

RESOLUCIÓN No. 101 099 DE 2026

(19 FEB. 2026)

Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los decretos 1524, 2253 de 1994, 1260 de 2013 y 2236 de 2023

CONSIDERANDO QUE:

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

El artículo 370 de la Constitución Política asigna al Presidente de la República la función de señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, los cuales hacen parte de la cláusula del Estado Social de Derecho.

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"*.

Adicionalmente el artículo 16 de la Ley 142 de 1994 establece que los productores marginales cumplen con las mismas funciones que una Empresa de Servicios Públicos y tienen las obligaciones de que trata el artículo 45 de la Ley 99 de 1993:

ARTÍCULO 16. APLICACIÓN DE LA LEY A LOS PRODUCTORES DE SERVICIOS MARGINALES, INDEPENDIENTE O PARA USO PARTICULAR.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

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.

En el mismo sentido, el artículo 54 de la Ley 143 de 1994, establece que los autogeneradores, las empresas que vendan excedentes de energía eléctrica, así como las personas jurídicas privadas que entreguen o repartan, a cualquier título, entre sus socios y/o asociados, la energía eléctrica que ellas produzcan, están obligados a cancelar la transferencia en los términos de que trata el artículo 45 de la Ley 99 de 1993, que será calculada sobre las ventas brutas por generación propia, de acuerdo con la tarifa que señale la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), para el efecto. Así mismo, se establecen los porcentajes de distribución y el tratamiento respecto del recurso empleado.

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

El literal "b" del numeral 74.1 del artículo mencionado, atribuye a la CREG la facultad de expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad, uso eficiente de energía, y de establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas, y entre éstas y los grandes usuarios.

El artículo 4 de la Ley 143 de 1994, señala que el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tendrá como objetivos en el cumplimiento de sus

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

funciones los de abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país; asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector; y mantener los niveles de calidad y seguridad establecidos.

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

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

Por su parte, el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 señala que corresponde a la CREG *"Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia"*.

Para el cumplimiento de este objetivo, se le atribuyó a la CREG, entre otras, las funciones de definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía y establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), teniendo en cuenta los conceptos del Consejo Nacional de Operación (C.N.O).

Mediante Resolución CREG 024 de 1995 se reglamentaron los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el SIN, que hacen parte del Reglamento de Operación.

Mediante Resolución CREG 025 de 1995 se estableció el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del SIN que contiene los reglamentos de Código de Planeamiento, Código de Conexión, Código de Medida y Código de Operación. Actualmente el Código de Medida está regulado en la Resolución CREG 038 de 2014.

El artículo 1 de la Resolución CREG 84 de 1996, por primera vez, complementó el alcance de la definición legal establecida en la Ley 143 de 1994 para el ejercicio de la actividad de Autogeneración, como aquella ejercida por una persona natural o jurídica que además de producir energía exclusivamente para cubrir necesidades propias, solo podía usar la red pública del SIN como respaldo y no estaba habilitada la venta o entrega de

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

excedentes. De igual forma, la Resolución CREG 84 de 1996 indicó al productor marginal que cumpliera las condiciones establecidas en el artículo 16 de la Ley 142 de 1994, sin establecer otras disposiciones.

La Ley 1715 de 2014 tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, incorporando como novedad la entrega de excedentes de energía a la red por parte de los autogeneradores, en los términos que establezca la CREG para tal fin.

Por su parte, el literal "a" del numeral 1 del artículo 6 de la Ley 1715 de 2014 le confirió al Ministerio de Minas y Energía (MME) las facultades para expedir los lineamientos de política energética en materia de generación con Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) tanto en las Zonas No Interconectadas (ZNI), como para la entrega de excedentes de autogeneración a pequeña y gran escala en el SIN, la conexión y operación de la generación distribuida.

Para el caso de la CREG, el literal "a" del numeral 2 del artículo 6 de la Ley 1715 de 2014, determinó respecto a la autogeneración a pequeña escala (AGPE), que los elementos para promover esta actividad deben tener en cuenta la definición de mecanismos simplificados de conexión y la entrega de excedentes, así como la aceptación de medidores bidireccionales de bajo costo para esta actividad. Así mismo, le encomienda a la CREG la función de definir la remuneración de la energía producida por los autogeneradores de pequeña escala.

Así mismo, el literal "a" del artículo 8 de la misma Ley, establece como función de la CREG, sobre el Crédito de Energía, lo siguiente: (...) *"Para el caso de los autogeneradores a pequeña escala que utilicen FNCE, los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán, mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, según las normas que la CREG defina para tal fin, las cuales se fundamentarán en los criterios establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994 para definir el régimen tarifario, específicamente, el criterio de suficiencia financiera (...)".*

En este sentido, teniendo en cuenta las facultades y mandatos conferidos por las Leyes 142 y 143 de 1994, y la Ley 1715 de 2014, esta Comisión cuenta con la competencia de regular integralmente la actividad de autogeneración, sin que, para ello, se encuentre restringida al tamaño de la planta o del recurso de generación empleado para tal fin.

A través del Decreto 2469 de 2014, el MME estableció los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración, instruyendo a la CREG a que en la expedición de la regulación se tuvieran en

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

cuenta las mismas reglas aplicables a una planta de generación con condiciones similares en cuanto a la cantidad de energía que entrega a la red, así como, estableciendo los parámetros a cumplirse para la actividad de autogeneración.

Conforme lo anterior, esta Comisión expidió la Resolución CREG 024 de 2015 con la finalidad de regular la actividad de autogeneración a gran escala (AGGE) derogando lo dispuesto en la Resolución CREG 084 de 1996, permitiendo la venta de excedentes y su entrega al SIN.

Complementariamente, la Resolución UPME 281 de 2015, estableció el límite de potencia máximo para que un autogenerador sea considerado como de pequeña escala, siendo igual a 1 MW, que corresponde a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador.

Mediante el Decreto 348 de 2017, el MME estableció los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala, donde se destaca:

(...) Artículo 2.2.3.2.4.7. Parámetros para ser considerado autogenerador a pequeña escala (...) (...) 2. 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 Regional y/o Sistemas de Distribución Local.(...)

(...) Artículo 2.2.3.2.4.9. Remuneración de excedentes de energía. La CREG definirá el mecanismo de remuneración de los excedentes de autogeneración a pequeña escala y el responsable de su liquidación y medición. Dicho mecanismo deberá: i) facilitar la liquidación periódica de los excedentes de energía y definir las condiciones para que los saldos monetarios a favor del autogenerador sean remunerados de forma expedita y ii) tener en cuenta las características técnicas de la medida y la capacidad instalada del usuario.

Parágrafo. Para el caso de los autogeneradores a pequeña escala que utilicen Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, según las normas que la CREG establezca para tal fin en aplicación de lo dispuesto en el artículo 2.2.3.2.4.8 de este decreto. (...)

La Resolución CREG 174 de 2021 a través de la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el SIN, en cumplimiento del artículo 8 de la Ley 1715 de 2014 estableció conceder

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

créditos de energía a los usuarios AGPE con una capacidad instalada o nominal del activo de generación menor o igual a 1 MW.

El Decreto 1403 de 2024 expedido por el MME, derogó tácitamente el Decreto 2469 de 2014, incorporando nuevos lineamientos de política energética en materia de autogeneración, producción marginal y autogeneración remota.

Para el cumplimiento de la nueva política pública definida en el citado Decreto, se establece que la CREG debe analizar:

(...) 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 (...)

(...) ARTÍCULO 2.2.3.2.4.1 (...) (...) 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

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

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. (...)

(...) ARTÍCULO 2.2.3.2.4.1 (...) (...) 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 (...)

(...) 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. 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 (...)

De manera complementaria, el citado decreto redefine los parámetros para ser considerado autogenerador o productor marginal, en los cuales se destaca:

(...) (...) 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 podrá utilizar los activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN)

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

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 (...)

(...) 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) para el consumo de la energía autogenerada en sitios distintos a los de producción, 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 (...)

Así mismo, el Decreto 1403 de 2024 en su artículo 1 adiciona lineamientos de política energética en materia de liberación de la autogeneración y producción marginal sin excedentes a la red:

(...) 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 (...)

Respecto de lo anterior, el MME emitió el concepto con radicado No. 2-2025-006029 del 26 de febrero de 2025, haciendo las siguientes aclaraciones sobre la interpretación y aplicación del artículo 1 del Decreto 1403 de 2024 y sus lineamientos para ejercer la actividad de autogeneración sin excedentes al SIN:

"(...) Consideraciones Técnicas.

*Ahora bien, es preciso acotar en adición a lo expuesto, que **la conexión de sistemas de autogeneración o producción marginal al Sistema Interconectado Nacional, independientemente de su intención o no de entregar excedentes, implica consideraciones técnicas fundamentales que impactan directamente la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto.***

La conexión de cualquier sistema de generación modifica los niveles de cortocircuito en el punto de conexión, sus alrededores y otras características de la red. Esto afecta directamente los esquemas de protección existentes, los cuales deben ser coordinados considerando

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

las nuevas condiciones operativas para garantizar una respuesta adecuada ante fallas del sistema, los niveles de voltaje y frecuencia de la red. La ausencia de entrega de excedentes no elimina la necesidad de esta coordinación, pues el sistema de generación sigue siendo una fuente potencial de corriente de falla

Los sistemas de autogeneración y producción marginal pueden introducir perturbaciones o distorsiones en la calidad de la potencia del sistema, incluyendo fluctuaciones de tensión, frecuencia, distorsión armónica y desbalances de carga. Estos fenómenos técnicos ocurren independientemente de la dirección del flujo de potencia, es decir, sin importar si hay o no entrega de excedentes a la red. La gestión inadecuada de estos aspectos puede resultar en afectaciones a otros usuarios conectados al mismo circuito o transformador.

La estabilidad del sistema puede verse comprometida por la operación de estos sistemas, particularmente durante eventos de falla o maniobras de la red. Los sistemas de control y protección deben estar adecuadamente configurados para mantener la estabilidad tanto en operación normal como en condiciones de contingencia. Esta necesidad técnica existe independientemente de la entrega de excedentes, pues está relacionada con la interacción dinámica entre el sistema de generación y la red.

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. (...)

En consecuencia, no puede desconocerse que los artículos 33 y 34 de la Ley 143 de 1994 disponen que la operación del Sistema Interconectado Nacional 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

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

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.

*Por lo anterior, dado que **el Estado tiene por obligación garantizar la operación segura y confiable del sistema** además de mantener y operar las instalaciones preservando la integridad de las personas y, considerando el impacto que supone la conexión de los autogeneradores y productores marginales que no inyectan excedentes a la red, sean estos integrados al Sistema Interconectado Nacional o a Redes en las Zonas No Interconectadas; **se debe asegurar la operación segura de la red y la integridad de quienes operen y hacen uso de la misma en las actividades del sector.***

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. (...)"

En cumplimiento de los nuevos lineamientos de política pública, el 27 de febrero de 2025 la CREG publicó para comentarios el Documento 901 171 de 2025 adjunto a la Circular CREG 136 de 2025, el cual dentro de su análisis inicial indicó:

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

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

Respecto al cargo o componente de Transmisión (T) del costo Unitario de Prestación del servicio (CU), se señaló que no puede ser exonerado

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

a un usuario, dado que este siempre hace uso de la red (activo de tercero), e incluso la usa de forma continua cuando tiene autogeneración de forma remota. Un caso especial es el de usuarios autogeneradores a pequeña escala, los cuales por mandato expreso de la Ley 1715 de 2014 aplican Créditos de Energía.

- b) Se presentó una propuesta de autogeneración remota y el productor marginal con usuarios de forma remota en la cual se cumplen las condiciones de planeación, conexión y operación en forma simétrica que cualquier otra planta de igual capacidad. Las reglas de la energía, para propio consumo cumplen también lo anterior.
- c) Se presentó una propuesta para la participación en el cargo por confiabilidad y el servicio complementario de generación de seguridad.
- d) Sobre una actualización del esquema de cargo de respaldo, se indicó que el tema se abordará en la discusión del proyecto de Resolución CREG 701 082 de 2025, pues no hace parte del presente análisis.
- e) Sobre la aplicación o no de alguno de los lineamientos del Decreto 1403 de 2024 en las Zonas No interconectadas, se indicó que el tema se abordará en análisis y resolución independiente.

En consecuencia, 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 propender especialmente por:

- 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*

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

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.

De manera complementaria, mediante el radicado S2025004264 del 11 de junio de 2025, la CREG se refirió sobre el Pronunciamiento realizado por el MME mediante el radicado No. 2-2025-006029 sobre las condiciones del artículo 1 del Decreto 1403 de 2024, en el siguiente sentido:

*"(...) esta Comisión entiende que si bien para el caso de un autogenerador o productor marginal sin entrega excedentes el artículo 2.2.3.2.4.11 del Decreto 1073 de 2015 le reconoció al usuario el derecho o la facultad de poder usar las redes del SIN, eliminando cualquier tipo de **autorización**, no lo eximió del cumplimiento de los requisitos técnicos, operativos, comerciales y procedimentales que garanticen la operación eficiente, segura y confiable del sistema establecidos en la Ley 143 de 1994 y de cumplir con todos los requisitos y procedimientos establecidos por las diferentes autoridades del sector en el marco de sus competencias; en consecuencia, para su puesta en operación solo se requiere contar con la **aprobación** respecto del cumplimiento de los requisitos antes mencionados para **formalizar la conexión** al SIN.*

*Complementariamente, para la conexión al SIN es necesario diferenciar la potencia máxima declarada del concepto de capacidad instalada o nominal, pues una define la capacidad nominal en función de los equipos de generación o diseño de fabricante, y la otra, define lo que es capaz de entregar un autogenerador a la red en el punto de conexión. Ahora, para identificar ante quien se debe **formalizar la conexión**, dependerá de que la misma sea al Sistema de Distribución Local (SDL), Sistema de transmisión Regional (STR) o Sistema de Transmisión Nacional (STN).*

*En consecuencia, para **formalizar la conexión** al SDL de un autogenerador sin entrega de excedentes, el usuario debe cumplir los requisitos técnicos, operativos, comerciales y procedimentales establecidos en la Resolución CREG 174 de 2021, en especial, el procedimiento de conexión al que se refiere el artículo 14 y el numeral "vi)" del Anexo 5 de la citada normativa. Dichos procedimientos brindan una aprobación en la cual se verifica que se cumplen con los requerimientos técnicos regulados. (...)*

*(...) que conforme lo dispuesto en el artículo 2.2.3.2.4.11 del Decreto 1073 de 2015, un autogenerador sin entrega de excedentes con conexión al STR o STN no requiere del concepto de conexión emitido por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) que equivale a una autorización; sin embargo, para **formalizar la conexión** debe cumplir*

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

con todos los requisitos técnicos, operativos, comerciales y procedimentales que garanticen la operación eficiente, segura y confiable del sistema.

No obstante, no requerirse concepto de conexión, a efectos de la planeación del SIN, el Centro Nacional de Despacho (CND) le debe informar a la UPME la entrada en operación del autogenerador sin entrega de excedentes con conexión al STR o STN.

En conclusión, entendemos que cualquier autogenerador sin excedentes debe cumplir con toda la regulación vigente, los requisitos técnicos establecidos en el RETIE (pues es un reglamento para seguridad de las personas e instalaciones), realizar el procedimiento de conexión establecido en la regulación y/o en los Acuerdos del Consejo Nacional de Operación (C.N.O.), y en general, cumplir con todos los requisitos técnicos para la conexión y operación, exceptuando la obligación de obtener un concepto de autorización de la conexión o derecho a la conexión.

*Conforme lo expuesto, según la ubicación del punto de conexión, la puesta en operación de un autogenerador sin entrega de excedentes siempre estará antecedida de la aprobación o **formalización de la conexión** por parte del transportador correspondiente y de la realización del procedimiento de entrada en operación y pruebas conforme los Acuerdos del C.N.O., con lo cual, este siempre conocerá la causa de la disminución del consumo del usuario asociado."*

Teniendo en cuenta todo lo anterior, la CREG en su Sesión No. 1390 del 21 de junio de 2025 aprobó someter a consulta pública mediante proyecto de Resolución CREG 701 091 de 2025 la propuesta que regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal con usuarios de forma remota. En el Documento Soporte CREG 901 195 de 2025 de la anterior resolución se incluyó el análisis y la respuesta a los comentarios recibidos al Documento 901 171 de 2025 adjunto a la Circular CREG 136 de 2025.

Durante el periodo de consulta de la anterior resolución, el MME expidió la Resolución 40379 de 2025 *"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"*. Dicha resolución aplica de manera transitoria hasta tanto la CREG expida la reglamentación de que tratan los artículos 2.2.3.2.4.1, 2.2.3.2.4.2 y 2.2.3.2.4.4. del Decreto 1403 de 2024.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

Luego del periodo de comentarios del Proyecto de Resolución CREG 701 091 de 2025, los siguientes remitentes allegaron sus observaciones:

Radicado	Remitente
E2025009898	C.N.O
E2025009918	PLUSENERGY SAS ESP
E2025009950	ANDEG
E2025009956 / E2025010455	ERCO
E2025009961	ISA
E2025009965	ISAGEN
E2025009968	XM
E2025009974	ENERTOTAL S.A. E.S.P
E2025009975	ACOLGEN
E2025009976	SER COLOMBIA
E2025009978	Asoenergía
E2025009980	EPM
E2025009981	Enel Colombia
E2025009972	CEO
E2025009982	ASOCODIS
E2025009983	AES
E2025009984	CAC
E2025009986	ANDESCO
E2025010001	GECELCA S.A. E.S.P.
E2025010020	EEP
E2025010021	Air-e SAS ESP
E2025010022	PROMIGAS
E2025010024	CEDENAR S.A. E.S.P.
E2025010025	CELSIA
E2025010026	Ecopetrol S.A
E2025010027	GREENYELLOW ENERGÍA DE COLOMBIA
E2025010097	Emergentcold
E2025010102	Solargreen SAS
E2025010408	Vatia S.A.S. E.S.P.
E2025010786	ACCE
E2025012316	Baker & McKenzie S.A.S
E2025009494	SAN JORGE FOTOVOLTAICO

En el documento soporte que acompaña esta resolución se incluyen los análisis y respuesta a cada uno de los comentarios.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

Como resultado del diligenciamiento del formulario sobre prácticas restrictivas a la competencia, de conformidad con los establecido los artículos 2.2.2.30.5 y 2.2.2.30.6 del Decreto 1074 de 2015 se concluyó que la presente resolución debía agotar el trámite de abogacía de la competencia, y, en consecuencia, ser remitido a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, para la emisión del concepto respectivo.

Conforme a lo anterior, la CREG en su Sesión No. 1430 del 26 de diciembre de 2025, decidió aprobar la presente resolución y enviar a la SIC para la emisión del concepto de abogacía de la competencia, tal y como obra constancia, en la radicación No. 25-644854 realizada en la misma fecha ante dicha autoridad en materia de competencia.

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.*

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."*

Con base en las anteriores consideraciones, la CREG en su Sesión No. 1441 del 19 de febrero de 2026, acordó expedir la presente resolución.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

En consecuencia,

R E S U E L V E :

TÍTULO I. DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1. Objeto. La presente resolución tiene por objeto:

- i. 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).
- ii. 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.
- iii. 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.
- iv. 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.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. Esta resolución aplica a:

- i. Usuarios en el SIN que deseen realizar la actividad de AGFR o PMRUFR en los términos y condiciones definidos en esta resolución.
- ii. Usuarios AGGE o usuarios que realizan la actividad de AGFR o PMRUFR y que deseen participar en el Cargo por Confiabilidad en los términos y condiciones definidos en esta resolución.
- iii. Recursos de generación con y sin entrega de energía al Sistema de Transmisión Nacional (STN), Sistema de Transmisión Regional (STR) y Sistema de Distribución Local (SDL).

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

- iv. A Transportadores, Operadores de Red, el Centro Nacional de Despacho (CND), al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), al Liquidador, Administrador de Cuentas (LAC), agentes Comercializadores y Generadores, al Consejo Nacional de Operación (C.N.O.) y a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

Artículo 3. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de esta resolución se tendrán en cuenta las definiciones contenidas en las Leyes 142 y 143 de 1994, en la Ley 1715 de 2014, los Decretos 348 de 2017 y 1403 de 2024 compilados en el Decreto 1073 de 2015, en las resoluciones vigentes de la CREG y aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan, y en especial, las siguientes:

Activos eléctricos o de conexión: Son todos los activos eléctricos de conexión utilizados por un usuario o un activo de generación hasta que se unen a su punto de conexión (PC) al STN, STR o SDL. Estos no corresponden a los activos de uso definidos en la Resolución CREG 015 de 2018.

Activos de generación: Son todos los activos eléctricos asociados a una planta o recurso de generación.

Autogenerador colectivo (AC) y Generador Distribuido Colectivo (GDC). Definiciones de que trata la Resolución CREG 101 072 de 2025 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Autogenerador a gran escala (AGGE). Definición de que trata la Resolución CREG 174 de 2021 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Autogenerador a pequeña escala (AGPE). Definición de que trata la Resolución CREG 174 de 2021 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

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.

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 artículo 14, el artículo 16 de la Ley 142 de 1994 y el

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

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.

Capacidad instalada o nominal del activo de generación del AGR o del productor marginal remoto (PMR). Es la capacidad continua a plena carga del activo de generación del AGR o del PMR que se conecta al STN, STR o SDL, bajo las condiciones especificadas según el diseño del fabricante.

Cuando la conexión al STN, STR o SDL 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.

Para los casos en que se aplique el procedimiento de conexión de la Resolución CREG 174 de 2021 y en caso de que el valor de placa se encuentre en unidades de kVA o MVA, se asumirá un factor de potencia unitario.

Costo equivalente real en energía del cargo por confiabilidad (CERE). Corresponde a la variable CERE de que trata el anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006.

Excedentes. Para efectos de esta resolución se refiere a la energía eléctrica entregada al STN, STR o SDL en el punto de conexión del usuario en el que tiene activos de generación al interior de sus activos eléctricos de conexión. En el mencionado punto de conexión, coinciden físicamente la frontera de generación del activo de generación y la frontera de comercialización para el consumo del usuario.

Frontera de comercialización. Corresponde con la definición de frontera de comercialización de la Resolución CREG 156 de 2011.

Frontera de comercialización para agentes y usuario. Corresponde con la definición de frontera de comercialización de la Resolución CREG 156 de 2011.

Frontera de generación. Corresponde con la definición de frontera de generación de la Resolución CREG 038 de 2014.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

Frontera de generación individual (FGI). Es la frontera de generación registrada para un activo de generación en el punto de conexión individual (PCI). Esta frontera cumple con los requerimientos de fronteras de generación de la Resolución CREG 038 de 2014 a nivel de PCI. Igualmente deben ser registradas conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG 157 de 2011.

Potencia máxima declarada (PMD) de un AGR o un PMR. Para el activo de generación del AGR y del PMR, la PMD corresponde con la misma definición de Capacidad Efectiva Neta (CEN) de que trata la Resolución CREG 074 de 2002.

En cualquier caso, la PMD será igual a la potencia establecida en el contrato de conexión, en caso de que este aplique. Así mismo, esta deberá ser menor o igual a la capacidad instalada o nominal, menor o igual a la capacidad de transporte asignada y será la máxima capacidad que se puede entregar al STN, STR o SDL en la frontera de generación en el PC.

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.

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.

Punto de conexión individual (PCI). Se refiere al punto de conexión eléctrico donde un activo de generación entrega la energía al interior de los activos eléctricos o de conexión de un usuario.

Sistema de Distribución Local (SDL). Definición de que trata la Resolución CREG 015 de 2018, o aquella que la modifique o sustituya.

Sistema de Transmisión Nacional (STN). Definición de que trata la Resolución CREG 011 de 2009, o aquella que la modifique o sustituya.

Sistema de Transmisión Regional (STR). Definición de que trata la Resolución CREG 015 de 2018, o aquella que la modifique o sustituya.

Sistema Interconectado Nacional (SIN). Definición de que trata la Resolución CREG 011 de 2009, o aquella que la modifique o sustituya.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

Transportador. Definición de que trata la Resolución CREG 075 de 2021, o aquella que la modifique o sustituya.

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.

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.

Vinculación económica entre los usuarios y un Productor Marginal Remoto. Situación de control en los términos señalados en los artículos 260 y 261 del Código de Comercio entre la clientela del Productor Marginal Remoto (PMR) y este, siempre que esta sea atendida de manera remota. Cualquiera de estos podrá ejercer como controlante o subordinado.

TÍTULO II. AUTOGENERADOR REMOTO (AGR) EN EL SIN

CAPÍTULO 1 – REQUISITOS DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN

Artículo 4. Consideraciones para el procedimiento de conexión de un usuario que requiera ser AGR. Se deberán cumplir las siguientes disposiciones:

- i. En caso de la conexión de un usuario potencial que pretenda posteriormente estar asociado a un AGR con un punto de conexión (PC) o diferentes PC de suministro (consumo) conforme lo indicado en esta resolución, con el fin de recibir la asignación de su capacidad como usuario(s), se deberán aplicar primero las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 075 de 2021.
- ii. 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. Adicionalmente, a la demanda asociada al usuario que realiza la actividad de AGFR le será aplicable toda la regulación asociada a los usuarios no regulados prevista en el Reglamento de Operación.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

- iii. 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 apliquen el artículo 17 de esta resolución para realizar la actividad de AGFR.
- iv. El activo de generación del AGR debe cumplir con el procedimiento de conexión del activo conforme se indica en esta resolución.
- v. Asociado al mismo 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 agentes y usuarios para el consumo del usuario asociado al AGR ni de ningún otro usuario.
- vi. 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 entre agentes y usuarios para el consumo.
- vii. En caso de que el usuario asociado al AGR quiera realizar las actividades de AGPE, AGGE, PMRUFR, AC, Cogeneración, GD o GDC, u otras, 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. Para dicho fin, el usuario deberá primero finalizar los contratos acordados con sus agentes representantes generador y comercializador bajo el ejercicio de la actividad de AGFR, y finalizar, a través de sus agentes representantes, todas aquellas obligaciones que hayan adquirido dichos agentes en el MEM con el activo de generación.

Lo anterior, conforme las reglas vigentes y realizando los trámites necesarios ante el ASIC. Así mismo, el agente generador representante deberá realizar la cancelación de la frontera de generación; luego podrán aplicar la regulación vigente de acuerdo con la actividad que decida realizar con dicho activo.

Al activo de generación del AGR le aplicará las reglas de retiro dispuestas en la Resoluciones CREG 156 y 157 de 2011, o aquella que la modifique, adicione o sustituya. Adicionalmente, en caso de que tengan Obligaciones de Energía Firme (OEF) asociados al activo de generación, se deberá dar cumplimiento a lo definido en la Resolución CREG 071 de 2006 para el retiro de plantas con OEF.

Artículo 5. Procedimiento de conexión y requisitos técnicos de conexión del activo de generación del AGR. El procedimiento de conexión del activo de generación del AGR será el siguiente:

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

- i. Si la PMD del activo de generación del AGR es inferior a 5MW y la conexión es en el SDL, el AGR deberá aplicar el procedimiento de conexión de la Resolución CREG 174 de 2021, conforme a lo establecido el artículo 49 de esta resolución. Para casos con PMD inferior a 5 MW y con conexión al STR o STN se usará el procedimiento de conexión, requisitos técnicos y asignación de capacidad de transporte igual que un generador conforme se indica en el literal ii de este artículo.

Durante el proceso de conexión el AGR deberá declarar ante el Operador de Red (OR) y el CND la Capacidad Instalada o Nominal y la PMD del activo de generación. La PMD se deberá verificar en la etapa de pruebas antes de entrar en operación comercial. Las pruebas de la PMD se deberán incluir en un Acuerdo del C.N.O. Sobre la capacidad instalada se deberá entregar durante el procedimiento de conexión la documentación de fabricante que pruebe dicha capacidad.

- ii. Si la PMD del activo de generación del AGR es mayor o igual a 5MW y la conexión es en nivel del SDL, STR o STN, o casos de PMD menor de 5 MW con conexión al STR o STN como indicado en el literal i anterior, el AGR deberá aplicar el procedimiento de conexión, requisitos técnicos y asignación de capacidad de transporte igual que un generador establecidos en las Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998 y 075 de 2021, y, según corresponda, en las Resoluciones CREG 060 de 2019 y 148 de 2021, u otras normas que contengan reglas de conexión y operación, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

Durante el proceso de conexión el AGR deberá declarar ante la UPME y el CND la Capacidad Instalada o Nominal y la PMD del activo de generación. La PMD se deberá verificar en la etapa de pruebas. Las pruebas de la PMD se deberán incluir en un Acuerdo del C.N.O. Sobre la capacidad instalada se deberá entregar durante el procedimiento de conexión la documentación de fabricante que pruebe dicha capacidad.

El sistema de trámite en línea del OR y/o la Ventanilla Única de que tratan las Resoluciones CREG 174 de 2021 y 075 de 2021 deberán tramitar las solicitudes de conexión para el activo de generación del AGR en los términos definidos en este artículo.

Artículo 6. Procedimiento de conexión y requisitos técnicos de conexión de activos de generación sin excedentes de un usuario que está asociado a un AGR. En caso de que el usuario que realiza la actividad de AGFR tenga activos de generación adicionales para el propio consumo asociados al PC que coincide con su frontera de comercialización para agentes y usuarios de consumo de energía y sin que se presenten entregas de energía

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

hacia la red de uso en dicho PC, se aplicará lo dispuesto en el artículo 46 de la presente resolución.

En caso de que estos usuarios requieran realizar (o ser parte de) las actividades de AGPE, AGGE, PMRUFR, AC, Cogeneración, GD o GDC, u otras, con el activo de generación que no tiene entrega de energía a la red, deberán previamente finalizar la actividad de AGFR conforme a lo establecido en el artículo 4 de la presente resolución.

Artículo 7. Requisitos de operación e información del activo de generación de un AGR. Para la operación del activo de generación del AGR en el STN, STR o SDL se deberá cumplir con:

- i. 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.
- ii. Se debe cumplir con las Resoluciones CREG 055 de 1994, 024 de 1995, 025 de 1995, 086 de 1996, 070 de 1998, 023 de 2001, 034 de 2001, 063 de 2000, 064 de 2000, 071 de 2006, 027 de 2016, 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022, y todas aquellas que las hayan modificado o sustituido o que contengan las reglas de operación de los generadores.
- iii. La PMD también debe ser declarada ante el CND por el agente generador representante del activo de generación del AGR sin que dicho valor supere la capacidad de transporte asignada. Este valor será la máxima capacidad que se puede entregar a la red en la frontera de generación.
- iv. Se deberá declarar toda la información al CND y ASIC que corresponda a la condición de planta despachada o no centralmente.

Artículo 8. Sistemas de medida y registro de fronteras comerciales del AGR. Para los sistemas de medida y el registro de las fronteras comerciales se tendrán en cuenta las siguientes reglas:

- i. La frontera de comercialización para agentes y usuarios para consumo del usuario asociado al AGR y la frontera de generación del AGR deberán cumplir con lo establecido en el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014. La frontera de comercialización para agentes y usuarios de

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

consumo es representada por un agente comercializador y la frontera de generación es representada por un agente generador.

Es requisito indispensable para acceder al mercado, que tanto el AGR como su usuario asociado instalen un equipo de medición individual con capacidad para efectuar telemedida, de modo que permita determinar la energía entregada y demandada hora a hora en cada PC, de acuerdo con los requisitos establecidos en el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014.

- ii. El agente que represente al usuario asociado al AGR y que represente el activo de generación del AGR, de forma correspondiente, comercializador o generador, deberá cumplir con lo establecido en la Resolución CREG 157 de 2011, y demás normas que la modifiquen o complementen, para registrar las fronteras de comercialización para agentes y usuarios y la frontera de generación.

En el registro de la frontera de comercialización para agentes y usuarios y la frontera de generación, el representante de la frontera deberá informar el usuario y el activo de generación asociado para que la actividad AGFR quede identificada.

El ASIC podrá definir requisitos de información adicionales sobre los datos de la frontera de generación y comercialización para agentes y usuarios y publicarlos en su página de internet.

Artículo 9. Cancelación de fronteras comerciales de un AGR. Para la cancelación de las fronteras de comercialización para agentes y usuarios del usuario asociado al AGR y la frontera de generación del AGR que realiza la actividad de AGFR, se deberá seguir el procedimiento definido en las Resoluciones CREG 156 y 157 de 2011 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. Adicionalmente, en caso de que tengan OEF asociadas al activo de generación conforme a lo establecido en esta resolución, se deberá dar cumplimiento a lo definido en la Resolución CREG 071 de 2006 para el retiro de plantas con OEF.

Artículo 10. Cargo por respaldo para conexión de un AGR. Para la aplicación de cargos de respaldo, el valor por respaldo de red será el resultante de la aplicación del artículo 15 y el Capítulo 10 de la Resolución CREG 015 de 2018.

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 para esta resolución cuando el usuario que realiza la actividad de AGFR tiene un activo de generación sin entrega de energía a la

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

red conforme al artículo 6, se considerará como un autogenerador dicho activo de generación y en ese PC para aplicación de dicho capítulo.

Artículo 11. Indisponibilidad de red para entrega de energía del AGR. Ante indisponibilidad de la red del SDL para la entrega de energía por parte del activo de generación del AGR, se aplicará lo dispuesto en el numeral 5.2.8 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 o aquella que la modifique o sustituya.

Artículo 12. Costo del transporte de Energía Reactiva del AGR. En cada frontera de comercialización para agentes y usuarios y cada frontera de generación, de forma independiente, se aplicarán las reglas por el transporte de energía reactiva conforme las Resoluciones CREG 015 de 2018 y 101 035 de 2024.

Artículo 13. Tratamiento de las pérdidas en los STR o SDL del AGR. En caso de que las pérdidas de energía sean superiores a las reconocidas al OR en el nivel de tensión respectivo por la entrada en operación del activo de generación del AGR, 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 los términos de la Resolución CREG 024 de 1995 o aquella que la modifique o sustituya.

Artículo 14. Cargos aplicables al agente generador que representa el activo de generación del usuario y que es usado para la actividad de AGFR. Al agente generador que representa el activo de generación usado por el AGR 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.

CAPÍTULO 2 – COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA DE UN AGR

Artículo 15. Cargos tarifarios aplicables al usuario que realiza la actividad AGFR. A los consumos del usuario asociado al AGR le aplicarán todos los cargos tarifarios a que haya lugar conforme la regulación vigente.

Artículo 16. Reglas de comercialización de energía para el usuario que realiza la actividad de AGFR y agentes representantes. Las reglas

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

de comercialización de energía tanto para para la energía entregada al SIN y para el consumo son las siguientes:

- i. El AGR que quiera entregar energía a la red con un activo de generación y realizar la actividad de AGFR, dicho activo de generación deberá ser representado por un agente generador en el mercado mayorista, en cuyo caso, las partes acordarán libremente las condiciones de dicha representación.

En caso de que el agente generador participe o prevea participar en algún mecanismo del cargo por confiabilidad, prevea recibir OEF, o prevea participar en el mercado secundario u otros mecanismos asociados a la Resolución CREG 071 de 2006, utilizando el activo de generación que se usa para la actividad AGFR, el AGR deberá cumplir con lo previsto en el artículo 40 de la presente resolución.

En caso de que el activo de generación usado para la actividad de AGFR no participe en algún mecanismo del cargo por confiabilidad, ni participe en el Mercado Secundario, ni tenga OEF asignadas, conforme a la Resolución CREG 071 de 2006 y mecanismos complementarios de la misma, el agente generador y el AGR deberán acordar en el contrato de representación lo previsto en el artículo 18 de esta resolución sobre la generación real y el CERE y que tiene relación con la demanda consumida del usuario asociado al AGR.

En cualquier caso, para el tratamiento de la generación real del activo de generación al SIN, la misma se considerará entregada en el MEM, bajo todas las condiciones de venta energía previstas en el Reglamento de Operación vigente para la actividad de generación de energía eléctrica en el SIN, según la condición de la planta y su tratamiento en el despacho central o no centralmente, según corresponda, considerando las resoluciones CREG 055 de 1994, 024 de 1995, 025 de 1995, 023 de 2001, 086 de 1996, 063 y 064 de 2000, 034 de 2001, 071 de 2006, 096 de 2019 y todas aquellas que contengan reglas de liquidación o comercialización de plantas de generación.

- ii. Para consumir energía del sistema, el usuario asociado al AGR deberá ser representado por un agente comercializador y deberán celebrar un (1) contrato para asegurar el suministro de energía de su demanda conforme a la regulación aplicable a un usuario no regulado, Resolución CREG 131 de 1998, sin que le apliquen los límites para contratación en el mercado competitivo.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

Se aplicará, en lo que corresponda, la Resolución CREG 101 018 de 2022 y en los reportes que realizan los comercializadores de los contratos en aplicación de la citada resolución, esto para ser incluidos en el Sistema de Información del Mercado de Energía Mayorista (SIMEM).

El usuario asociado al AGR, en ningún caso podrá ser atendido como usuario regulado, y, en consecuencia, en la liquidación que realiza el ASIC la energía consumida por el usuario no podrá ser incluida como parte de la demanda regulada atendida por el comercializador respectivo. Adicionalmente, a la demanda asociada al usuario asociado al AGR le será aplicable toda la regulación asociada a los usuarios no regulados prevista en el Reglamento de Operación.

- iii. En el ASIC se deberá registrar un (1) contrato celebrado entre el agente comercializador representante del usuario asociado al AGR y el agente generador representante del AGR, con el objeto de realizar la atención de la demanda no regulada del respectivo usuario que realiza la actividad de AGFR, esto usando las reglas, plazos, formatos y requisitos de la Resolución CREG 157 de 2011 y 101 018 de 2022, o aquellas que la complementen o sustituyan. En el contrato registrado ante el ASIC se deberán asociar la frontera de comercialización para agentes y usuarios y la frontera de generación. El agente comercializador es el encargado de registrar el contrato ante el ASIC.

El ASIC, para incluir la información adicional que aquí se reglamenta, podrá definir formatos para el registro de los contratos previstos en el presente artículo.

Será responsabilidad de los agentes que suscriben el contrato ante el ASIC, realizar las actualizaciones o modificaciones ante el ASIC en los plazos que establece la Resolución CREG 157 de 2011, con el fin de que se reflejen las modificaciones en los usuarios o la representación.

Así mismo, el agente comercializador representante debe acordar previamente con el agente generador el suministro de información de demanda comercial horaria de los usuarios asociados al AGR para aplicar las reglas relacionadas en esta resolución.

Los contratos registrados ante el ASIC y entre agentes y usuarios podrán ser objeto de revisión por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), en los términos que esta decida.

En los demás que no esté previsto en el presente artículo, las partes (usuario / AGR / agente comercializador / agente generador) establecerán de común acuerdo las condiciones de la representación y/o la prestación del servicio.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

Artículo 17. Comercialización de energía para la actividad de AGFR con diferentes puntos de conexión de consumo. En el caso de un AGR que tenga asociado diferentes PC de suministro (consumo), es decir, que tenga asociadas diferentes fronteras de comercialización para agentes y usuarios, podrá utilizarse el mismo activo de generación para aplicar las reglas de la actividad de AGFR, para lo cual deberán cumplir con:

- i. Se deberá cumplir con el literal i del artículo 16 de la presente resolución.
- ii. Se deberá cumplir con el literal ii del artículo 16 de la presente resolución. En aplicación de lo anterior, todas las fronteras de comercialización para agentes y usuarios asociadas a la actividad de AGFR deben ser representadas por el mismo agente comercializador y celebrar un (1) contrato de suministro entre las partes: usuario asociado al AGR - comercializador.

Cada frontera de comercialización para agente y usuarios asociadas al AGR deberá cumplir con los requisitos de fronteras comerciales de usuarios no regulados previsto en el Reglamento de Operación vigente, y ser registrada ante el ASIC de forma independiente aplicando la Resolución CREG 157 de 2011; por lo tanto, el comercializador a cada frontera de comercialización para agentes y usuarios y el correspondiente NIU (Número de Identificación de Usuario) lo deberá tratar con las reglas del mercado no regulado, Resolución CREG 131 de 1998, sin que le apliquen los límites para contratación en el mercado competitivo. Se aplicará en lo que corresponda la Resolución CREG 101 018 de 2022. El cumplimiento de estas condiciones deberá ser garantizado en todo momento tanto por el comercializador representante de las fronteras de comercialización para agentes y usuarios.

- iii. Se deberá cumplir con el literal iii del artículo 16 de la presente resolución. En cumplimiento de lo anterior, el contrato registrado en el ASIC será para la atención de la demanda no regulada entre el agente comercializador y generador representantes, que corresponda con todas las fronteras de comercialización para agentes y usuarios asociadas al AGR. En el registro del contrato en el ASIC se deberá asociar cada frontera de comercialización para agentes y usuarios, y la respectiva frontera de generación.
- iv. 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 CIIU (Clasificación Industrial

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

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. Será responsabilidad del comercializador representante dar cumplimiento en todo momento a esta disposición, la cual se entenderá aceptada y validada por éste, una vez se presente ante el ASIC el registro del contrato del literal iii del artículo 16 de la presente resolución.

Dentro los tres (3) meses siguientes a la expedición de la presente resolución, el agente comercializador representante debe implementar controles al proceso de verificación y su cumplimiento para acceder o no a la prestación del servicio solicitado.

Corresponde a la SSPD, en caso de requerirse, definir los formatos a través de los cuales las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica deben suministrar o reportar la información a la que se refiere esta resolución.

Artículo 18. Tratamiento del CERE entre agente generador y usuario por una fracción del consumo –AGR. En el contrato de representación de que trata el artículo 16 de la presente resolución celebrado entre el agente generador y el AGR, siempre y cuando el activo de generación usado para la actividad de AGFR no participe en ningún mecanismo del cargo por confiabilidad, ni participe en el mercado secundario, ni tenga asignaciones de OEF conforme a la Resolución CREG 071 de 2006, tendrá el siguiente tratamiento obligatorio, según si se tiene una única frontera o más fronteras de comercialización para agentes y usuarios:

- i. Si se tiene una única frontera de comercialización para agentes y usuarios:

Las partes, agente generador y el AGR, deben incluir en el contrato como una obligación que el agente generador le pagará al AGR el valor en pesos colombianos (COP) el resultado de la multiplicación de la variable CERE, calculada por el ASIC para el mes de consumo, por la cantidad de generación real del activo de generación del AGR en una hora h que sea inferior o máximo iguale la demanda comercial del

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

usuario asociado al AGR en la misma hora h . A esta energía para cada hora h se le denominará Energía Registrada que Máximo Iguala el Consumo caso 1: ERMIC_1 h . Para la anterior aplicación, el agente generador utilizará la información publicada por el ASIC de la generación real del activo de generación usado para la actividad de AGFR.

- ii. Si se tienen varias fronteras de comercialización para agentes y usuarios:

Las partes, agente generador y AGR, deben incluir en el contrato como una obligación que el agente generador debe calcular a cada frontera de comercialización para agentes y usuarios (u) los valores de energía $Energía_AGR_{h,u}$ de que trata este artículo, esto de forma independiente por frontera y aplicándola horariamente.

Los valores PDE_AGR_u y $Energía_AGR_{h,u}$ se usarán para que el agente generador le pague al AGR el valor en pesos colombianos (COP) el resultante de la multiplicación del valor de la variable CERE, calculado por el ASIC para el mes de consumo, por la cantidad de energía generada asociada a la variable $Energía_AGR_{h,u}$ en una hora h que sea inferior o máximo iguale la demanda comercial de los usuarios asociados al AGR en la misma hora h en cada frontera de comercialización para agentes y usuarios u . A la cantidad total de energía horaria (teniendo en cuenta todas las fronteras de comercialización para agentes y usuarios U) usada para lo anterior se le denominará Energía Registrada que Máximo Iguala el Consumo caso 2: ERMIC_2 h . El valor pagado por el agente generador al AGR, así como la forma y tiempos en que se realiza dicho pago, deberá ser acordado entre las partes e incluido en el contrato de representación.

El AGR deberá comunicarle al agente generador, e incluirlo en el contrato de representación, el Porcentaje de Distribución de la Energía (PDE_AGR_u) entregada al SIN. Las partes acuerdan dicho intercambio de información. El PDE_AGR_u deberá cumplir con:

$$\sum_{u=1}^U PDE_AGR_u = 100\%$$

Donde U es el número total de fronteras de comercialización para agentes y usuarios, las cuales corresponden a los usuarios asociados al AGR, y u es la frontera de comercialización para agente y usuarios asociada que tendrá una asignación porcentual de energía.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

Luego, a cada frontera de comercialización para agentes y usuarios, u , para cada hora h , le corresponderá el siguiente valor en kWh de la generación real del activo de generación del AGR, en la respectiva hora h :

$$\text{Energía}_{AGR_{h,u}}(kWh) = PDE_AGR_u * G_h$$

Donde G_h es la generación real en kWh en la hora h del activo de generación del AGR. Para lo anterior el agente generador utilizará la información correspondiente publicada por el ASIC de la generación real del activo de generación usado para la actividad de AGFR.

Si con posterioridad a que esté operando el AGR, surgen casos en que se requiere modificar el PDE_AGR_u o se cancelan o registran fronteras comerciales entre agente y usuario, las partes deberán asegurar que se realicen todas las actualizaciones correspondientes para aplicar el presente mecanismo. De ser necesario, el ASIC podrá determinar mecanismos de actualización y presentación de información, cuando se identifique, para estos casos.

- v. El ASIC tendrá en cuenta las reglas de que trata el artículo 55 de esta resolución para el tratamiento de la energía ERMIC_1h y ERMIC_2h en el MEM para el agente generador.

Si con posterioridad al registro de las citadas fronteras de comercialización que corresponden a los usuarios asociados al AGR, el ASIC identifica que con el activo de generación usado para la actividad de AGFR 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 de que trata el inciso anterior al agente generador para el activo de generación del AGR a partir del día siguiente de que se identifique dicha situación.

Parágrafo. El ASIC podrá solicitar la información que identifique necesaria y en los formatos que defina para la aplicación de este artículo.

Artículo 19. Tratamiento en la bolsa de energía de los contratos registrados en el ASIC - AGR. El contrato registrado en el ASIC entre el agente comercializador y generador, del que trata el literal iii del artículo 16, deberá ser tipo pague lo contratado, siendo el despacho del contrato en la bolsa de energía condicionado a que: a) en la hora respectiva la generación real del activo de generación asociado a la actividad de AGFR sea mayor que cero kWh (0 kWh), y b) A que en la hora correspondiente la cantidad

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

despachada sea máximo la generación real del activo de generación, y sin superar, en caso de un único usuario, la cantidad de demanda comercial de la frontera de comercialización para agentes y usuarios del usuario asociado al AGR en la misma hora; o sin superar la demanda comercial del agregado de fronteras de comercialización para agentes y usuarios que correspondan a los usuarios asociados al AGR en la misma hora cuando sea el caso del artículo 17 de la presente resolución. Estos contratos son tratados dentro del numeral 1.1.2 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995 como contratos para el Mercado Doméstico.

En el proceso de despacho del contrato anterior, tipo pague lo contratado, y conforme las reglas del numeral 1.1.2 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, el ASIC para el comercializador que representa la o las fronteras de comercialización para agentes y usuarios que corresponden a los usuarios asociados al AGR, una vez ha realizado la asignación o despacho de los contratos pague lo contratado el ASIC considerará que la demanda del comercializador se encuentra asignada o cubierta con la cantidad del despacho del contrato pague lo contratado previsto en el presente artículo. Luego, se realizará la asignación o despacho del restante de contratos pague lo demandado del agente comercializador, conforme las reglas del numeral 1.1.2 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995.

Artículo 20. Línea Base de Consumo (LBC) - AGR. Cuando el precio de bolsa sea mayor al precio de escasez superior, la energía que consuma del SIN el(los) usuario(s) asociado(s) a un AGR y que sea superior a su Línea Base de Consumo (LBC), calculada en función del anexo 1 de la Resolución CREG 101 019 de 2022 teniendo en cuenta los lineamientos que se definen en este artículo, será liquidada al comercializador que atiende al(los) usuario(s) asociado(s) al AGR al precio de bolsa. El comercializador podrá trasladar este costo al(a los) usuario(s) asociado(s) al AGR.

El valor adicional recaudado, cuando el Precio de Bolsa sea mayor que el precio de escasez superior y las OEF asignadas sean mayores que la Demanda Total Doméstica, la cual incluirá el consumo asociado a la frontera o fronteras de comercialización para agentes y usuarios que correspondan a los usuarios asociados al AGR, será trasladado al sistema como un menor valor del costo de restricciones asignado a cada comercializador que atiende la demanda total doméstica en proporción de su demanda comercial. Este valor será calculado como el producto entre la energía que consuma del SIN el usuario asociado al AGR (o la sumatoria de los consumos de cada una de las fronteras para agentes y usuarios correspondientes a los usuarios asociados al AGR), y que sea superior a la línea base de consumo en cada hora y la diferencia entre el precio de escasez ponderado (PEp) y el precio de bolsa en cada hora específica.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

Los lineamientos para que el comercializador realice el cálculo de la LBC son los siguientes:

- i. Este proceso se aplicará sobre la(s) frontera(s) de comercialización para agentes y usuarios del(de los) usuario(s) que realice(n) la actividad de AGFR conforme a los artículos 16 y 17 de esta resolución.
- ii. Se calculará la generación real agregada del activo de generación usado para la actividad de AGFR para cada día d de los 60 datos históricos previos al momento del cálculo. Se considerará para ello la más reciente versión de la liquidación publicada para los respectivos datos históricos según corresponda.
- iii. Según aplique se tendrá en cuenta:
 - a. Cuando el activo de generación usado para la actividad de AGFR no participe en algún mecanismo del cargo por confiabilidad, ni participe en el Mercado Secundario, ni tenga OEF asignadas, conforme a la Resolución CREG 071 de 2006 y mecanismos complementarios de la misma; entonces se aplicará lo siguiente:

A la ventana de tiempo de sesenta (60) datos históricos de consumo diario de energía derivados de la frontera de comercialización para agentes y usuarios del usuario asociado al AGR y como se indica en el numeral 1 del anexo de la Circular CREG 20 de 2023 (lo cual se hará considerando la sumatoria de los consumos de cada una de las fronteras de comercialización para agentes y usuarios de los usuarios asociados al AGR cuando se tengan múltiples NIU y fronteras comerciales), se le restará cada valor de generación de cada día d correspondiente del literal ii anterior. Si se obtiene un valor menor o igual a cero, se considerará un valor de cero para el día d.

El resultado anterior serán los datos que se deberán aplicar a partir del numeral 2 en adelante del anexo de la Circular CREG 20 de 2023 y a partir del numeral 1.2 en adelante del Anexo 1 de la Resolución CREG 101 019 de 2022 para obtener la LBC.

En caso de no contar con información de línea base de consumo, se tomará el mayor valor entre cero y la energía que se puede entregar en cada hora medida como la diferencia entre la capacidad de conexión, lo cual se hará considerando la frontera de comercialización para agentes y usuarios del usuario asociado al AGR o de la sumatoria de las capacidades de conexión de cada una de las fronteras de comercialización para agentes y usuarios

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

de los usuarios asociados al AGR cuando se tengan múltiples NIU, menos la capacidad efectiva de la planta.

b. Caso contrario, cuando se cumplan estas dos condiciones:

b.i) que el activo de generación usado para la actividad de AGFR si participe en algún mecanismo del cargo por confiabilidad, o en el Mercado Secundario y/o tenga OEF asignadas, conforme a la Resolución CREG 071 de 2006, y

b.ii) que adicionalmente existan activos de generación sin entrega de energía al STN, STR o SDL en al menos una de las fronteras de comercialización para agentes y usuarios de los usuarios asociados al AGR cuando se aplique el artículo 6 de esta resolución, con la condición de que al menos uno de dichos activos de generación sea de capacidad instalada mayor a 1 MW;

Entonces se aplicará lo siguiente:

La ventana de tiempo de sesenta (60) datos históricos de consumo diario de energía derivados de la frontera de comercialización para agentes y usuarios del usuario asociado al AGR y como se indica en el numeral 1 del anexo de la Circular CREG 20 de 2023 (lo cual se hará considerando la sumatoria de los consumos de cada una de las fronteras de comercialización para agentes y usuarios de los usuarios asociados al AGR cuando se tengan múltiples NIU y fronteras comerciales), serán los datos a aplicar a partir del numeral 2 en adelante del anexo de la Circular CREG 20 de 2023 y a partir del numeral 1.2 en adelante del Anexo 1 de la Resolución CREG 101 019 de 2022 para obtener la LBC.

En caso de no contar con información de línea base de consumo, se tomará el mayor valor entre cero y la capacidad de conexión, la cual se hará considerando, según corresponda, el punto de conexión de demanda del usuario asociado al AGR o de la sumatoria de las capacidades de conexión de cada una de las fronteras de comercialización para agentes y usuarios de los usuarios asociados al AGR cuando se tengan múltiples NIU y fronteras comerciales.

El ASIC le informará al agente comercializador representante del AGR el procedimiento y forma de reporte de la LBC cada vez que se active la situación de aplicación de este artículo.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

Artículo 21. Activos de generación embebidos en fronteras comerciales de usuarios no regulados (caso AGR). Los usuarios que tomen la decisión de ejercer la actividad de AGFR 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, para efectos de liquidación de que trata este capítulo se utilizará la medida de la frontera comercial embebida de consumo y de generación embebida referidos a la frontera principal como lo indica la citada resolución.

TÍTULO III. PRODUCTOR MARGINAL REMOTO (PMR) EN EL SIN

CAPÍTULO 1 – ASPECTOS GENERALES DE UN PMR

Artículo 22. Conformación, características y tratamiento de un PMR y sus usuarios vinculados económicamente. Será considerado como productor marginal remoto (PMR) para realizar la actividad de PMRUFR cuando se cumplan con las siguientes condiciones:

- i. La energía producida por el PMR debe ser usada comercialmente para la atención de consumos de sus usuarios vinculados económicos (VE) en los términos establecidos en esta resolución. El activo de generación del PMR debe ser representado por un agente generador para su entrega de energía al SIN.

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. Adicionalmente, a la demanda asociada a los usuarios VE le será aplicable toda la regulación establecida para los usuarios no regulados prevista en el Reglamento de Operación.

Para la atención del consumo de los usuarios VE, los usuarios VE deberán ser representados por el mismo agente comercializador de energía registrado debidamente en el MEM aplicando todas las reglas vigentes para la atención de dichos usuarios.

- ii. 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.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

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.

Dentro los tres (3) meses siguientes a la expedición de la presente resolución, el agente comercializador representante de los usuarios VE debe implementar controles al proceso de verificación y su cumplimiento para acceder o no a la prestación del servicio solicitado.

- iii. 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.
- iv. 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.
- v. 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.
- vi. El activo de generación del PMR debe cumplir con el procedimiento de conexión del activo generador conforme se indica en esta resolución.
- vii. En caso de que los usuarios VE del PMR quieran realizar las actividades de AGPE, AGGE, AGFR, 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, AGFR, 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.

Para dicho fin, los usuarios VE y el PMR deberán primero finalizar los contratos acordados con sus agentes representantes comercializador y generador, y finalizar, a través de sus agentes representantes, todas las obligaciones que hayan adquirido dichos agentes en el MEM con el activo de generación.

Lo anterior, conforme a las reglas vigentes y realizando los trámites necesarios ante el ASIC. Así mismo el agente generador representante deberá realizar la cancelación de la frontera de generación. Luego podrán

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

aplicar la regulación vigente de acuerdo con la actividad que decida realizar con dicho activo.

Así mismo, al activo de generación del PMR le aplicará las reglas de retiro dispuestas en la Resoluciones CREG 156 y 157 de 2011, o aquella que la modifique, adicione o sustituya. Adicionalmente, en caso de que tengan OEF asociados al activo de generación, se deberá dar cumplimiento a lo definido en la Resolución CREG 071 de 2006 para el retiro de plantas con OEF.

CAPÍTULO 2 – REQUISITOS DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE UN PMR

Artículo 23. Procedimiento de conexión de un potencial usuario vinculado económico del PMR. 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.

Artículo 24. Procedimiento de conexión y requisitos de conexión del activo de generación del PMR. El procedimiento de conexión en el punto de conexión asociado al activo de generación del PMR será el siguiente:

- i. Si la PMD del activo de generación del PMR es inferior a 5MW y la conexión es en el SDL, el PMR deberá aplicar para dicho activo de generación las reglas de procedimiento de conexión y requisitos técnicos establecidos en la Resolución CREG 174 de 2021, esto teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 49 de esta resolución. Para casos con PMD inferior a 5 MW y con conexión al STR o STN se usará el procedimiento de conexión, requisitos técnicos y asignación de capacidad de transporte igual que un generador conforme se indica en el literal ii de este artículo.

Durante el proceso de conexión el PMR deberá declarar ante el OR y el CND la Capacidad Instalada o Nominal y la PMD del activo de generación. La PMD se deberá verificar en la etapa de pruebas antes de entrar en operación comercial. Las pruebas a la PMD se deberán incluir en un Acuerdo del C.N.O. Sobre la capacidad instalada se deberá entregar durante el procedimiento de conexión la documentación de fabricante que pruebe dicha capacidad.

- ii. Si la PMD del activo de generación del PMR es mayor o igual a 5MW y la conexión es en nivel del SDL, STR o STN, o casos de PMD menor de 5 MW con conexión al STR o STN como indicado en el literal i anterior, el

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

PMR deberá aplicar para dicho activo de generación el procedimiento de conexión, requisitos técnicos y asignación de capacidad de transporte igual que un generador establecidas en las Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998 y 075 de 2021, y, según corresponda, en las Resoluciones CREG 060 de 2019 y 148 de 2021, u otras normas que contengan reglas de conexión y operación, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

Durante el proceso de conexión el PMR deberá declarar ante la UPME y el CND la Capacidad Instalada o Nominal y la PMD del activo de generación. La PMD se deberá verificar en la etapa de pruebas. Las pruebas de la PMD se deberán incluir en un Acuerdo del C.N.O. Sobre la capacidad instalada se deberá entregar durante el procedimiento de conexión la documentación de fabricante que pruebe dicha capacidad.

El sistema de trámite en línea del Operador de Red y/o la Ventanilla Única de que tratan las Resoluciones CREG 174 de 2021 y 075 de 2021 deberán tramitar las solicitudes de conexión para el activo de generación del PMR con conexión al STN, STR o SDL en los términos definidos en este artículo.

Artículo 25. Procedimiento de conexión y requisitos de conexión de activos de generación sin excedentes de usuarios con vinculación económica. En caso de que un usuario VE del PMR tenga activos de generación adicionales para el propio consumo asociados al punto de conexión que coincide con su frontera de comercialización para agentes y usuarios de consumo de energía y sin que se presenten entregas de energía hacia la red de uso en dicho punto de conexión, se aplicará el artículo 46 de la presente resolución.

En caso de que estos usuarios quieran realizar (o ser parte de) las actividades de AGPE, AGGE, AGFR, AC, Cogeneración, GD o GDC, u otras, con el activo de generación que no tiene entrega de energía a la red, deberán previamente terminar las relaciones contractuales derivadas de la participación en la actividad de PMRUFR, dado que las mismas no podrán desarrollarse simultáneamente.

Artículo 26. Requisitos de operación e información del activo generador del PMR. Para la operación del activo de generación de un PMR en el STN, STR o SDL se deberá cumplir con:

- i. 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

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

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.

- ii. Se debe cumplir con las Resoluciones CREG 055 de 1994, 024 de 1995, 025 de 1995, 086 de 1996, 070 de 1998, 023 de 2001, 034 de 2001, 063 de 2000, 064 de 2000, 071 de 2006, 027 de 2016, 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.
- iii. La PMD debe ser declarada ante el CND por el agente generador representante del activo de generación del PMR sin que dicho valor supere la capacidad de transporte asignada. Este valor será la máxima capacidad que se puede entregar a la red en la frontera de generación.
- iv. Se deberá declarar toda la información al CND y ASIC que corresponda a la condición de planta despachada o no centralmente.

Artículo 27. Sistema de medida y registro de Fronteras Comerciales del PMR. Para los sistemas de medida y el registro de las fronteras comerciales del PMR y sus usuarios VE se tendrán en cuenta las siguientes reglas:

- i. La frontera de generación del activo de generación del PMR deberá cumplir con lo establecido en el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014. La frontera de generación debe ser representada por un agente generador.

Las fronteras de comercialización para agentes y usuarios del consumo de los usuarios VE debe ser representada por el agente comercializador por medio del cual se realiza la actividad de PMRUFR. Cada frontera de comercialización deberá cumplir con lo establecido en el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014.

Es requisito indispensable para acceder al mercado, que el PMR instale un equipo de medición con capacidad para efectuar telemedida, de modo que permita determinar la energía entregada hora a hora en la frontera de generación del activo de generación. Así mismo, cada usuario VE debe instalar un equipo de medida con capacidad para efectuar telemedida que permita determinar la energía demandada hora a hora en su frontera de comercialización para agentes y usuarios. Todo lo anterior de acuerdo con los requisitos establecidos en el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

- ii. El agente que represente al PMR y al usuario VE, de forma correspondiente, comercializador o generador, deberá cumplir con lo establecido en la Resolución CREG 157 de 2011, y demás normas que la modifiquen o complementen, para registrar cada frontera de comercialización para agentes y usuarios y la frontera de generación.

En el registro de cada frontera de comercialización y la frontera de generación, el representante de la frontera deberá informar el usuario y el activo de generación asociado para que la actividad PMRUFR sea identificada.

El ASIC podrá definir requisitos de información adicionales sobre los datos de la frontera de generación y comercialización para agentes y usuarios y publicarlos en su página de internet.

Artículo 28. Cancelación de fronteras comerciales de un PMR. Para la cancelación de fronteras de comercialización entre agentes y usuarios de los usuarios VE del PMR, o para la cancelación de la frontera de generación del PMR, se deberá seguir el procedimiento definido en las Resoluciones CREG 156 y 157 de 2011 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. Adicionalmente, en caso de que tengan OEF asociados al activo de generación conforme a lo establecido en esta resolución, se deberá dar cumplimiento a lo definido en la Resolución CREG 071 de 2006 para el retiro de plantas con OEF.

Artículo 29. Cargo por respaldo para conexión de los usuarios vinculados económicos. Para la aplicación de cargos de respaldo, el valor por respaldo de red será el resultante de la aplicación del artículo 15 y el Capítulo 10 de la Resolución CREG 015 de 2018.

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 para el usuario VE cuando asociado a la misma frontera de comercialización entre agentes y usuario de consumo se tiene un activo de generación sin entrega de energía a la red, se considerará como un autogenerador dicho activo de generación para aplicación de dicho capítulo.

Artículo 30. Indisponibilidad de red para entrega de energía del PMR. Ante indisponibilidad de la red del SDL para la entrega de energía por parte del activo de generación del PMR, se aplicará lo dispuesto en el numeral 5.2.8 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 o aquella que la modifique o sustituya.

Artículo 31. Costo del transporte de Energía Reactiva del PMR y sus usuarios vinculados económicos. En cada frontera de comercialización como en la frontera de generación, de forma independiente, se aplicarán las

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

reglas por el transporte de energía reactiva conforme las Resoluciones CREG 015 de 2018 y 101 035 de 2024.

Artículo 32. Tratamiento de las pérdidas en los STR o SDL del PMR. En caso de que las pérdidas de energía sean superiores a las reconocidas al OR en el nivel de tensión respectivo por la entrada en operación del activo de generación del PMR, 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.

Artículo 33. Cargos aplicables al agente generador que representa el activo de generación del PMR. Al agente generador que representa el activo de generación usado por el PMR le aplicarán por dicho activo todos los cargos y costos aplicables conforme a la Ley, la regulación y en iguales condiciones a las de una planta con la que se realiza la actividad de generación.

CAPÍTULO 3 –COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA DE UN PMR.

Artículo 34. Cargos tarifarios aplicables al consumo de los usuarios con vinculación económica (VE). A los consumos de los usuarios VE le aplicarán todos los cargos tarifarios a que haya lugar conforme la regulación vigente.

Artículo 35. Reglas de comercialización de energía de un PMR y agentes representantes. Las reglas de comercialización de energía tanto para para la energía entregada al SIN y para el consumo son las siguientes:

- i. El PMR que quiera entregar energía a la red con un activo de generación y realizar la actividad de PMRUFR, dicho activo de generación deberá ser representado por un agente generador en el mercado mayorista, en cuyo caso, las partes acordarán libremente las condiciones de dicha representación.

En caso de que el agente generador participe o prevea participar en algún mecanismo del cargo por confiabilidad, prevea recibir OEF, o prevea participar en el mercado secundario u otros mecanismos asociados a la Resolución CREG 071 de 2006, utilizando el activo de generación que se usa para la actividad PMRUFR, el PMR deberá cumplir con lo previsto en el artículo 40 de la presente resolución.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

En caso de que el activo de generación usado para la actividad de PMRUFR no participe en algún mecanismo del cargo por confiabilidad, ni participe en el Mercado Secundario, ni tenga OEF asignadas, conforme a la Resolución CREG 071 de 2006 y mecanismos complementarios de la misma, el agente generador y el PMR deberán acordar en el contrato de representación lo previsto en el artículo 36 de esta resolución sobre la generación real y el CERE y que tiene relación con la demanda consumida de los usuarios VE.

En cualquier caso, para el tratamiento de la generación real del activo de generación al SIN, la misma se considerará entregada en el MEM, bajo todas las condiciones de venta energía previstas en el Reglamento de Operación vigente para la actividad de generación de energía eléctrica en el SIN, según la condición de la planta y su tratamiento en el despacho central o no centralmente, según corresponda, considerando las resoluciones CREG 055 de 1994, 024 de 1995, 025 de 1995, 023 de 2001, 086 de 1996, 063 y 064 de 2000, 034 de 2001, 071 de 2006, 096 de 2019 y todas aquellas que contengan reglas de liquidación o comercialización de plantas de generación.

- ii. El comercializador representante conforme el literal i del artículo 22 de esta resolución deberá celebrar un (1) contrato con el o los usuarios VE para asegurar el suministro de energía. Al contrato le aplicará la regulación aplicable de usuarios no regulados Resolución CREG 131 de 1998, sin que le apliquen los límites para contratación en el mercado competitivo.

Se aplicará en lo que corresponda la Resolución CREG 101 018 de 2022 y en los reportes que realizan los comercializadores de los contratos en aplicación de la citada resolución, esto para ser incluidos en el Sistema de Información del Mercado de Energía Mayorista (SIMEM).

En ningún caso los usuarios VE podrán ser atendidos como usuarios regulados, y, en consecuencia, en la liquidación que realiza el ASIC la energía consumida por los usuarios VE no podrá ser incluida como parte de la demanda regulada atendida por el comercializador respectivo. Adicionalmente, a la demanda asociada a los usuarios VE le será aplicable toda la regulación asociada a los usuarios no regulados prevista en el Reglamento de Operación.

- iii. En el ASIC se deberá registrar un (1) contrato celebrado entre el agente comercializador representante de los usuarios VE y el agente generador representante del activo de generación del PMR, con el objeto de realizar la atención de la demanda no regulada de los usuarios VE, esto usando

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

las reglas, plazos, formatos y requisitos de la Resolución CREG 157 de 2011 y 101 018 de 2022, o aquellas que la complementen o sustituyan. En el contrato registrado ante el ASIC se deberán asociar la frontera de comercialización para agentes y usuarios y la frontera de generación. El agente comercializador es el encargado de registrar el contrato ante el ASIC.

El ASIC, para incluir la información adicional que aquí se reglamenta, podrá definir formatos para el registro de los contratos previstos en el presente artículo.

Será responsabilidad de los agentes que suscriben el contrato ante el ASIC, realizar las actualizaciones o modificaciones ante el ASIC en los plazos que establece la Resolución CREG 157 de 2011, con el fin de que se reflejen las modificaciones en los usuarios VE o la representación.

Así mismo, el agente comercializador representante debe acordar previamente con el agente generador el suministro de información de demanda comercial horaria de los usuarios VE para aplicar las reglas relacionadas en esta resolución.

Los contratos registrados ante el ASIC y entre agentes y usuarios podrán ser objeto de revisión de la SSPD, en los términos y oportunidad que esta defina.

En lo demás que no esté previsto en el presente artículo, las partes (PMR / usuarios VE / agente comercializador / agente generador) establecerán de común acuerdo las condiciones de la representación y/o la prestación del servicio.

Artículo 36. Tratamiento del CERE entre agente generador y PMR por una fracción del consumo. En el contrato de representación de que trata el artículo 35 de la presente resolución celebrado entre el agente generador y el PMR para la representación del activo de generación, siempre y cuando el activo de generación usado para la actividad de PMRUFR no participe en ningún mecanismo del Cargo por Confiabilidad, ni participe en el mercado secundario, ni tenga asignaciones de OEF conforme a la Resolución CREG 071 de 2006, tendrá el siguiente tratamiento obligatorio:

- i. Previamente se deberá tener acordado entre el PMR y usuarios Vinculados Económicos (VE), el Porcentaje de Distribución de Energía del activo de generación del PMR (PDE_{PMR_u}), asignables horariamente a las fronteras de comercialización entre agentes y usuarios de los usuarios u VE. El PDE_{PMR_u} deberá cumplir con:

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

$$\sum_{u=1}^U PDE_PMR_u = 100\%$$

Donde U es el número total de fronteras de comercialización para agentes y usuarios asociadas a los usuarios VE y u es la frontera de comercialización asociada que tendrá una asignación porcentual de energía.

Luego, a cada frontera de comercialización para agentes y usuarios, u , para cada hora h , le corresponderá el siguiente valor en kWh de la generación real del activo de generación del PMR en la respectiva hora h :

$$Energía_PMR_{h,u} = PDE_PMR_u * G_h$$

Donde G_h es la generación real en kWh en la hora h del activo de generación del PMR. Para lo anterior el agente generador utilizará la información correspondiente publicada por el ASIC de la generación real del activo de generación del PMR usado para la actividad de PMRUFR.

El PMR deberá comunicarle a su agente generador representante, e incluirlo en el contrato de representación, el Porcentaje de Distribución de la Energía PDE_PMR_u entregada al SIN. Las partes acuerdan dicho intercambio de información.

- ii. Las partes, agente generador y PMR, deben incluir en el contrato como una obligación que el agente generador debe calcular a cada frontera de comercialización para agentes y usuarios u los valores de energía $Energía_PMR_{h,u}$ de que trata este artículo, esto de forma independiente por frontera y aplicándola horariamente.

Los valores PDE_PMR_u y $Energía_PMR_{h,u}$ se usarán para que el agente generador le pague al PMR el valor en pesos colombianos (COP) el resultante de la multiplicación del valor de la variable CERE, calculado por el ASIC para el mes de consumo, por la cantidad de energía generada asociada a la variable $Energía_PMR_{h,u}$ en una hora h que sea inferior o máximo iguale la demanda comercial en la misma hora h en cada frontera de comercialización para agentes y usuarios u . A la cantidad total de energía horaria (teniendo en cuenta todas las fronteras de comercialización para agentes y usuarios U) usada para lo anterior se le denominará Energía Registrada que Máximo Iguala el Consumo caso 3: ERMIC_3h. El valor pagado por el agente generador al PMR, así

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

como la forma y tiempos en que se realiza dicho pago, deberá ser acordado entre las partes e incluido en el contrato de representación.

Si con posterioridad a que esté operando el PMR, surgen casos en que se requiere modificar el PDE_{PMR_u} o se cancelan o registran fronteras comerciales entre agente y usuario, las partes deberán asegurar que se realicen todas las actualizaciones correspondientes para aplicar el presente mecanismo. De ser necesario, el ASIC podrá determinar mecanismos de actualización y presentación de información, cuando se identifique, para estos casos.

- iii. El ASIC tendrá en cuenta las reglas de que trata el artículo 55 de esta resolución para el tratamiento de la energía $ERMIC_{3h}$ en el MEM para el agente generador.

Si con posterioridad a la constitución del PMR, el ASIC identifica que con el activo de generación usado para la actividad de PMRUFR se participa en algún mecanismo del cargo por confiabilidad o se participa en el mercado secundario conforme a la Resolución CREG 071 de 2006, entonces no le aplicará el tratamiento de que trata el inciso anterior al agente generador para el activo de generación del PMR a partir del día siguiente de que se identifique dicha situación.

Parágrafo. El ASIC podrá solicitar la información que identifique necesaria y en los formatos que defina para la aplicación de este artículo.

Artículo 37. Tratamiento en la bolsa de energía de los contratos registrados en el ASIC – PMR. El contrato registrado en el ASIC entre el agente comercializador y generador, del que trata el literal iii del artículo 35 de la presente resolución, deberá ser tipo pague lo contratado, siendo el despacho del contrato en la bolsa de energía condicionado a que: a) en la hora respectiva la generación real del activo de generación asociado a la actividad de PMRUFR sea mayor que cero kWh (0 kWh), y b) A que en la hora correspondiente la cantidad despachada sea máximo la generación real del activo de generación, y sin superar la demanda comercial del agregado de fronteras de comercialización para agentes y usuarios asociadas al consumo de los usuarios VE en la misma hora. Estos contratos son tratados dentro del numeral 1.1.2 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995 como contratos para el Mercado Doméstico.

En el proceso de despacho del contrato anterior, tipo pague lo contratado, y conforme las reglas del numeral 1.1.2 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, el ASIC para el comercializador que representa las fronteras de comercialización para agentes y usuarios asociadas a los usuarios VE, una vez

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

ha realizado la asignación o despacho de los contratos pague lo contratado el ASIC considerará que la demanda del comercializador se encuentra asignada o cubierta con la cantidad del despacho del contrato pague lo contratado previsto en el presente artículo. Luego, se realizará la asignación o despacho del restante de contratos pague lo demandado del agente comercializador, conforme las reglas del numeral 1.1.2 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995.

Artículo 38. Línea Base de Consumo (LBC) – PMR. Cuando el precio de bolsa sea mayor al precio de escasez superior, la energía que consuman del SIN los usuarios VE del PMR y que sea superior a su Línea Base de Consumo (LBC), calculada en función del anexo 1 de la Resolución CREG 101 019 de 2022 teniendo en cuenta los lineamientos que se definen en este artículo, será liquidada al comercializador representante de los usuarios VE al precio de bolsa. El comercializador podrá trasladar este costo a los usuarios VE.

El valor adicional recaudado, cuando el Precio de Bolsa sea mayor que el precio de escasez superior y las OEF asignadas sean mayores que la Demanda Total Doméstica, la cual incluirá el consumo asociado a las fronteras de comercialización para agentes y usuarios de los usuarios VE, será trasladado al sistema como un menor valor del costo de restricciones asignado a cada comercializador que atiende la demanda total doméstica en proporción de su demanda comercial. Este valor será calculado como el producto entre la energía que consuman del SIN los usuarios VE y que sea superior a la línea base de consumo en cada hora y la diferencia entre el precio de escasez ponderado (PEp) y el precio de bolsa en cada hora específica.

Los lineamientos para que el comercializador realice el cálculo de la LBC son los siguientes:

- i. Este proceso se aplicará sobre las fronteras de comercialización para agentes y usuarios de los usuarios VE.
- ii. Se calculará la generación real agregada del activo de generación usado para la actividad de PMRUFR para cada día d de los 60 datos históricos previos al momento del cálculo. Se considerará para ello la más reciente versión de la liquidación publicada para los respectivos datos históricos según corresponda.
- iii. Según aplique se tendrá en cuenta:
 - a. Cuando el activo de generación usado para la actividad de PMRUFR no participe en algún mecanismo del cargo por confiabilidad, ni participe en el Mercado Secundario, ni tenga OEF asignadas, conforme a la Resolución CREG 071 de 2006 y

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

mecanismos complementarios de la misma; entonces se aplicará lo siguiente:

A la ventana de tiempo de sesenta (60) datos históricos de consumo diario de energía derivados de la frontera de comercialización agentes y usuarios y como se indica en el numeral 1 del anexo de la Circular CREG 20 de 2023, lo cual se hará considerando la sumatoria del consumo de cada una de las fronteras de comercialización para agentes y usuarios asociadas de los usuarios con vinculación económica, se le restará cada valor de generación de cada día d correspondiente del literal ii anterior. Si se obtiene un valor menor o igual a cero, se considerará un valor de cero para el día d.

El resultado anterior serán los datos a aplicar a partir del numeral 2 en adelante del anexo de la Circular CREG 20 de 2023 y a partir del numeral 1.2 en adelante del Anexo 1 de la Resolución CREG 101 019 de 2022 para obtener la LBC.

En caso de no contar con información de línea base de consumo, se tomará el mayor valor entre cero y la energía que se puede entregar en cada hora medida como la diferencia entre la capacidad de conexión, lo cual se hará considerando la sumatoria de todas las capacidades de conexión de cada una de las fronteras de comercialización para agentes y usuarios de los usuarios VE, menos la capacidad efectiva de la planta.

b. Caso contrario, cuando se cumplan estas dos condiciones:

b.i) que el activo de generación usado para la actividad de PMRUFR si participe en algún mecanismo del cargo por confiabilidad, o en el Mercado Secundario y/o tenga OEF asignadas, conforme a la Resolución CREG 071 de 2006, y

b.ii) que adicionalmente existan activos de generación sin entrega de energía al STN, STR o SDL al menos en una de las fronteras de comercialización para agentes y usuarios de los usuarios VE cuando se aplique el artículo 25 de esta resolución, con la condición de que al menos uno de dichos activos de generación sea de capacidad instalada mayor a 1 MW;

Entonces se aplicará lo siguiente:

La ventana de tiempo de sesenta (60) datos históricos de consumo diario de energía derivados de la frontera de

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

comercialización para agentes y usuarios y como se indica en el numeral 1 del anexo de la Circular CREG 20 de 2023 (lo cual se hará considerando la sumatoria de los consumos de cada una de las fronteras de comercialización para agentes y usuarios asociadas a los usuarios VE), serán los datos a aplicar a partir del numeral 2 en adelante del anexo de la Circular CREG 20 de 2023 y a partir del numeral 1.2 en adelante del Anexo 1 de la Resolución CREG 101 019 de 2022 para obtener la LBC.

En caso de no contar con información de línea base de consumo, se tomará el mayor valor entre cero y la capacidad de conexión, la cual se hará considerando la sumatoria de las capacidades de conexión de cada una de las fronteras de comercialización para agentes y usuarios de cada una de las fronteras de asociadas a los usuarios VE.

El ASIC le informará al agente comercializador representante de los usuarios VE el procedimiento y forma de reporte de la LBC cada vez que se active la situación de aplicación de este artículo.

Artículo 39. Activos de generación embebidos en fronteras comerciales de usuarios no regulados (caso PMR). Los usuarios vinculados económicos y el PMR que tomen la decisión de realizar la actividad de 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, para efectos de liquidación de que trata este capítulo 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.

TÍTULO IV. CARGO POR CONFIABILIDAD PARA AGGE, AGR Y PM.

Artículo 40. Consideraciones para participar en el mecanismo del cargo por confiabilidad. Un usuario AGGE, el AGR o el PMR, en adelante interesado(s), deberán cumplir con los siguientes requisitos para respaldar y optar a OEF, así como para participar en alguno de los mecanismos del Cargo por Confiabilidad y/o en el Mercado Secundario de la Resolución CREG 071 de 2006 u otros mecanismos relacionados con dicha resolución:

- i. Los interesados que no estén constituidas como Empresa de Servicios Públicos (ESP), que desarrollen la actividad de AGGE, AGFR o PMRUFR, una vez resulten adjudicatarios, deberán constituirse como una ESP, en calidad de agente generador, y así respaldar las obligaciones como resultado del mecanismo de asignación de OEF del Cargo por

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

Confiabilidad que tenga relación con la Resolución CREG 071 de 2006 o para participar en cualquier mecanismo relacionado con la citada resolución.

Al momento de participar en algún mecanismo de asignación de OEF, dichos interesados serán objeto de vigilancia por la SSPD y deberán suscribir el Contrato de Mandato del que trata la Resolución CREG 031 de 2021.

- ii. Solo podrán participar aquellos interesados AGGE, AGR o PMR y que sus activos de generación que ya se encuentren operando en el SIN al momento de efectuar la subasta, o el mecanismo de asignación que haga sus veces, y que tengan capacidad instalada o nominal superior a 1 MW. Serán tratados como plantas existentes conforme la regulación vigente del Cargo por Confiabilidad y la Resolución CREG 071 de 2006.
- iii. Si el activo de generación del interesado 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 y sujetos al cumplimiento de esta resolución y el siguiente literal.
- iv. Cualquier interesado que tenga un activo de generación registrado como no despachado centralmente en el MEM, 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.
- v. 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.

Artículo 41. Derechos, deberes y obligaciones para participar en el mecanismo del cargo por confiabilidad. Aquel interesado que desarrolle la actividad de AGGE, AGFR o PMRUFR y que participe en el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, una vez quede con asignaciones de OEF, adquirirá todos los derechos, deberes y obligaciones establecidas en las Resoluciones CREG 071 de 2006, 061 de 2007 y 101 024 de 2022 y aquellas que las han

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

adicionado o modificado. Le aplicaran todas las reglas del Cargo por Confiabilidad igual que a una planta de generación.

Artículo 42. Requerimientos de fronteras comerciales para el caso de AGGE para la medición del consumo bruto. En el caso de usuarios AGGE que opten por participar en algún mecanismo de asignación de OEF deberá tener los siguientes requisitos de medición para obtener su consumo bruto:

- i. Los usuarios AGGE deberán contar con Frontera de Generación Individual (FGI), una frontera de generación y una frontera de comercialización para agentes y usuarios.

Se deberá contar inicialmente con una medida del patrón de consumo bruto del usuario de un año y de forma horaria, para lo cual, dicho patrón de consumo se obtendrá del balance horario entre la FGI y las fronteras de generación y comercialización para agentes y usuarios. Para tal fin, el registro horario de energía del activo de generación en la FGI será de mínimo un año.

- ii. Todas las fronteras de generación (incluida la FGI) y comercialización para agentes y usuarios deberán cumplir el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014, y estar debidamente registradas ante el ASIC, Resolución CREG 157 de 2011.
- iii. Siempre se continuarán recopilando los datos de medición para posteriores actualizaciones de la ENFICC disponible. Siempre se usará el año de datos o más datos que se tengan registrados para el cálculo del consumo bruto.
- iv. El usuario AGGE deberá calcular y declarar la información del patrón de consumo conforme al mecanismo de asignación de OEF en el que se desea participar.

Esta información se deberá declarar en la oportunidad de declaración de parámetros del mecanismo de asignación de OEF en que se esté participando y en los formatos que diseñe el ASIC por medio del SUICC.

Parágrafo 1. El ASIC definirá el procedimiento para determinar y actualizar el balance de energía entre fronteras de generación y de comercialización para agentes y usuarios para obtener el patrón de consumo horario para el año mínimo de datos requerido en los casos indicados en este artículo. En el procedimiento podrá incluir tratamiento de datos atípicos y ausentes. Dicho proceso debe ser enviado a la CREG para su publicación vía circular aprobada por el Director Ejecutivo. Hasta tanto la CREG no publique dicho procedimiento

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

vía circular, los AGGE no podrán participar en ningún mecanismo de asignación de OEF del Cargo por Confiabilidad.

El ASIC tendrá un plazo de 2 meses para el cumplimiento de lo indicado en este artículo contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.

Parágrafo 2. Las medidas para determinar el consumo bruto de que trata este artículo serán objeto de auditoría de que trata el Anexo 1 de esta resolución.

Parágrafo 3. Si el AGGE tiene el activo de generación embebido en activos de conexión de usuarios no regulados en los términos de la Resolución CREG 101 070 de 2025, el patrón de consumo de referencia y calculado como se indica en este artículo será el equivalente en la Frontera Embebida y cuyo valor deberá ser referido a la Frontera Principal en los términos indicados en la anterior resolución.

Artículo 43. Metodología de cálculo de ENFICC para AGGE. Los usuarios AGGE aplicarán las metodologías de cálculo de energía firme (ENFICC) vigentes en la regulación por tecnología de generación, para lo cual se tendrá en cuenta que:

- i. Se calculará una ENFICC de referencia inicial, la cual será el resultado de aplicar las metodologías vigentes de ENFICC y corresponderá al valor de la energía a nivel de PC.

En este paso no se considerará la carga o demanda del usuario, lo cual será calculado de forma independiente conforme el siguiente literal.

Si el AGGE tiene activo de generación embebido en activos de conexión de usuarios no regulados en los términos de la Resolución CREG 101 070 de 2025, el resultado de aplicar las metodologías vigentes de ENFICC será la ENFICC equivalente en la Frontera Embebida que luego deberá ser referida a la Frontera Principal usando los mismos factores para referir medidas indicados en el artículo 4 de la citada resolución. La ENFICC referida a la frontera Principal se considerará la ENFICC de referencia inicial.

- ii. Se deberá determinar el día de mayor consumo a partir del mínimo de un año de datos del patrón de consumo de que trata el artículo 42 de esta resolución, en kWh/día. Este se determina mediante la agregación del patrón de consumo horario para obtener datos diarios y luego comparando todos los días de al menos un año de datos, finalmente se selecciona el mayor valor.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

En cualquier caso, siempre que se tenga registro de más de 1 año de datos de medición del consumo bruto, se deberán usar los datos disponibles de consumo para el cálculo anterior.

Se deberá contar con una auditoría que verifique y realice un aforo de la carga. Si el resultado de la auditoría determina que el consumo puede ser mayor al calculado con el registro de datos, deberá utilizarse el valor de consumo que determine o estime el auditor, esto indiferentemente de que se tengan datos medidos. Si el resultado de la auditoría determina que el consumo puede ser menor al calculado con el registro de datos, se tomará siempre el del registro de datos.

La auditoría que contrate el interesado deberá cumplir los requisitos de que trata el Anexo 1 de esta resolución y el informe se deberá entregar al CND antes de la declaración de parámetros.

- iii. A la ENFICC de referencia inicial calculada en el literal i del presente artículo, se le restará el valor del día de mayor consumo de que trata el literal ii anterior, con lo cual se obtendrá la ENFICC con la cual se puede participar en cualquier mecanismo de asignación de OEF.

En cualquier caso, si el resultado de la resta anterior obtiene un valor negativo o cero, se considera que no se cuenta con ENFICC para participación.

- iv. La ENFICC será actualizada anualmente en los términos descritos en esta resolución.

Parágrafo. El C.N.O podrá actualizar los acuerdos que correspondan asociados a las metodologías de ENFICC para aplicación del presente artículo.

Artículo 44. Metodología de cálculo de ENFICC para AGR y PMR. A los activos de generación de un AGR y un PMR le aplicarán las metodologías de cálculo de energía firme (ENFICC) vigentes en la regulación por tecnología de generación, para lo cual se tendrá en cuenta que:

- i. La ENFICC será el resultado de aplicar las metodologías vigentes de ENFICC y corresponderá al valor de la energía a nivel de PC. Esta ENFICC será con la cual se puede participar en cualquier mecanismo de asignación de OEF.

Si el activo de generación se encuentra embebido en activos de conexión de usuarios no regulados en los términos de la Resolución CREG 101 070 de 2025, el resultado de aplicar las metodologías vigentes de ENFICC será la ENFICC equivalente en la Frontera Embebida que luego

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

deberá ser referida a la Frontera Principal usando los mismos factores para referir medidas indicados en el artículo 4 de la citada resolución. La ENFICC referida a la frontera Principal se considerará la ENFICC con la cual se puede participar en cualquier mecanismo de asignación de OEF.

- ii. La ENFICC será actualizada anualmente en los términos descritos en esta resolución.

Parágrafo. El C.N.O podrá actualizar los acuerdos que correspondan asociados a las metodologías de ENFICC para aplicación del presente artículo.

Artículo 45. Verificación anual de la ENFICC. El CND realizará la verificación anual de la ENFICC mediante la Resolución CREG 127 de 2020 usando los datos disponibles de consumo y generación hasta el mes anterior de aplicación de la citada resolución.

Para el resto de los datos y parámetros, se usarán las actualizaciones que se encuentren definidas en la regulación vigente y los Acuerdos C.N.O. que lo hayan indicado.

Al momento de declaración de parámetros deberá haberse realizado o actualizado la auditoría de que trata el Anexo 1 de esta resolución.

En cualquier caso, se deben declarar todos los parámetros e información necesaria para el cálculo de la ENFICC según el tipo de método seleccionado por medio del SUICC y los formatos que definan el CND y ASIC.

TÍTULO V. ARMONIZACIÓN REGULATORIA

Artículo 46. Armonización artículo 1 Decreto 1403 de 2024 y la regulación, procedimiento a seguir en caso de recursos de generación sin entrega de energía al STN, STR y SDL. Para formalizar la conexión de los recursos o plantas de generación sin entrega de energía al SDL, el usuario debe cumplir los requisitos técnicos, operativos, comerciales y procedimentales establecidos y cubiertos por el ámbito de aplicación de la Resolución CREG 174 de 2021, aplicándola de acuerdo con la capacidad instalada o nominal y de conformidad con autogeneradores sin excedentes. Así mismo se deberán realizar las pruebas a que haya lugar conforme los Acuerdos del C.N.O.

Para otros recursos de generación sin entrega de energía al STN, STR o SDL no cubiertos por la Resolución CREG 174 de 2021, la conexión debe cumplir con todos los requisitos técnicos, operativos, comerciales, procedimentales y

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

de pruebas establecidos en las Resoluciones CREG 070 de 1998, 025 de 1995, 005 de 2010 y 060 de 2019, y en los Acuerdos del C.N.O., de tal forma que se garantice la operación eficiente, segura y confiable del sistema.

Asimismo, para efectos de la planeación del SIN, el usuario propietario del activo deberá declarar ante el CND su entrada en operación comercial como un activo de generación sin entrega de excedentes. Se deberá declarar ante la UPME, el CND y el Transportador (u OR) la Capacidad Instalada o Nominal.

En cualquier caso, el C.N.O. deberá ajustar los Acuerdos que sean necesarios o crear nuevos Acuerdos para armonizar la interacción del transportador y/o el CND en la declaración de información y las pruebas antes de entrada en operación comercial para la revisión del cumplimiento de los requisitos técnicos y dar cumplimiento a la regulación vigente.

En caso de que se identifique, sea por el CND o el transportador (u OR), que un recurso de generación declarado sin entrega de energía realiza entregas de energía en cualquier hora se aplicará lo siguiente:

- a) En el caso de recursos de generación que se encuentren en el ámbito de aplicación de la Resolución CREG 174 de 2021, se aplicará lo establecido en el anexo número 2 de la misma resolución para llevar a cabo la visita de revisión de la conexión.

En caso de encontrarse algún problema no subsanable durante la visita, el usuario debe realizar la desconexión del recurso de generación durante la visita del transportador.

No se podrá reconectar el activo de generación hasta que no se verifique el cumplimiento de los requisitos técnicos por parte del transportador.

- b) Para otros recursos de generación, el transportador aplicará el procedimiento establecido en los numerales 1 y 2 y el numeral 3 del anexo 2 de la Resolución CREG 174 de 2021, teniendo en cuenta lo siguiente:
 - i. Los transportadores deberán publicar en su página de web el costo de una visita de revisión de la conexión.
 - ii. Se deberá revisar que se conserven las condiciones bajo las cuales se conectó el recurso de generación sin entrega de energía, dentro de lo cual se podrán programar pruebas conforme los Acuerdos de C.N.O.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

- iii. En caso de encontrarse algún problema no subsanable durante la visita, el usuario debe realizar la desconexión del activo de generación durante la visita del transportador.

Solo hasta que el usuario haya subsanado el problema diagnosticado debe informarle al transportador, por el medio que este le indique, con copia al CND, para programar una nueva visita de revisión y realización de pruebas.

- iv. No se podrá reconectar el activo de generación hasta que no se verifique el cumplimiento de los requisitos técnicos por parte del transportador.

- c) En cualquier caso, la energía entregada al sistema no será remunerada.
- d) Este tipo de situaciones deberán ser informadas por el transportador y el CND a la SSPD para lo de su competencia.

Artículo 47. Adiciónese un párrafo al artículo 22 de la Resolución CREG 075 de 2021. Para preservar la capacidad de transporte de los activos de generación que se encuentren en operación comercial y cuyo responsable tome la decisión de realizar la actividad de AGFR o PMRUFR, adiciónese un párrafo al artículo 22 de la Resolución CREG 075 de 2021, el cual quedará así:

"Parágrafo. Las plantas en operación comercial y los proyectos clase 1 con asignación de capacidad de transporte conforme a lo establecido en la presente resolución o aquellas que la modifiquen, sustituyan o adicionen, cuyo responsable tome la decisión de realizar la actividad de AGFR o PMRUFR, conforme a la regulación vigente, podrán mantener su punto de conexión en el SIN condicionado a que la máxima potencia a entregar sea igual a la autorizada en el respectivo concepto de conexión del activo de generación y no se modifique el recurso primario.

Para tal efecto, antes de la fecha prevista para la puesta en operación de los proyectos de generación en la actividad de AGFR o PMRUFR, del retiro voluntario del mercado en la actividad que se encuentre desarrollando el activo de generación en operación comercial, o cambio de representación para el caso de las plantas en operación comercial, el responsable de la planta deberá reportar por escrito este cambio a la UPME, al Transportador (u OR) y al CND, con la finalidad de actualizar el registro del activo de generación.

Para el retiro voluntario del mercado y el cambio de representación comercial de las plantas que se encuentren en operación aplicará lo

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

dispuesto en las Resoluciones CREG 156 y 157 de 2011, 071 de 2006 o aquellas que las adicionen, modifiquen o sustituyan. Adicionalmente, en caso de que tengan Obligaciones de Energía Firme (OEF) asociados al activo de generación, se deberá dar cumplimiento a lo definido en la Resolución CREG 071 de 2006 para el retiro de plantas con OEF.

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 presente resolución o aquella que la adicione, modifique o sustituya, y, en consecuencia, se procederá con su respectiva liberación.

En todo caso, cualquier modificación de la capacidad de transporte asignada o del recurso primario utilizado, implicará tramitar una nueva solicitud de asignación de capacidad de transporte cumpliendo la regulación que se encuentre vigente para ese momento."

Artículo 48. Declaración Capacidad Instalada o Nominal AGGE. Los 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.

Todo AGGE deberá haber declarado la capacidad instalada o nominal al CND, antes de entrar a operar.

Parágrafo 1. El CND determinará el mecanismo a través del cual será declarada la capacidad instalada o nominal.

Parágrafo 2. Todo AGGE deberá entregar junto con la declaración de la Capacidad instalada o Nominal, el documento de fabricante donde se demuestre dicho hecho.

Artículo 49. Procedimiento transitorio de conexión como extensión a la Resolución CREG 174 de 2021. El procedimiento de este artículo se extiende a los siguientes recursos de generación con conexión al SDL:

- i. Las plantas de generación o generadores, todos con capacidad efectiva neta mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW. Aplicará también a los anteriores generadores en dicho rango de capacidad que pertenecen a un GDC o un AC.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

ii. El activo de generación del AGR y del PMR con capacidad efectiva neta menor a 5 MW.

iii. Cogenerador de capacidad efectiva neta menor a 5 MW.

Los anteriores recursos de generación aplicarán por punto de conexión el mismo procedimiento de conexión ante el OR contenido en el literal vii) del anexo 5 de la Resolución CREG 174 de 2021 teniendo en cuenta lo siguiente:

iv. Se tendrán en cuenta todos los tiempos y etapas diseñadas en el literal vii) del anexo 5 de la Resolución CREG 174 de 2021 para la interacción entre el solicitante y el OR.

En aplicación de la etapa v) del anexo 5 de la Resolución CREG 174 de 2021, el OR aplicará el mismo procedimiento allí descrito, con la diferencia de que cobrará las visitas de conexión, incluso desde la primera visita.

v. Entiéndase como Capacidad Instalada o nominal como la capacidad continua a plena carga del sistema de generación que se conecta al SDL, bajo las condiciones especificadas según el diseño del fabricante.

Cuando la conexión al SDL 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 SDL. 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.

Los solicitantes deberán declarar la capacidad nominal en kW con una precisión de tres (3) cifras decimales.

vi. Entiéndase la PMD como:

- Para el caso de AGR y PMR, la PMD será la definida en esta resolución.
- Para el caso de un AC o un GDC, la PMD será la definida en la Resolución CREG 101 072 de 2025.
- Para plantas de generación o cogeneradores, la PMD será igual a la definición de la Capacidad Efectiva Neta de que trata la Resolución CREG 074 de 2002 o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyen.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

La PMD se deberá declarar en kW con una precisión de tres (3) cifras decimales.

- vii. El sistema de trámite en línea del OR de que trata el artículo 8 de la Resolución CREG 174 de 2021 deberá incorporar este tipo de solicitudes.

Para estos recursos el sistema de información georreferenciada o de disponibilidad de red no les aplicará en el sentido de que sea usado para una conexión sin aplicación de estudio de conexión.

- viii. La Ventanilla Única de que trata el artículo 9 de la Resolución CREG 174 de 2021 incluirá estos recursos en el proceso de conexión. Mientras la Ventanilla Única no esté disponible, el OR deberá atender este tipo de solicitudes en su sistema de trámite en línea.

Las solicitudes serán atendidas conforme el orden establecido en el artículo 13 de la Resolución CREG 174 de 2021.

- ix. En aplicación del artículo 12 de la Resolución CREG 174 de 2021, los requisitos de conexión y operación son los siguientes:

- a. El OR realizará una inspección visual o de verificación de los parámetros declarados y la inspección visual o de verificación de la configuración del sistema de inversores (si los tiene).
- b. Debe cumplirse con el Acuerdo de protecciones que defina el C.N.O.
- c. Debe cumplirse con el Acuerdo de pruebas que defina el C.N.O.
- d. Para el esquema de protecciones y para la verificación del tiempo de reconexión, se realizarán las pruebas definidas en el respectivo Acuerdo C.N.O.

El cumplimiento del Acuerdo se verifica en un primer momento, para la aprobación de la conexión, con la documentación entregada en el procedimiento de conexión; luego, a partir de las inspecciones visuales en sitio al momento de energización y las pruebas a realizar.

- e. Se aplicarán los requisitos técnicos y operativos de que trata la Resolución CREG 101 011 de 2022, o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan, para las plantas de generación y autogeneradores del ámbito de aplicación de dicha resolución.

Para el caso en que sea una planta de generación, o sea una planta asociada a un AC, GDC, AGR y PMR, y sean solares o eólicos cuya capacidad y recurso este en el ámbito de aplicación de la Resolución

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

CREG 101 011 de 2022, entonces serán tratados como plantas de generación en aplicación de la anterior resolución.

- f. Cuando la regulación no especifique reglas sobre un control de tensión y potencia reactiva para alguna tecnología en específico, el control de tensión y potencia reactiva que aplica es conforme el literal d) del numeral 4.5.6.3 del Anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998, el cual deberá ser acordado con el OR en las pruebas de entrada en operación en la configuración del control. Si el OR no lo establece o revisa, se asume aprobada la configuración que seleccione el solicitante.
- g. Los recursos de generación que apliquen este procedimiento deben declarar su programa de generación ante el CND igual que lo realiza un GD.
- h. Se aplicará la supervisión en los términos de la regulación vigente.
- i. A los cogeneradores les aplicará adicionalmente la Resolución CREG 005 de 2010.
- j. Se aplicará en lo que corresponda los requisitos de que trata la Resolución CREG 070 de 1998.
- k. Aplicará el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014 en las fronteras comerciales.

Para el registro de fronteras comerciales se deberá cumplir lo establecido en la Resolución CREG 157 de 2011.

- x. Se aplicarán los mismos documentos de que trata el artículo 14 de la Resolución CREG 174 de 2021. El formulario de conexión simplificado a adjuntar lo publicará la CREG a través de una circular aprobada por el Director Ejecutivo.

En caso de un GDC o un AC, se aplicarán adicionalmente los documentos de que trata la Resolución CREG 101 072 de 2025.

- xi. Para los recursos de generación con PMD mayor o igual 1 MW y menor a 5 MW, se aplicarán las reglas de vigencia de la aprobación de que trata el artículo 15 de la Resolución CREG 174 de 2021 usando los mismos tiempos y reglas establecidas que para el AGGE con potencia máxima declarada mayor a 1 MW y menor a 5 MW.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

Si es un recurso de generación con PMD menor a 1 MW, le aplicarán las reglas de vigencia del artículo 15 de la Resolución CREG 174 de 2021 igual que a un AGPE.

- xii. El artículo 16 de la Resolución CREG 174 de 2021 les aplicará en las mismas condiciones a los solicitantes de que trata este artículo para la formalización de un contrato de conexión. Podrán de común acuerdo entre las partes ajustar la minuta del contrato publicada en la Circular CREG 26 de 2023 para que coincida con el recurso de generación a conectarse.

Cuando se presente el caso de que trata el artículo 13 o 32 de esta resolución, el contrato de conexión será obligatorio.

En cualquier caso, los costos y gastos en que se incurra para aumentar la capacidad de la red para poder atender la conexión serán cubiertos por el solicitante y podrán ser incluidos en el contrato de conexión. Para lo anterior, el OR deberá recomendar con precisión los requisitos que deben ser cumplidos y detallar las obras requeridas para hacer posible la conexión. Esto debe quedar en el sistema de trámite en línea.

- xiii. Al recurso de generación que aplique este procedimiento le aplicará el artículo 18 de la Resolución CREG 174 de 2021 en las mismas condiciones.
- xiv. Cualquier interesado en aplicar este procedimiento, podrá entrar en operación comercial su recurso de generación una vez cumpla con los procedimientos y requisitos técnicos, operativos y de pruebas establecidos en este artículo.

Los que hayan iniciado un trámite ante la UPME de asignación de capacidad de transporte, podrán desistir de su solicitud ante dicha entidad e iniciar un nuevo trámite por medio de este procedimiento a partir del plazo brindado al OR para los ajustes.

- xv. En caso de modificaciones a la conexión luego de la entrada en operación, se usará el procedimiento indicado en el literal viii) del Anexo 5 de la Resolución CREG 174 de 2021.

Parágrafo 1. El OR tendrá un plazo de seis (6) meses a partir de la publicación de esta resolución en el Diario Oficial para el ajuste del sistema de trámite en línea como se indica en este artículo. A partir de dicho plazo, el OR iniciará a revisar las solicitudes de conexión de que trata este artículo.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

Mientras se cumple el periodo de tiempo anterior, se aplicará lo dispuesto en la Resolución CREG 075 de 2021 para el trámite de solicitudes y se tramitarán ante la UPME.

Parágrafo 2. Los recursos de generación que usen este artículo no les aplicarán los artículos 4, 5, 6, 7, 17, 19, 20, 21 y el capítulo V de la Resolución CREG 174 de 2021.

Parágrafo 3. Se aplicarán las disposiciones finales, capítulo VI de la Resolución CREG 174 de 2021 en las mismas condiciones.

Parágrafo 4. El C.N.O. deberá actualizar el Acuerdo de protecciones, el documento con los lineamientos del estudio de conexión simplificado, el Acuerdo de pruebas y todos aquellos Acuerdos necesarios que se identifique deben ser modificados, acorde con lo establecido en este artículo.

Adicionalmente, el C.N.O. deberá enviar una propuesta al comité de expertos de la CREG con el formato de conexión simplificado y los lineamientos del estudio de conexión simplificado de que trata el artículo 12 de la Resolución CREG 174 de 2021 y teniendo en cuenta lo definido en este artículo para su publicación mediante Circular aprobada por el Director Ejecutivo de la CREG.

En el formato de conexión simplificado, el C.N.O. deberá proponer las normas IEEE, UL o IEC, u otras, a cumplirse que actualicen las que rigen actualmente mediante Circular CREG 021 de 2022, explicando y justificando la aplicación y qué requerimientos técnicos y operativos se solventarían con dicha aplicación.

Artículo 50. Modificación del artículo 1 de la Resolución CREG 174 de 2021. El artículo 1 de la Resolución CREG 174 de 2021 quedará así:

"ARTÍCULO 1. OBJETO. Regular aspectos técnicos, operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida, al Sistema de Distribución Local (SDL).

También se regulan aspectos de procedimientos de conexión y requisitos técnicos y operativos para conexión en el SDL de autogeneradores a gran escala (AGGE) con potencia máxima declarada menor a 5 MW y autogeneradores sin entrega de energía al SDL de cualquier capacidad instalada o nominal.

Así mismo se adicionan y regulan los siguientes recursos de generación adicionales en aspectos de procedimientos de conexión y requisitos técnicos y operativos: i) plantas de generación con capacidad efectiva

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

neta mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW (incluye los integrantes de un autogenerador colectivo y un generador distribuido colectivo conforme la Resolución CREG 101 072 de 2025), ii) activos de generación de un autogenerador remoto y un productor marginal remoto con capacidad efectiva neta menor a 5 MW, y iii) cogeneradores de capacidad efectiva neta menor a 5 MW.

Parágrafo. Para los recursos adicionales referidos en este artículo se aplicará en lo concerniente al procedimiento de conexión del anexo 5 de esta resolución como se indique en otras resoluciones CREG, según la capacidad instalada o nominal o la potencia máxima declarada o la CEN asociada a los activos de generación a instalarse en el punto de conexión."

Parágrafo. Los recursos adicionales de generación incluidos en el artículo 1 de la Resolución CREG 174 de 2021 y que coinciden con los incluidos en el artículo 49 de esta resolución, aplicarán el procedimiento de conexión indicado en el artículo 49 de esta resolución hasta que la Comisión expida una modificación de la Resolución CREG 174 de 2021.

Artículo 51. Modificación del artículo 2 de la Resolución CREG 174 de 2021. El artículo 2 de la Resolución CREG 174 de 2021 quedará así:

"ARTÍCULO 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN. Esta resolución aplica a los autogeneradores a pequeña escala conectados al SDL, a los agentes comercializadores o generadores que los atienden, les compran energía o los representan, a los generadores distribuidos, a los operadores de red y transmisores nacionales.

También aplica a los AGGE con potencia máxima declarada menor a 5 MW en lo concerniente a las condiciones de conexión que se establecen en el Capítulo III y en lo indicado en otros capítulos cuando se les mencione expresamente y a autogeneradores sin entrega de energía al SDL de cualquier capacidad instalada o nominal.

Así mismo aplica a los recursos de generación adicionales y referidos en el artículo 1 de esta resolución, en lo concerniente a las condiciones de conexión que se establecen en el Capítulo III de esta resolución, los cuales se indicaran la forma de aplicación transitoria en resolución independiente.

Esta resolución no aplica para sistemas de suministro de energía de emergencia.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

Parágrafo 1. Para los recursos adicionales referidos en el artículo 1 de esta resolución se aplicará en lo concerniente al procedimiento de conexión del anexo 5 de esta resolución como se indique en otras resoluciones CREG, según la capacidad instalada o nominal o la potencia máxima declarada o la CEN asociada a los activos de generación a instalarse en el punto de conexión.

Parágrafo 2. A los AGGE les aplicaran las disposiciones complementarias a esta resolución de que trata la Resolución CREG 024 de 2015.

Así mismo, a los AGGE solares y eólicos dentro del ámbito de aplicación de la Resolución CREG 101 011 de 2022, les aplican dichas disposiciones adicionales como se encuentra indicado en la misma."

Parágrafo. Los recursos adicionales de generación incluidos en el artículo 1 de la Resolución CREG 174 de 2021 y que coinciden con los incluidos en el artículo 49 de esta resolución, aplicarán el procedimiento de conexión indicado en el artículo 49 de esta resolución hasta que la Comisión expida una modificación de la Resolución CREG 174 de 2021.

Artículo 52. Modificación del artículo 1 de la Resolución CREG 075 de 2021. El artículo 1 de la Resolución CREG 075 de 2021 quedará así:

"ARTÍCULO 1. ÁMBITO DE APLICACIÓN. Las disposiciones y procedimientos establecidos en la presente resolución son aplicables a quienes estén interesados en conectarse como generadores, cogeneradores, autogeneradores, autogeneradores remotos, productores marginales remotos o usuarios finales, al Sistema Interconectado Nacional, SIN.

También aplica a los transportadores responsables de los activos relacionados con la conexión al SIN de los interesados arriba mencionados, y a los agentes comercializadores en lo relacionado con las funciones propias de esa actividad.

PARÁGRAFO. A los solicitantes de conexión de proyectos relacionados con las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 174 de 2021, o aquella que la modifique o sustituya, además de lo establecido en dicha resolución, les aplicarán las reglas de esta resolución en las que se les mencione de manera directa."

Artículo 53. Modificación de la definición "Proyecto clase 1" del artículo 2 de la Resolución CREG 075 de 2021. La definición "Proyecto clase 1" del artículo 2 de la Resolución CREG 075 de 2021 quedará así:

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

"Proyecto clase 1: Proyectos de conexión de usuarios finales al STN o STR, y proyectos de conexión de generadores, cogeneradores, autogeneradores remotos y productores marginales remotos, o autogeneración con entrega de excedentes 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."

Artículo 54. Modificación del artículo 16 de la Resolución CREG 024 de 2015. El artículo 16 de la Resolución CREG 024 de 2015 quedará así:

"ARTÍCULO 16. PARTICIPACIÓN EN EL CARGO POR CONFIABILIDAD. El autogenerador que pueda garantizar energía firme adicional a la que requiere para respaldar su propia demanda, podrá acceder al pago del cargo por confiabilidad. Para efectos del cargo por confiabilidad tendrá que seguir las normas aplicables a los generadores del mercado mayorista establecidas en la Resolución CREG 071 de 2006.

Se deberá aplicar la metodología para el cálculo de ENFICC de AGGE que se encuentre vigente para su participación en el cargo por confiabilidad."

Artículo 55. Consideraciones por la energía consumida de red de un AGR y de los usuarios VE del PMR que tiene un tratamiento de devolución por el CERE con el agente generador. Se deberán aplicar las siguientes disposiciones del Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006, siempre que el activo de generación realice la actividad de AGFR o PMRUFR, y no participe en ningún mecanismo del Cargo por Confiabilidad, no participe en el mercado secundario y no tenga asignaciones de OEF, y se use el tratamiento de que tratan los artículos 18 y 36:

- i. En el cálculo de la variable " GR_m " del numeral 8.1.2. del Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006 se le descontará la energía agregada mensual que se calcule para los activos de generación asociados al AGR o PMR que sean despachadas centralmente, a partir de las variables $ERMIC_{1h}$, $ERMIC_{2h}$ y $ERMIC_{3h}$ de que tratan los artículos 18 y 36 de esta resolución. Para el caso de plantas no despachadas se tendrá en cuenta lo definido en dicho numeral 8.1.2.
- ii. Para el cálculo de la variable " $G_{i,m}$ " del numeral 8.2.1. del Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006, a la generación real del activo de generación despachado centralmente asociado al AGR o PMR se le descontará la energía agregada mensual que se calcule a partir de las

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

variables ERMIC_1h, ERMIC_2h y ERMIC_3h de que tratan los artículos 18 y 36 de esta resolución. Para el caso de plantas no despachadas se mantendrá la disposición actual asociada al recaudo con sus ventas en bolsa.

Artículo 56. Modifíquese la definición de Demanda Objetivo de que trata el artículo 2 de la Resolución CREG 071 de 2006. La definición de Demanda Objetivo de que trata el artículo 2 de la Resolución CREG 071 de 2006 quedará así:

"Demanda objetivo: Equivale a la Demanda Total Doméstica de Energía para cada uno de los meses comprendidos entre el 1 de diciembre y el 30 de noviembre del año siguiente al Período de Planeación, más un porcentaje que fijará la CREG. La Demanda Total Doméstica de Energía corresponderá a la proyección más reciente elaborada por la UPME para el escenario de proyección que seleccione la CREG.

Para efectos de la asignación de Obligaciones de Energía Firme y de la construcción de la función de demanda de la Subasta se descontará de la Demanda Objetivo, así definida, la energía ya cubierta con Obligaciones de Energía Firme asignadas anteriormente y vigentes en el período a subastar y la ENFICC de las Plantas no Despachadas Centralmente que tengan contratos en los que suministre energía para cubrir demanda del período de vigencia a subastar.

Así mismo en el anterior descuento de la Demanda Objetivo, se tendrá en cuenta un descuento por la energía entregada al sistema por los autogeneradores remotos (AGR) y productores marginales remotos (PMR), aquella energía generada que iguala el consumo de los usuarios asociados a estos y que tiene un tratamiento de traslado en dinero desde el agente generador al AGR o PMR valorado al CERE. La CREG analizará en el momento de la construcción de la función de demanda de la Subasta la forma en que se realiza tal descuento."

Artículo 57. Obligación del ASIC de informar a la CREG el estado de energía usada por AGR y PMR. El ASIC deberá informar a la CREG cada seis (6) meses, en los meses de julio y enero, o cada vez que se lo solicite la CREG, la energía que está aplicando el artículo 55. El ASIC deberá entregar el informe en valores horario para el periodo informado. Así mismo, el ASIC deberá informar los valores promedio, mínimos y máximos para cada mes a partir de los valores horarios y en enero del año del reporte un balance del año anterior. Se deberá entregar el informe para el total de AGR y PMR y en forma independiente.

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

Artículo 58. Tiempo de expedición de los Acuerdos del C.N.O. y otros documentos encargados. Cuando no se indique un plazo específico, en un tiempo de seis (6) meses a partir de la entrada en vigor de la presente resolución, el C.N.O deberá actualizar y/o expedir los Acuerdos encargados en esta resolución y desarrollar los demás análisis y documentos encargados para su diseño.

Artículo 59. 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 S.A. E.S.P.

- 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 previstas 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.

TÍTULO VI. VIGENCIAS, MODIFICACIONES Y DEROGATORIAS

Artículo 60. Vigencia, modificaciones y derogatorias. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial* y

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

modifica los artículos 1 y 2 de la Resolución CREG 174 de 2021, modifica el artículo 1 de la Resolución CREG 075 de 2021, modifica la definición de "Proyecto clase 1" del artículo 2 de la Resolución CREG 075 de 2021, adiciona un párrafo al artículo 22 de la Resolución CREG 075 de 2021, modifica el artículo 16 de la Resolución CREG 024 de 2015 y modifica la definición de "Demanda Objetivo" del artículo 2 de la Resolución CREG 071 de 2006.

Cualquier adición, modificación o sustitución de las disposiciones legales y regulatorias a las que se hace referencia en el presente acto administrativo y que se realicen con posterioridad a su expedición, se entenderán incorporadas a este.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá D.C., a los 19 días del mes febrero de 2026.

VICTOR JOSE PATERNINA NOVOA

Viceministro de Energía, Delegado del
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANTONIO JIMENEZ RIVERA

Director Ejecutivo

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto 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"

ANEXO 1. REQUISITOS MÍNIMOS PARA LA CONTRATACIÓN DE UNA AUDITORÍA PARA UN AFORO DEL CONSUMO DEL AGGE

El interesado observará como mínimo las siguientes pautas para la selección y contratación del auditor que realizará el dictamen técnico:

1. El dictamen técnico deberá ser de una persona natural o jurídica, la cual dará un concepto especializado de la descripción de la carga y determinando el tamaño máximo en kWh/día.
2. El auditor debe realizar la verificación del correcto cálculo del patrón de consumo y la respectiva selección del día de mayor consumo. Así mismo, se deberá verificar que la instalación física del punto de medición de la FGI se encuentre a nivel de salida de generación del activo de generación, de tal forma que se pueda realizar el balance de energía para la determinación del patrón de consumo en forma adecuada.
3. El contratista será elegido mediante un proceso de selección objetiva de una lista de auditores definida por el C.N.O.
4. Las pruebas que se requieran se realizarán siguiendo normas nacionales o internacionales.
5. Previo a la entrega del informe final, el contratista validará sus conclusiones con el usuario o agente contratante, dando acceso a las memorias de cálculo y permitiéndole contradecir el informe y formular solicitudes de complementación o aclaración que se resolverán en el informe final.
6. Se deberá entregar un informe final del Dictamen Técnico donde se explique y relacionen todos los estudios, normas, métodos y análisis estadísticos que sirvieron de base para el dictamen.
7. El informe final deberá ser entregado al usuario con copia al CND, para lo cual se tendrá en cuenta que deberá ser remitido al CND previo a la declaración de parámetros.
8. Los costos de la auditoría son a cargo del usuario o agente contratante.