inspección, vigilancia y control de la empresa, y, de ser necesario, tomar control ante incumplimientos. Ahora, siendo una ESP podrá optar por que un tercero le represente su activo de generación en el MEM. Respecto del artículo 16 de la Res. CREG 024 de 2015, agradecemos encontrar el malentendido que hizo falta en ese artículo de la consulta, lo correcto es que sea agente generador se corrige, igual que como se puso en consulta.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 252

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	usuario en el sistema y no debería constituirse como ESP, sino acordar las condiciones con su representante. Dado lo anterior, de manera respetuosa sugerimos eliminar el numeral i del artículo 39.	
345	Clasificación: CxC El artículo 42 de la propuesta regulatoria propone para los usuarios AGGE, AGR y PM aplicar las metodologías de cálculo de energía firme (ENFICC) vigentes en la regulación, por tecnología de generación, para plantas despachadas centralmente. De acuerdo con lo establecido en el artículo, al cálculo de la ENFICC resultante de este ejercicio, se le restaría el mayor consumo diario registrado de la serie histórica propuesta. Si bien estamos de acuerdo con aplicar las metodologías vigentes para el cálculo de la ENFICC de estos autogeneradores, este cálculo debería aplicarse únicamente sobre la capacidad excedentaria, la cual tiene en cuenta la energía real que el autogenerador puede comprometer de manera firme con el sistema e implícitamente ya refleja el patrón de consumo. En línea con lo anterior, de manera respetuosa sugerimos calcular la ENFICC de los AGGE, AGR y PM, utilizando las metodologías actuales por tecnología, a partir de la energía excedente que puedan garantizar de manera firme al sistema y no sobre la energía total de la planta.	No existe la metodología como ustedes la mencionan. Las metodologías de ENFICC aplica para la planta completa, no es posible aplicarla fraccionada. Ver respuesta comentario para ver el análisis de la metodología ENFICC.
346	Clasificación: Generación de seguridad El artículo 46 propone lo siguiente con respecto a la posibilidad de los AGGE, AGR y PM en la prestación de servicios de generación de seguridad: “Artículo 46. Generación de seguridad recursos despachados centralmente. Los usuarios AGGE, AGR o PM con recursos de generación que sean despachados centralmente podrán participar en el servicio de Generación de Seguridad conforme las reglas del numeral 5.2 Código de Operación Resolución CREG 025 de 1995 (parte despacho y operación), las Resoluciones CREG 062 y 063 de 2000 y la Resolución CREG 034 de 2001 (parte remuneración) u otras que las complementen adicionen o sustituyan”.	Ver respuesta comentario 159

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 253

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	Se entiende del artículo que la participación de los recursos de AGFR, AGR y PM podrán voluntariamente participar en el esquema de generación por seguridad. Sin embargo, dado que eléctricamente estos activos estarían actuando como plantas de generación, se sugiere precisar que será una obligación participar en el esquema cuando el CND así lo determine, siguiendo la regulación vigente aplicable. En línea con lo anterior, de manera respetuosa, sugerimos ajustar el artículo en los siguientes términos: “Artículo 46. Generación de seguridad recursos despachados centralmente. Los usuarios AGGE, AGR o PM con recursos de generación que sean despachados centralmente podrán participarán en el servicio de Generación de Seguridad conforme las reglas del numeral 5.2 Código de Operación Resolución CREG 025 de 1995 (parte despacho y operación), las Resoluciones CREG 062 y 063 de 2000 y la Resolución CREG 034 de 2001 (parte remuneración) u otras que las complementen adicionen o sustituyan”.	
347	Clasificación: capacidad instalada El artículo 49 establece que “[l]os agentes generadores que representan AGGE existentes deberán declarar la capacidad instalada o nominal ante el CND del AGGE en un término menor o igual a 15 días hábiles luego de expedida esta resolución”. Así mismo establece que, “[e]n general todo AGGE deberá haber declarado la capacidad instalada o nominal al CND, antes de entrar a operar”. De la propuesta entendemos que este requerimiento aplicaría para los AGGE existentes, es decir aquellos que, al momento de la expedición de la regulación, estén operando. En este sentido, y de acuerdo con lo establecido en las definiciones, se debería declarar la capacidad continua a plena carga del sistema de generación del autogenerador o el generador que se conecta al SIN, bajo las condiciones especificadas según el diseño del fabricante. De manera respetuosa solicitamos confirmar este entendimiento.	Se debe declarar la capacidad de todos los AGGE existentes y aquellos que entren La definición de capacidad instalada es similar a la existente en el reglamento de operación, solo se complementa para tener en cuenta cuando tienen inversores.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 254

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
348	Clasificación: Procedimiento de conexión El artículo 53 de la resolución en consulta establece que [l]as disposiciones y procedimientos establecidos en la presente resolución son aplicables a quienes estén interesados en conectarse como generadores, cogeneradores, autogeneradores, autogeneradores remotos, productores marginales o usuarios finales, al Sistema Interconectado Nacional, SIN. De manera respetuosa sugerimos incluir en la armonización regulatoria a los productores marginales que atienden usuarios de forma remota, ya que podría interpretarse que la medida solo aplica a los PM en sitio.	No se necesita, el PM es solo una planta de generación, no múltiples plantas. Así mismo, se tiene la regla de que el usuario primero debe constituirse como tal por medio de la Res. 75 de 2021, ambos son procedimientos independientes.
349	Clasificación: Procedimiento de conexión El artículo 53 de la resolución en consulta propone redefinir los proyectos clase 1 de los que trata la Resolución CREG 075 en los siguientes términos: Proyecto clase 1: Proyectos de conexión de usuarios finales al STN o STR, y proyectos de conexión de generación, cogeneración, autogeneradores remotos, productores marginales, o autogeneración al SIN diferentes a los proyectos que se encuentren bajo el alcance de la Resolución CREG 174 de 2021, o aquella que la modifique, adicione o sustituya. También se considerarán como proyectos clase 1 las modificaciones que se soliciten a las capacidades ya asignadas. De manera respetuosa sugerimos incluir en la armonización regulatoria a los productores marginales que atienden usuarios de forma remota, ya que podría interpretarse que la medida solo aplica a los PM en sitio.	Ver respuesta comentario 348
350	Clasificación: Control Tensión El artículo establece que “siempre que en la instalación del usuario existan activos de generación se deberán, para el punto de conexión, aplicar las reglas de control de tensión conforme la tecnología de generación definidas en la reglamentación vigente. No obstante, En Colombia no existen reglas para el control de tensión de generadores con PMD o CEN	La regla si se encuentra en la regulación, se debe coordinar con el OR el control de tensión según la Res. CREG 070 de 1998. En todo caso ver respuesta a comentario: 303

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 255

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	menor o igual a 1MW, se recomienda a la CREG solicitar al CNO establecer estos requisitos considerando el tamaño menor de estos sistemas y permitiendo esquemas simples como factor de potencia fijo o potencia reactiva constante a nivel de UG	
351	Clasificación: Cargos Se observa que el esquema propuesto no contempla incentivos económicos para la Autogeneración Remota (AGR). A diferencia de los créditos de energía establecidos en la Ley 1715 de 20214. Consideramos que el no cobro de CERE no constituye un incentivo suficiente, que represente un ahorro significativo que incentive las figuras que busca regular este proyecto normativo. Se sugiere incluir esquemas de créditos de energía para AGR con capacidad instalada menor a 1 MW, similar a lo previsto en la Resolución CREG 101 072 de 2025 para AGC	Ver respuesta comentario 9, 13 y 40
352	Clasificación: arranque autónomo Se propone considerar la inclusión de un mecanismo de asignación del servicio de Arranque Autónomo (AU) para recursos no despachados centralmente, en línea con lo previsto en el Capítulo 6.5 del Proyecto de Resolución CREG 143 de 2021. Este mecanismo permitiría asignaciones de hasta cinco (5) años, brindando mayor certidumbre a los inversionistas y viabilidad financiera a proyectos de almacenamiento de energía (BESS). La asignación prolongada del servicio AU permitiría que recursos como BESS participen en servicios complementarios, facilitando su bancabilidad y alineándose con los objetivos de confiabilidad del sistema.	Este tema no fue consultado, será analizado de forma integral con otros servicios complementarios en el SIN Sobre baterías, se acaba de expedir el proyecto de Resolución CREG 701 103 de 2025
353	Clasificación: Procedimiento de conexión Se identifican inconsistencias entre los considerandos del proyecto de Resolución CREG 701 091 de 2025 y el soporte técnico del Acuerdo CNO 1862: - En el Soporte Técnico se menciona en reiteradas ocasiones que los inversores (IGBTs) tienen bajos aportes de corriente de cortocircuito.	No se tienen inconsistencias, en la regulación se especifica que se aplica lo vigente para la conexión, en la cual también aplican los Acuerdos del C.N.O.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 256

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	- Solamente se permiten conexiones desbalanceadas hasta proyectos de 10 kW. - Si bien es cierto que la AG sin entrega de excedentes genera fluctuaciones de tensión, estas fluctuaciones son positivas para el sistema ya que al reducirse la cargabilidad de activos de uso, las tensiones aumentarán lo cual disminuye pérdidas y mejora la calidad de la energía especialmente en circuitos radiales con bajos niveles de cortocircuito. - Si bien es cierto que la AG sin entrega de excedentes genera cambios en la frecuencia del sistema, estos cambios corresponden a una reducción de demanda y por ende aumento de la frecuencia. Para la confiabilidad y seguridad energética del sistema es menos riesgoso un evento de sobrefrecuencia ya que las plantas de generación (incluyendo las plantas solares conectadas al SDL con CEN mayor a 5 MW) reducirán su generación garantizando la operación por debajo de la banda muerta de 30 mHz. - Respecto a la distorsión armónica, los requisitos del CNO y de la CREG 174 del 2021, establecen que los inversores deben cumplir los estándares UL 1741, IEEE 62109 o IEEE 1547. Los inversores actuales, que cumplen estos estándares, cuentan con bajos niveles de distorsión armónica (normalmente THDi < 3%). Por otra parte, estos inversores cuentan con la capacidad de aportar al sistema potencia reactiva para el control de tensión en estado estacionario e inyección rápida de corriente reactiva ante huecos de tensión	
354	Clasificación: Cargos El proyecto contempla que todos los AGR—incluso los que no realizan inyección al sistema— estén sujetos a cargos como CERE, FAZNI, respaldo, entre otros. Esta decisión puede afectar negativamente la rentabilidad de esquemas orientados exclusivamente al autoconsumo. Sugerencia: Reconsiderar la aplicación plena de estos cargos a los AGR sin inyección, o al menos establecer una diferenciación que refleje el nivel real de utilización de la red y servicios del sistema	No se comprende la aparte sin entrega de energía a la red, pues los cargos aplican cuando se entrega energía. Siempre que se entregue energía a la red aplica lo de Ley y regulación. Ver respuesta comentario 9, 13 y 40
355	Clasificación: Fronteras comerciales	Se está solicitando lo mismo de la regulación actual sin diferenciación

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 257

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	El conjunto de exigencias técnicas (medición clase 0.5S, pruebas, separación de fronteras, contratos de respaldo) puede generar barreras de entrada para usuarios industriales que buscan implementar esquemas remotos de autogeneración sin ser agentes generadores puros. Sugerencia: Incorporar mecanismos simplificados para AGR de mediana escala, con requisitos proporcionales al nivel de riesgo e impacto sobre la red.	
356	Clasificación: Comercialización Complejidad contractual con OR y comercializadores. El modelo requiere contratos adicionales con operadores de red y comercializadores para garantizar respaldo, liquidación neta y separación de fronteras, lo que eleva la carga administrativa y jurídica para empresas consumidoras que no operan como agentes generadores tradicionales. Sugerencia: Emitir lineamientos tipo o esquemas estándar de contrato para facilitar la implementación por parte de usuarios no regulados industrial	Ver respuesta comentario 37
357	Clasificación: Comercialización Tratamiento de proyectos ya implementados En el caso de plantas que ya cuentan con autogeneración bajo las reglas actuales, el nuevo marco podría modificar significativamente sus condiciones operativas y económicas, al exigir nuevos pagos y requisitos. Sugerencia: Incluir una cláusula de transición o régimen especial para proyectos en operación, a fin de salvaguardar sus condiciones económicas bajo las cuales fueron estructurados.	Los proyectos ya implementados no se están afectando, no entendemos el comentario.
358	Clasificación: pérdidas Los AGR pueden contribuir a reducir pérdidas en la red, evitar inversiones en expansión, y promover fuentes renovables. Sin embargo, el proyecto no contempla incentivos explícitos a estas externalidades positivas. Sugerencia: Evaluar mecanismos complementarios que reconozcan la eficiencia de los AGR en	Ver respuesta comentario 25 y 300

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 258

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	términos de sostenibilidad, reducción de pérdidas o aporte a la confiabilidad del sistema local	
359	Clasificación: Procedimiento de conexión El artículo establece que los autogeneradores remotos (incluyendo AGR) podrán solicitar asignación de capacidad aplicando las reglas de la Resolución CREG 075 de 2021. Sin embargo, esta resolución se encuentra suspendida conforme al artículo 2 de la Resolución CREG 101 071 de 2024, y el Proyecto CREG 701 095 no habilita explícitamente un mecanismo para la recepción de nuevas solicitudes de AG remotos. Esta falta de alineación normativa genera una barrera estructural que impide que los desarrolladores de proyectos solares puedan solicitar capacidad de transporte como autogeneradores remotos, incluso si el sistema dispone de disponibilidad técnica. La remisión a la CREG 075 para la presentación de solicitudes de AGR es incompatible con su actual suspensión (Res. 101 071/2024). Sin un procedimiento habilitado, se bloquea la posibilidad de iniciar nuevos proyectos solares bajo modalidad de autogeneración remota. El mecanismo por orden de llegada, con evaluación en tres meses, asegura transparencia, previsibilidad y dinamismo del mercado, sin condicionar al estado del proyecto. Incluir un párrafo que habilite expresamente la presentación de solicitudes de asignación de capacidad por parte de autogeneradores remotos (AGR), independientemente de su estado de avance o condiciones habilitantes. Texto propuesto: “ Los autogeneradores remotos, podrán presentar solicitudes de asignación de capacidad de transporte en cualquier momento. Estas serán evaluadas por orden de radicación y resueltas en un plazo no mayor a tres (3) meses, aplicando lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021 en lo que sea compatible con la presente resolución.”	Se ajusta la resolución definitiva para las plantas de generación en operación. Para los proyectos con capacidad asignada no se encuentra necesario realizar ajustes a la Resolución CREG 075 de 2021. Se aclara que la prohibición se realizó en el procedimiento establecido en la Resolución UPME 528 de 2021 y le corresponderá a la UPME ajustar el mismo en caso de considerarlo pertinente. Ahora bien, respeto de la solicitud de capacidad de transporte, el tratamiento técnico y regulatorio de los AGR y PMR son igual a los unos activos de generación. En consecuencia, los plazos para solicitar la capacidad de transporte ante la UPME son los definidos en las Resolución CREG 075 de 2021 y sus modificaciones.
360	Clasificación: Fronteras comerciales El proyecto no contempla la posibilidad de que un proyecto inicialmente tramitado y aprobado como generador centralizado pueda modificar su	Se ajusta la resolución definitiva para las plantas de generación en operación. Para los proyectos con

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 259

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	condición comercial a autogenerador remoto (AGR). Esta omisión impide que agentes que han obtenido asignación de capacidad bajo condición de generación, pero cuyos esquemas contractuales, de demanda o de uso cambian, puedan reorganizar su operación como autogeneradores. Esto limita la flexibilidad operativa y comercial del sistema y genera una barrera innecesaria para modelos híbridos de consumo e inyección. Esta figura permitiría a muchos desarrolladores que estructuraron inicialmente sus proyectos como generación centralizada reorganizarse en función de autoconsumo en sitios remotos, en línea con el Decreto 1403 de 2024. El cambio no debería implicar nueva solicitud de capacidad si se mantiene la infraestructura y punto de conexión, evitando duplicidad de trámites. La transición de generador a AGR es técnicamente viable y operativamente compatible con el SIN Permitir el cambio de condición comercial reduce trámites duplicados y facilita el desarrollo progresivo de los proyectos solares. Incluir una disposición que habilite el cambio de condición de generador a autogenerador remoto, sin exigir una nueva solicitud de capacidad, siempre que no se modifiquen las condiciones técnicas del punto de conexión. Texto propuesto: "Los proyectos que hayan obtenido asignación de capacidad bajo condición de generador centralizado podrán modificar su condición a autogenerador remoto mediante notificación al ASIC y al operador de red correspondiente, siempre que no se alteren las condiciones técnicas del punto de conexión aprobadas."	capacidad asignada no se encuentra necesario realizar ajustes a la Resolución CREG 075 de 2021. Se aclara que la prohibición se realizó en el procedimiento establecido en la Resolución UPME 528 de 2021 y le corresponderá a la UPME ajustar el mismo en caso de considerarlo pertinente
361	Clasificación: Pérdidas No es claro el tratamiento que se le dará a las pérdidas generadas por la generación en el SDL y STR. Se entiende que serán referenciados al STN.	Ver respuesta comentario 25 y 300
362	Clasificación: CERE Es importante destacar que los comercializadores no recaudan CERE, por consiguiente no pueden exonerar a usuarios del mismo. Esto le corresponde a los agentes generadores. En este sentido, es imperativo aclarar el tratamiento regulatorio del descuento asociado al CERE.	Ver respuesta comentario 14, 16 y 37

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 260

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
363	Clasificación: Cargos Para el tratamiento de activo de generación, se aplicara el artículo 17 de la Resolución CREG 024 de 2015, la cual se relaciona con OTROS PAGOS A CARGO DEL AUTOGENERADOR, esto puede ser contrario a las disposiciones del ítem I, el cual excluye el cobro del CERE sobre los consumos del AGR.	Ver respuesta comentario 205. No es contrario, pues la regulación vigente incluye el tratamiento que se le da al CERE.
364	Clasificación: Comercialización En cuanto a la comercialización de energía de un AGR, no es completamente clara la relación entre el agente comercializador y el agente generador, y como se realizara el correspondiente neteo en la facturación. Inicialmente, se entiende que son dos actores diferentes, con posiciones contrarias ante el AGR, en este sentido, no queda clara cual de estos debe asumir el descuento asociado al CERE.	Ver respuesta comentario 14, 16 y 37
365	Clasificación: LBC Con relación con el tratamiento que se propone en el proyecto de resolución frente al consumo de energía que exceda la Línea Base de Consumo (LBC) del usuario asociado a esquemas de autogeneración remota (AGR) o productor marginal remoto (PMR), no resulta claro cómo aplicaría este concepto de LBC en el marco del contrato que suscriba el usuario con el comercializador.	Ver respuesta comentario 14 y 51
366	Clasificación: Marcha blanca Considerando las dinámicas que introduce el proyecto de resolución, consideramos coherente, que la Comisión implemente espacios de técnicos, donde se expone en alcance del proyecto y se ilustre a través de ejemplos las disposiciones del mismo. Adicionalmente, de la manera mas atenta ponemos a consideración de la Comisión, el establecer un plazo transitorio, que permita a los agentes comercializadores, generadores y terceros interesados, en realizar los ajustes pertinentes para dar cumplimiento a las disposiciones del proyecto.	Ver respuesta comentario 199
367	Clasificación: Figuras AGR y PM ¿Cuáles son los requisitos mínimos para que un usuario final pueda acceder a la autogeneración remota?	Los establecidos en la resolución definitiva que expida esta Comisión

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 261

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
368	Clasificación: Cargos ¿De qué manera se reflejarán los cargos de respaldo, transmisión y otros conceptos en la factura de energía de un usuario que participa en autogeneración remota?	Ver respuesta comentario 40
369	Clasificación: Procedimiento de conexión ¿Qué responsabilidades tiene el usuario final en cuanto al cumplimiento de normas técnicas y de seguridad si decide instalar sistemas de autogeneración?	Los requerimientos de la regulación actual, igual que cualquier usuario o planta de generación: mantener sus equipos cumpliendo los requerimientos técnicos siempre.
370	Clasificación: Comercialización En la CREG 174 se menciona “Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros”. ¿Cuáles son los requisitos regulatorios y procedimientos para que un Tercero pueda estructurar un proyecto de autogeneración remota o productor marginal bajo un esquema PPA?	No existen requerimientos que regulen la relación entre el instalador y el usuario AGPE, es bilateral. Esto es tema de estudio actualmente Los que pueden vender energía en el sistema a usuarios son los que define la Ley 142 y 143 de 1994. Así mismo, no es función de esta Comisión estructurar los negocios jurídicos que celebren los sujetos pasivos de la regulación.
371	Clasificación: Comercialización ¿Qué reglas aplican para la representación comercial y de generación de los proyectos PPA ante el mercado mayorista y los agentes del sistema?	Ver respuesta comentario 14, 16 y 37
372	Clasificación: Cargos ¿Cómo se determinan y liquidan los cargos regulados (transmisión, respaldo, confiabilidad, FAZNI, CERE, etc.)?	Ver respuesta comentario 40
373	Clasificación: Procedimiento de conexión Cuál es el procedimiento para la asignación de capacidad y conexión a la red de proyectos?	Resoluciones CREG 174 de 2021 y 75 de 2021
374	Clasificación: Cargo Respaldo ¿De los participantes en la autogeneración remota, quién paga el contrato de respaldo?	Ver respuesta comentario 71, 115, 212 y el 282 Se aplica por punto de conexión, lo paga el usuario correspondiente al punto de conexión
375	Clasificación: Energía reactiva	Ver respuesta comentario 202

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 262

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	¿De los participantes en la autogeneración remota, a quien le aplica la exención de pago por penalización de reactiva?	
376	Clasificación: Procedimiento de conexión ¿Qué obligaciones técnicas y operativas debe cumplir un proyecto durante la conexión y operación, incluyendo la medición y reporte de energía?	Las establecidas en Resoluciones CREG 174 de 2021 y 75 de 2021
377	Clasificación: Comercialización Entendemos que la propuesta de la resolución plantea una metodología mediante la cual se exime del pago del CERE la energía registrada en la frontera de consumo del usuario con Autogeneración Remota (AGR), limitada a la cantidad de energía que le es entregada como resultado del mecanismo de “neteo” en pesos con la energía producida por el AGR. Bajo las condiciones actuales los comercializadores no son recaudadores de CERE, este valor está implícito dentro de la negociación del suministro de energía. En este sentido no se podría descontar el valor del CERE toda vez que este es recaudado por el generador y se encuentra dentro de los precios de negociación. En relación con la obligación del comercializador de realizar el balance de facturación, sugerimos se aclare si este valor debe o no formar parte del balance, y como se garantizaría su reconocimiento dentro del esquema de transacciones del mercado; porque en principio hay desbalance de costos en contra de los comercializadores. Por otro lado, con el fin de asegurar una correcta implementación operativa, dado que se trata de interacción entre agentes con roles distintos; consideramos de total relevancia que la Comisión defina un procedimiento operativo en donde se plasme: a) los plazos, b) formatos, c) responsabilidades de cada agente y d) resolución de diferencias en la liquidación, entre otras; tal como hoy lo establece actualmente la resolución CREG 156 de 2011. Por lo anterior, es indispensable se incorpore de forma clara y detallada dicho procedimiento para	Ver respuesta comentario 37

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 263

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	evitar conflictos contractuales entre agentes y proteger los intereses de los usuarios finales	
378	Clasificación: Redes privadas Frente a este articulado, en donde expresa: “En este caso, lo relacionado con los activos eléctricos de las redes privadas, su manejo y toda la responsabilidad asociada con los mismos es del usuario PM y de su agente comercializador representante” Consideramos que otorgar responsabilidad al comercializador de manera directa sobre activos físicos que no son de su propiedad, que no controla ni opera; resulta jurídicamente improcedente y técnicamente inviable. Esta responsabilidad desborda las competencias asignadas a la actividad de comercialización Por lo anterior, se solicita a la Comisión se aclare expresamente que la responsabilidad del cumplimiento del RETIE y demás normas técnicas estén en cabeza del Productor Marginal (PM), quien es el dueño de las redes privadas. Este agente es quien cuenta con la capacidad efectiva de garantizar la conformidad técnica y la operación segura y confiable de dichas instalaciones. El comercializador, como está definido dentro de sus responsabilidades tiene un rol de verificación documental o garante de requisitos formales ante el sistema, pero no debería ser considerado responsable de aspectos técnicos u operativos que están por fuera de su alcance	Ver respuesta comentario 2
379	Clasificación: Vinculación económica Frente a este artículo consideramos se revise su eliminación, pues está facultando a que un PM que no atiende usuarios vinculados económicos pueda comercializar energía; desvirtuando lo definido en el artículo 3 de esta propuesta regulatoria: “Actividad de productor marginal con posibilidad de atención de usuarios de forma remota (PMUFR). Actividad desarrollada conforme a lo establecido en el numeral 14.15 del artículo 14 de Ley 142 de 1994, y para su ejercicio, podrá emplear los Activos de Uso del STN, STR o SDL para que la energía entregada al SIN pueda ser utiliza para la atención	Ver respuesta comentario 193

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 264

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	de la demanda de uno o varios usuarios conectados al SIN, medidos a través de fronteras de comercialización diferentes a la que se encuentra conectado el productor marginal, siempre y cuando estos tengan una vinculación económica conforme a la definida en la presente resolución" "Productor marginal (PM). Es la persona natural o jurídica que realiza la actividad de producción marginal, sin importar el tamaño del activo de generación, ni el tipo de recurso empleado para tal fin, con posibilidad de atención de la demanda de usuarios de forma remota (PMUFR)". Permitir que un usuario que únicamente se autoabastece, sea considerado PM modifica el propósito de esta figura y puede generar ambigüedades o erradas interpretaciones	
380	Clasificación: Ventanilla única En el capítulo es importante que se incorpore la actualización de la resolución UPME 528 de 2021 por la cual se establece el procedimiento para atender a través de la Ventanilla Única (VU) todas las solicitudes de que trata esta resolución.	Ver respuesta comentario 329
381	Clasificación: Talleres de Socialización Para finalizar, teniendo en cuenta la complejidad operativa y comercial del esquema propuesto, se recomienda que antes de publicar la resolución definitiva, la CREG desarrolle talleres para socializar los procedimientos asociados al balance de facturación con ejercicios reales y de fácil entendimiento.	Ver respuesta comentario 208
382	Clasificación: Marcha Blanca Así mismo tener en cuenta un periodo de transición para la adecuación de los sistemas comerciales y la actualización de procesos y mecanismos de atención a clientes. Este proceso puede implicar costos adicionales derivados de la gestión masiva de trámites y debe ser debidamente considerado en el cronograma de implementación	Ver respuesta comentario 199

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 265

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
383	Clasificación: Vinculación económica El Proyecto de Resolución establece una definición de vinculación económica que es aplicable al productor marginal que es contraria a la Ley 142 de 1994. a) El Proyecto define la actividad de productor marginal con posibilidad de atención de usuarios de forma remota (PMUFR) señalado que ésta pueda ser utilizada para la atención de la demanda de uno o varios usuarios conectados al SIN, medidos a través de fronteras de comercialización diferentes a la que se encuentra conectado el productor marginal, siempre y cuando estos tengan una vinculación económica conforme a la definida en la presente resolución. b) Posteriormente, el Proyecto define Vinculación económica entre los usuarios y un Productor Marginal como la "Situación de control en los términos señalados en los artículos 260 y 261 del Código de Comercio entre la clientela del Productor Marginal (PM) y este". c) No obstante, la Ley 142 de 1994 definición la vinculación económica aplicable al productor marginal en otros terminos: (i) El numeral 14.15 de la Ley define al Productor marginal, independiente o para uso particular como "la persona natural o jurídica que desee utilizar sus propios recursos para producir los bienes o servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos para si misma o para una clientela compuesta principalmente por quienes tienen vinculación económica con ella o por sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal." (ii) Luego, el numeral 14.34. de la Ley 142 de 1994 define expresamente que es vinculación económica en los siguientes términos: "Se entiende que existe vinculación económica en todos los casos que definen las legislaciones comercial y tributaria. En caso de conflicto, se preferirá esta última". Las causales de vinculación económica en materia tributaria están incluidas en el artículo 260-1 del Estatuto Tributario. Se resalta que el artículo 450 del mismo Estatuto incluye otras causales pero que son aplicables al caso de precios de transferencia. d) La definición de vinculación económica que fue propuesta por la CREG sólo contempla el caso de vinculación de la legislación comercial (que es el control societario fijado en el Código de Comercio), no obstante omite incluir las causales de vinculación	No se acoge su comentario. El artículo 16 de la Ley 142 de 1994 facultó a la CREG para establecer si la actividad de PM se debe desarrollar bien sea a través de una empresa de servicios públicos o por personas naturales o jurídicas que produzcan servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos con la finalidad de ser suministrados con quienes se tiene vinculación económica directa con ella o con sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal. En cumplimiento del Decreto 1403, esta Comisión tomo la decisión de que para realizar la actividad de productor marginal remoto no es necesario constituirse en empresa de servicios públicos, en consecuencia, dado que es responsabilidad de esta comisión ser garante de los usuarios, no encuentra pertinente permitir que cualquier tipo de vinculación habilite la implementación de esta nueva actividad. Como se señala en presente documento, las medidas que se adoptaran son simétricas a las actividades que funcionan convencionalmente, sin embargo, uno de los retos de la implementación es el impacto directo para los usuarios que continuaran usando el servicio manera convencional y que tampoco se tiene como propósito acabar con la actividad de comercialización. La limitación establecida para los usuarios VE del PMR pretende que, al igual que el AGR, exista un interés genuino de favorecer al usuario remoto y que sea de fácil acreditación ante los agentes generadores y comercializadoras que les representarán.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 266

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	económica fijadas en la legislación tributaria, que están señaladas por la Ley 142 y, además, que son preferentes a la definición comercial. Por lo anterior, el Proyecto debe ser modificado para que la definición de vinculación económica incluya las causales establecidas la legislación comercial (que ya fueron incluidas) pero también las de la legislación tributaria. Respetuosa y amablemente se solicita a la CREG modificar la definición de vinculación económica del Proyecto de Resolución para incluir los casos de vinculación económica de la legislación tributaria de acuerdo con lo expresamente señalado por la Ley 142 de 1994, en el siguiente sentido: Vinculación económica entre los usuarios y un Productor Marginal: Situación de control en los términos señalados en los artículos 260 y 261 del Código de Comercio entre la clientela del Productor Marginal (PM) y este, y en la legislación tributaria, incluyendo el artículo 260 -1 del Estatuto Tributario” También podría modificarse en el siguiente sentido: Vinculación económica entre los usuarios y un Productor Marginal: Se entiende que existe vinculación económica en los casos señalados por el artículo 14.34. de la Ley 142 de 1994, entre estos la situación de control en los términos señalados en los artículos 26 y 261 del código de comercio entre la clientela del productor marginal (PM) y este, y los dispuestos por la legislación tributaria incluyendo el artículo 260-1 estatuto tributario	
384	Clasificación: Modificación puntos conexión Solicitamos que la regulación permita que un punto de conexión otorgado a un generador pueda convertirse en autogenerador y viceversa. Esta medida reconoce la flexibilidad que demandan los proyectos eléctricos a lo largo de su vida útil (superior a 30 años) y sus modelos de negocio, que pueden variar entre suministro a red o autoconsumo a lo largo del tiempo. Actualmente en Colombia no existe una regulación específica que permita de forma automática o clara cambiar un punto de conexión de “generador” a “autogenerador” (ni viceversa), aunque técnicamente es posible si se cumplen ciertos requisitos y se hace un nuevo trámite ante la UPME y demás entidades involucradas, lo ideal, para favorecer el desarrollo de las FNCER y bajar los precios de la energía de la industria, sería tener la flexibilidad para cambiar la naturaleza del punto de	Se ajusta la resolución definitiva para las plantas de generación en operación. Para los proyectos con capacidad asignada no se encuentra necesario realizar ajustes a la Resolución CREG 075 de 2021. Se aclara que la prohibición se realizó en el procedimiento establecido en la Resolución UPME 528 de 2021 y le corresponderá a la UPME ajustar el mismo en caso de considerarlo pertinente.

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 267

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
	conexión sin agotar un trámite que implique comenzar desde cero una solicitud ante la UPME como si se tratara de un proyecto nuevo	
385	Clasificación: Procedimiento de conexión Recordamos que tanto las Leyes 142 de 1994 (artículos 11, 170) y 143 de 1994 (artículo 30), la Corte Constitucional (sentencias C-616 de 2001 y C-150 de 2003) como la Superintendencia de Industria y Comercio (Concepto 21-28715 del 22 de enero de 2021) han reafirmado que el acceso a la red eléctrica es un derecho subjetivo asociado a la libre competencia y la no discriminación en los mercados regulados En este marco, solicitamos: • Que los proyectos de autogeneración, en cualquiera de sus modalidades, puedan ser evaluados en cualquier momento sin estar limitados a cronogramas de ventanillas únicas de recepción como las actualmente administradas por la UPME para proyectos de autogeneración con capacidad mayor a 5 MW, proceso que no tienen fechas claras e incluso actualmente se encuentra suspendido. • Que el procedimiento para evaluar la conexión de autogeneradores sea diferenciado, ágil y proporcional al impacto técnico real que estas instalaciones generan en el sistema, en especial en los siguientes casos: - El impacto depende de la cantidad de excedentes que se inyecten a la red. - Los proyectos de autogeneración ya se encuentran construidos y operando. Los usuarios industriales, comerciales y residenciales no pueden depender de plazos inciertos o de criterios poco transparentes. La competitividad energética del país requiere procesos expeditos y eficaces.	Los comentarios se refieren a la modificación integral de la Resolución CREG 075 de 2021 y no a la propuesta regulatoria en consulta.
386	Clasificación: Cargos Es fundamental que la regulación defina de manera precisa qué cargos tarifarios aplican a los autogeneradores con excedentes y remotos, diferenciando entre: • Energía consumida internamente. • Excedentes eventuales inyectados a la red. • Inyección regular (venta habitual)	Ver respuesta comentario 40, siempre serán por la energía consumida del STN, STR o SDL

AUTOGENERADORES REMOTOS Y PRODUCTORES MARGINALES REMOTOS CONFORME AL DECRETO 1403 DE 2024

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 268

#	Comentario	Respuesta, análisis y modificación en caso aplique
387	Clasificación: Cargos Asimismo, solicitamos evitar la doble imposición por uso de red y respaldo cuando no se justifique técnicamente. En muchos casos, el respaldo no es necesario o no representa una carga significativa al sistema	Ver respuesta comentario 40

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 269