



**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**ACTUALIZACIÓN DE REGLAS DE INTEGRACIÓN  
DE AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y  
GENERACIÓN DISTRIBUIDA – ANÁLISIS DE  
COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN CREG  
002 DE 2021**

**DOCUMENTO CREG-142  
7 DE OCTUBRE DE 2021**

## CONTENIDO

1.	ANTECEDENTES .....	65
2.	IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	68
3.	OBJETIVOS .....	68
4.	CONSULTA PUBLICA.....	69
5.	ANÁLISIS DE COMENTARIOS Y PROPUESTA DE AJUSTE.....	70
	5.1 Limite generador distribuido.....	70
	5.2 Indicador de seguimiento para revisión de reglas comerciales .....	71
	5.3 Procedimiento de conexión.....	71
	5.3.1 Límites de integración .....	71
	5.3.2 Potencia máxima declarada y capacidad instalada o nominal .....	72
	5.3.3 Documentación solicitada.....	73
	5.3.4 Pruebas y costos de las visitas .....	74
	5.3.5 Ajustes de los diseños de la instalación unilaterales por parte del OR .....	76
	5.3.6 Contrato de conexión .....	76
	5.3.7 Sistema de medición.....	77
	5.3.8 Fronteras que agrupan usuarios .....	78
	5.3.9 Supervisión y operación de los AGPE, AGGE y GD.....	79
	5.3.10 Cambio en las condiciones actuales de conexión de los AGPE, AGGE o GD... ..	79
	5.3.11 Procedimiento, tiempos y vigencias de aprobación .....	79
	5.4 Aspectos comerciales .....	85
	5.4.1 Reconocimiento de pérdidas para el GD.....	85
	5.4.2 Crédito de energía para usuarios no regulados y venta a precio de bolsa .....	86
	5.4.3 Tratamiento de excedentes por el ASIC y el LAC .....	87
	5.4.4 Traslado de compras de AGPE y GD a los usuarios en el componente de generación .....	88
	5.4.5 Facturación de excedentes.....	90
	5.4.6 Subsidios y Contribuciones .....	92
	5.5 Sistemas de información .....	92
	5.5.1 Inclusiones al listado de información dentro de los sistemas.....	93
	5.5.2 Plazo para realización de los ajustes establecidos.....	93
	5.5.3 Remuneración de las inversiones de los OR para los sistemas de información .....	93
	5.5.4 Ventanilla única, continuidad del sistema de trámite en línea y transición .....	93
	5.5.5 Asignación de turnos para proyectos de capacidades que puedan copar un circuito.	94
	5.6 Auditorías .....	95
	5.7 Procedimiento de desconexión y suspensión .....	95
	5.8 Indicadores de seguimiento .....	96
6.	ARTICULACIÓN CON OTRAS ENTIDADES.....	97
7.	CONCLUSIONES.....	97
8.	ANEXOS .....	97

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

## ACTUALIZACIÓN DE REGLAS DE INTEGRACIÓN DE AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA - ANÁLISIS DE COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN CREG 002 DE 2021

### 1. ANTECEDENTES

En la Ley 1715 de 2014 se establece la obligación a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de disponer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración, conforme los principios y criterios incluidos en esta ley, además de lo incluido en las Leyes 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética que se fijen para tal fin. Adicionalmente, se establece la obligación de disponer los procedimientos simplificados para la conexión de autogeneradores con excedentes de energía menores a 5MW, y definió que los generadores distribuidos están conectados al Sistemas de Distribución Local (SDL) según los términos que defina la CREG.

Posteriormente se expidieron los decretos 1073 de 2015 y 348 de 2017 con los siguientes lineamientos principales para los autogeneradores y para la generación distribuida:

- 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 (STR) y/o SDL.
- La cantidad de energía sobrante o excedente puede ser superior en cualquier porcentaje al valor de su consumo propio.
- Los activos de generación pueden ser de propiedad de la persona natural o jurídica o de terceros y la operación de dichos activos puede ser desarrollada por la misma persona natural o jurídica o por terceros.
- La potencia instalada debe ser igual o inferior al límite máximo determinado por la UPME para la autogeneración a pequeña escala.
- La CREG establecerá los tiempos máximos que deberá cumplir tanto el autogenerador como el operador de red (OR) en las diferentes etapas del proceso de conexión para la entrega de excedentes.
- Se establecen los requisitos técnicos mínimos necesarios para salvaguardar la correcta operación de la red. Lo anterior, sin detrimento del cumplimiento de lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).
- La CREG definirá el mecanismo de remuneración de los excedentes de autogeneración a pequeña escala (AGPE) 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

D-142-2021 ANÁLISIS DE COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN CREG 002 DE 2021

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

medida y la capacidad instalada del usuario.

Para el caso de los AGPE 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.

- En cumplimiento del artículo 45 de la Ley 1715 de 2014, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) establecerá los términos y condiciones para el reporte de la capacidad instalada y producción de energía por parte de los AGPE y autogeneradores a gran escala (AGGE).

Producto de los lineamientos anteriores y dando continuidad a lo establecido en la Ley, la UPME y el Ministerio de Minas y Energía expidieron:

- UPME: Resolución 281 de 2015, en donde se estableció el límite de potencia instalada para ser considerado AGPE como sigue:

*(...) El límite máximo de potencia impuesto de la autogeneración a pequeña escala será de un (1) MW, y corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador (...)*

- Ministerio de Minas y Energía: Resolución 40311 de 2020, donde se dan los lineamientos para la asignación de capacidad de transporte de energía eléctrica para proyectos de generación, autogeneración y usuarios de las redes.

En específico, la resolución dictamina que la Comisión establecerá el procedimiento de asignación de capacidad de transporte al Sistema Interconectado Nacional (SIN), el cual incluirá una ventanilla única como parte del procedimiento. A través de dicha ventanilla se tramitarán todas las solicitudes de conexión de generación y la de los usuarios de las redes que defina la CREG.

En cumplimiento de lo anterior, la Comisión expidió las siguientes resoluciones:

- Resolución CREG 024 de 2015, con la que se regula la actividad de autogeneración a gran escala.
- Resolución CREG 015 de 2018, que incluye las reglas del contrato de respaldo para autogeneradores.
- Resolución CREG 030 de 2018, con la que se regulan las actividades AGPE y generación distribuida (GD). También aplica a AGGE con capacidad menor a 5 MW.

Bajo este mismo marco, el cual es sujeto de análisis en este documento, se expidió el Proyecto de Resolución CREG 002 de 2021, la cual contiene la propuesta de modificación a la Resolución CREG 030 de 2018.

Así las cosas, en el presente documento se consigna el análisis de los comentarios y observaciones recibidas de los participantes en la consulta del proyecto de resolución

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

mencionado, así como los ajustes a la regulación propuesta que surgen de los comentarios recibidos y de los análisis adicionales realizados por la Comisión.

- Resolución CREG 075 de 2021, con la que se determinó el procedimiento de asignación de capacidad para todos los generadores, cogeneradores y autogeneradores, y usuarios finales del servicio de energía eléctrica en el SIN, y se establecen los criterios de la ventanilla única.

Lo establecido en esta resolución no aplica para los proyectos de que trata la Resolución CREG 030 de 2018 o su actualización. En el caso de la ventanilla única, las determinaciones dentro de esta resolución sí serían aplicables a los proyectos de que trata la Resolución CREG 030 de 2018 o su actualización, además de las reglas adicionales que se expidan, conforme a lo siguiente:

Artículo 37, Resolución CREG 075 de 2021: (...) *Parágrafo 2. Los requisitos, actividades e interacciones que desarrollen en la ventanilla única los interesados en proyectos relacionados con la Resolución CREG 030 de 2018, o las que la modifiquen, adicione o sustituyan, serán definidos en resolución aparte (...)*

Finalmente, el Gobierno Nacional expidió la Ley 2099 de 2021, y se encontró lo siguiente respecto de autogeneración, relacionado con la regulación analizada en el presente documento:

- (...) *Artículo 6. (...) Para el caso de los autogeneradores de propiedad de productores de Petróleo y/o Gas Natural, estos podrán vender en el mercado mayorista, a través de empresas facultadas para ello, sus excedentes de energía que se generen en plantas de generación eléctrica que utilicen gas combustible (...)*

Lo anteriormente citado ya se encuentra regulado pues todos los autogeneradores pueden vender energía al mercado a través de empresas facultadas para ello, conforme a lo establecido en las resoluciones CREG 024 de 2015 y 030 de 2018:

- a. Los AGGE tienen sus reglas de participación dependiendo de si son despachados centralmente o no para vender al mercado (artículo 12 de la Resolución CREG 024 de 2015), y siempre que estén representados por un agente generador.
  - b. Los AGPE venden al mercado representados por agentes comercializadores o agentes generadores (artículo 16 de la Resolución CREG 030 de 2018).
- (...) *Artículo 12. (...) 8. El Gobierno Nacional fomentará la autogeneración fotovoltaica en edificaciones oficiales, especialmente, dedicadas a la prestación de servicios educativos y de salud (...)*

Sobre lo establecido en este artículo, la Comisión debe esperar los lineamientos de política pública para analizar los ajustes que deben realizarse a la regulación.

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

## 2. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

En el Documento CREG 002 de 2021, publicado junto con la Resolución CREG 002 de 2021, se hizo la identificación del problema, el cual se resume en los siguientes términos:

*(...) Teniendo en cuenta el análisis de causas y efectos planteados anteriormente, se identificó que el problema que se busca resolver con los ajustes planteados de la Resolución CREG 030 de 2018 es la existencia de diferentes obstáculos actualmente existentes para la integración de la AGPE y la GD, que provienen de aspectos que pueden ser mejorados incluyendo más claridad y precisión en algunas de las definiciones, procedimientos y requisitos regulatorios (...)*

Entre las causas identificadas que llevan al problema, se resumen en las siguientes:

*(...) se ha evidenciado que los sistemas de información de disponibilidad de red o el dispuesto para la realización del trámite en línea en muchos de los casos generan dificultades de acceso dado que son complejos o no poseen la información requerida para su correcta utilización: exigen datos que el usuario desconoce o no son fáciles de encontrar en la página web de los OR (...)*

*(...) se ha identificado el aumento de solicitudes de conexión a los OR que han conllevado a que aparentemente el OR no tenga la suficiente capacidad de procesamiento de las mismas, y esto ocasione demoras indeseadas para dar trámite a las solicitudes de los usuarios.*

*(...) se han recibido quejas según las cuales presuntamente el OR da prioridad a sus proyectos en el tema de conexión, y pone obstáculos indeseados a los usuarios que quieren conectar sus proyectos. Así mismo, se ha identificado que algunos OR transmiten por medio de su página web la idea de que la única alternativa de acceder a ser un AGPE es mediante la compra de equipos con estos. (...)*

*(...) se ha evidenciado que, aparentemente, algunos OR solicitan requisitos adicionales a los establecidos para aprobar la conexión de los usuarios (...)*

*(...) se identificó la presunta existencia de interpretación de los certificados RETIE por parte del OR, lo que puede terminar en el rechazo de solicitudes (...)*

*(...) presuntamente existen diferentes costos asociados a los estudios de conexión o a la obtención de la certificación RETIE necesaria para surtir el trámite de conexión de un proyecto (...)*

*(...) se han recibido consultas por parte de XM S.A ESP en su función de Administrador de Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) sobre la interpretación en cuanto al tratamiento de los excedentes en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) (...)*

*(...) las principales inquietudes o motivos de consulta de los usuarios están relacionados con consultas de aplicación del RETIE (40%), tema que la Comisión ha venido trabajando con el Ministerio de Minas y Energía, que es la entidad competente y encargada de hacer los ajustes a este reglamento; y relacionados con motivaciones regulatorias que terminan en reprocesos por parte del OR (32%). (...)*

## 3. OBJETIVOS

El objetivo de este proyecto regulatorio es realizar los ajustes requeridos a la regulación de las actividades de AGPE y GD que incluyen caracterizar los procedimientos de conexión y remuneración de excedentes, de manera tal que conlleve a mejoras de eficiencia en la aprobación de los proyectos, mejorar la interacción del usuario con la regulación, y unificar la aplicación de las reglas comerciales.

En concreto, se busca propender por asegurar la libre concurrencia de los usuarios y la transparencia en la asignación de las conexiones y en el pago de excedentes, y facilitar aún más la integración de AGPE y GD.

D-142-2021 ANÁLISIS DE COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN CREG 002 DE 2021

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

Conforme a lo anterior, se tienen los siguientes objetivos específicos:

- i. Establecer la documentación explícita que se debe solicitar durante el procedimiento de conexión.
- ii. Discretizar los procedimientos de conexión por nivel de impacto (inyecta o no inyecta energía), tecnología (usa o no inversores) y capacidad instalada.
- iii. Establecer las reglas de la ventanilla única para asegurar la transparencia en el procedimiento de conexión.
- iv. Reorganizar y reforzar los requisitos de los sistemas de información.
- v. Aumentar la capacidad de recepción de proyectos de las redes.
- vi. Aclarar los mecanismos comerciales de remuneración de excedentes.
- vii. Aclarar el mecanismo de traslado a los usuarios en el componente de generación transitorio debido a compras de AGPE y GD.

#### 4. CONSULTA PÚBLICA

En respuesta a la consulta de la Resolución CREG 002 de 2021, se recibieron 1083 comentarios de 54 participantes. A continuación, se presenta la lista de los participantes con los radicados de sus comunicaciones:

Nombre Empresa	Radicado	Nombre Empresa	Radicado
CODENSA	E-2021-001984	EOS ENERGY SAS ESP	E-2021-001915
ENERGY POWER GREEN SAS	E-2021-001887	EPM	E-2021-001983 E-2021-004761
SOL DEPOT	E-2021-001893	Girasol	E-2021-001963
ACCE	E-2021-002009	Grupo Diana	E-2021-001815
ACOLGEN	E-2021-002010	GRUPO ENERGETICO SANTANDER	E-2021-001486
AIR E SAS ESP	E-2021-001993	HEMBERTH SUAREZ	E-2021-001988
ALEJANDRO GOMEZ	E-2021-002007	Jorge H Rocca G	E-2021-002403 E-2021-002404
ANDESCO	E-2021-002000	Juan Camilo Pérez Campiño	E-2021-003247
ASOCODIS	E-2021-001968 E-2021-004754	LUIS FDO ORTEGA	E-2021-002026
CAMARA DE COMERCIO DE CALI	E-2021-002001	ONAC	E-2021-001996
CEDENAR	E-2021-002016	PROELECTRICA	E-2021-001982
CELSIA	E-2021-004792 E-2021-002006 E-2021-002542	Ricardo Zambrano	E-2021-003829
CENSAT AGUA VIVA	E-2021-002023	SANTIAGO JARAMILLO	E-2021-002003

D-142-2021 ANÁLISIS DE COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN CREG 002 DE 2021

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

Nombre Empresa	Radicado	Nombre Empresa	Radicado
CEO	E-2021-001974	SER Colombia	E-2021-001966
CNO	E-2021-002014	SIC	E-2021-002165
COLIBRI ENERGY	E-2021-001973 E-2021-002486	SOCIEDAD UNION RENOVABLES COLOMBIA - SURCO	E-2021-001885
DANIEL ZAPATA	E-2021-002024	SOLAR ENERGY	E-2021-001935
DEPI ENERGY	E-2021-002021	TEBSA	E-2021-002273
DICEL	E-2021-002027	TECNISOLAGRO DEL CAQUETA	E-2021-001890
DICELER	E-2021-002028	Terpel	E-2021-001961
EEP	E-2021-001975 E-2021-004729	TGI	E-2021-002109 E-2021-002118
ELECTROHUILA	E-2021-002025	USAENE	E-2021-001951
EMCALI	E-2021-001995	VANTI	E-2021-002008
EMGESA	E-2021-001976	VATIA SA ESP	E-2021-002034
ENERCA SA ESP	E-2021-001947	XM	E-2021-002002
ENERSA	E-2021-001987	ZIKLO SOLAR	E-2021-002012
ENERTOTAL	E-2021-001997		

Los comentarios y propuestas recibidos, así como los análisis de la Comisión se pueden consultar en el anexo: "Comentarios Resolución CREG 002\_2021.xlsx".

## 5. ANÁLISIS DE COMENTARIOS Y PROPUESTA DE AJUSTE

A continuación, se mencionan los principales cambios al texto puesto en consulta y el texto definitivo, y también la respuesta a algunas de las principales preguntas, todo originado a partir de los comentarios recibidos y de los análisis adicionales realizados por la Comisión.

### 5.1 Limite generador distribuido

En el texto en consulta, el GD se propuso como un generador con capacidad instalada menor a 1 MW. En general, los comentarios recibidos proponen aumentar el límite del GD hasta 5 MW o considerar que también los autogeneradores sean un GD. También se solicita aclarar si el GD es en sí mismo un agente o puede ser representado por un agente del mercado.

Al respecto, encontramos que no es posible modificar las definiciones establecidas por Ley 1715 de 2014, en la cual se diferencian las dos figuras, GD y autogenerador. Esto es, el GD es

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



exclusivamente un agente del mercado, debido a que se dedica a la venta de energía, y el autogenerador es exclusivamente un usuario, debido a que principalmente consume energía.

En cuanto a si es representado por un agente del mercado para la venta de energía, encontramos que debe ser un agente generador, ya que la naturaleza de su actividad económica es producir energía eléctrica y venderla al sistema.

Por su parte, en la consideración de que sea una persona natural o jurídica<sup>1</sup> el dueño del GD y que sea representado para la venta de energía por cualquier agente, se cambia la propuesta en el sentido antes expuesto; esto debido a que podría existir una sola persona natural (o jurídica) con diversas plantas de este tipo representadas por el mismo agente, creando a futuro una posible concentración de energía producto de este tipo en pocos agentes.

Finalmente, respecto del límite propuesto en los comentarios, actualmente están siendo diseñadas otras reglas en el mercado, y el límite propuesto no se enmarca o alinea con dichas propuestas, que serán puestas en consulta más adelante en el tiempo. En adición, se considera que el límite impuesto conserva lo definido en la Ley 1715 de 2014, en cuanto a su cercanía con los centros de consumo.

## 5.2 Indicador de seguimiento para revisión de reglas comerciales

En el texto en consulta se propuso que el indicador de seguimiento serviría para la revisión de las reglas comerciales y de conexión al momento de alcanzarse. En este sentido, el indicador se definió con base en el momento en el cual la cantidad de energía entregada a la red por los AGPE y GD supere el 4% de la demanda de cualquier OR en el año anterior.

Al respecto, el comentario general recibido es que se podría superar el indicador en un tiempo cercano, debido a que el más pequeño de los OR podría tener una demanda lo suficientemente pequeña.

En ese sentido, se acepta el comentario y el indicador se calculará con base en la energía que provenga de los usuarios AGPE en un mercado de comercialización, que sea utilizada para el crédito de energía y medida con respecto de la demanda regulada del mismo mercado de comercialización. Lo anterior conservando el mismo porcentaje límite del 4%.

Otro ajuste realizado tiene que ver con que el indicador tendrá el objetivo de hacer seguimiento a las reglas comerciales, ya que dicha energía del crédito, establecida por Ley, es la que tiene un precio de traslado al usuario final regulado que es superior a los otros tipos de energía que existe traslado (aquellas compras obligadas que son a precio de bolsa de autogeneración y GD).

## 5.3 Procedimiento de conexión

A continuación, se presenta el análisis sobre las diferentes etapas del procedimiento de conexión.

### 5.3.1 Límites de integración

<sup>1</sup> En el contexto de que sea una persona jurídica que no es agente del mercado.

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

El límite establecido para hacer seguimiento de las capacidades nominales de los AGPE y GD en un mismo circuito de nivel de tensión 1 respecto de la capacidad del transformador, fue modificado en la propuesta de Resolución CREG 002 de 2021, y se aumentó del 15% (Resolución 030 de 2018) al 50%.

En los comentarios recibidos se solicita aumentar aún más el límite; sin embargo, el estudio de consultoría publicado mediante Circular CREG 021 de 2019 estableció, mediante evaluación de circuitos reales, que el límite propuesto es aceptable para una integración sin mayores problemas operativos, por lo cual se mantiene el valor del 50%.

Por su parte, también se recibieron comentarios para aumentar los límites que se evalúan con respecto a la demanda mínima horaria del año anterior de un circuito donde se solicita la conexión. Es preciso recordar que el objetivo de dicho límite es el de evitar flujos inversos en la red desde niveles de tensión inferiores a superiores en cualquier hora del día. En ese sentido, y para evitar la probabilidad de ocurrencia de este hecho, los límites se mantienen.

Con respecto a otros comentarios recibidos, se incluye en la resolución que para el cumplimiento de lo dispuesto en los límites que tienen relación con la demanda mínima se debe utilizar la información real más actualizada posible. En caso de no contar con información, el OR deberá aceptar las conexiones que se le soliciten y no podrá trasladar al usuario o agente ninguna responsabilidad ante contingencias presentadas por este hecho.

Finalmente, se solicita aclarar en la resolución que no aplican los límites establecidos en niveles de tensión superiores al 1. El mismo artículo da la obligación solo para el nivel de tensión 1 y no para otros niveles de tensión; esto quiere decir que los AGPE que entregan o no entregan excedentes de energía a la red y cuya conexión sea al nivel de tensión 2 o superior, no serán sujetos de la aplicación de los límites respecto del transformador, circuito o demanda mínima del año anterior (esto se da la claridad en los procedimientos de conexión).

### 5.3.2 Potencia máxima declarada y capacidad instalada o nominal

Respecto de la potencia máxima declarada y la capacidad instalada o nominal se aclara que deben ser declaradas por todos los AGPE, AGGE y GD existentes, esto con fines de actualización. También se deberá declarar esta información en las nuevas conexiones de estos tipos.

Por su parte, en el caso de los autogeneradores, entendemos que la potencia máxima declarada puede ser menor o igual a la capacidad nominal o instalada. Respecto de esta última, la Resolución UPME 281 de 2015 definió que los AGPE se dividen o diferencian de los AGGE de acuerdo con su capacidad instalada del sistema de generación, valor que se estableció en 1 MW.

Para los GD, por ser una planta de generación dedicada exclusivamente a entregar energía, es sabido que siempre han declarado la Capacidad Efectiva Neta (CEN), que sería el equivalente en estas reglas a la definición de potencia máxima declarada y, durante el proceso de conexión, solo deben agregar la capacidad instalada o nominal.

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

Por lo tanto, el GD declara su capacidad efectiva neta y se entiende que es lo máximo que puede entregar. Diferente al AGPE o AGGE que podría tener un dispositivo controlador para poder aprovechar la inyección a su propia demanda y lo que va a red.

Con estas definiciones se posibilita el acceso a la conexión para aquellos proyectos autogeneradores que entregarían una energía menor como excedente a la red (potencia máxima declarada) que la energía que pueden autogenerar (potencia instalada o nominal), con lo que se espera aumente el uso de las redes y dar más oportunidades de entrada a proyectos.

### 5.3.3 Documentación solicitada

En el proyecto de resolución se propuso tener la siguiente documentación al inicio de la solicitud:

- Formulario de conexión simplificado. El cual será un formato nuevo publicado por la CREG con menos requisitos.
- El certificado de capacitación del instalador.
- Manual del dispositivo para control de no inyección a red o que la controlan en alguna medida, o de los elementos que realizan dicha función. Solo aplica para autogeneradores.
- Requisitos RETIE: diseño detallado, certificado de conformidad de producto de los equipos que conforman la planta, declaración de cumplimiento RETIE y matrícula profesional del instalador.
- Igualmente, durante la verificación se podría usar el certificado de conformidad de producto para el cumplimiento de normas de inversores.

De lo anterior, se tuvieron los siguientes comentarios en general:

- Los requisitos RETIE no deben solicitarse al inicio de la solicitud, pues en el proceso de construcción es donde se van definiendo y cumpliendo.
- La Comisión está solicitando requisitos RETIE que no son de su competencia y que deberían estar alineados con el Ministerio de Minas y Energía.
- No deberían solicitarse certificados de capacitación del instalador.

A ese respecto, y luego de reuniones conjuntas con el Ministerio de Minas y Energía, se concluyó lo siguiente:

- El Ministerio de Minas y Energía es la entidad competente para definir los requisitos que deben cumplir los instaladores. Transitoriamente se establecen criterios en la resolución y cuando el Ministerio de Minas y Energía los expida, aplicará lo que éste especifique.
- Las normas de inversores se aplican conforme a lo establecido en el RETIE vigente o según como lo especifique su actualización.
- La Comisión no especificará en la resolución documentos que solicite el RETIE, como por ejemplo el diseño detallado o certificados de conformidad de producto.
- Los documentos RETIE serán los que este último especifique y se deben cargar en un campo único del sistema de trámite en línea.

Así las cosas, para que a un proyecto le puedan evaluar su viabilidad debería entregar a través del sistema de trámite en línea lo siguiente:

D-142-2021 ANÁLISIS DE COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN CREG 002 DE 2021

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

- a. Formulario de conexión simplificado, publicado por la Comisión.

Junto con este se debe adjuntar: i) los diagramas unifilares, ii) identificar esquemáticamente la conexión del sistema de puesta a tierra con su conductor correspondiente y el esquema de protecciones con sus características; iii) indicar las distancias de seguridad respecto a las redes existentes y el cuadro de cargas de la demanda total; y iv) la documentación para demostrar las normas de inversores.

Estos ítems anteriores deberán tener en cuenta lo que el RETIE especifique.

Además, no se solicita que el diagrama unifilar quede ligado a alguna norma en particular.

- b. Se establece una regla transitoria de certificación del instalador o empresa que lleva a cabo la instalación tipo. En el momento que el Ministerio de Minas y Energía lo expida, aplicaran dichas reglas para esas certificaciones.

Cuando se aplica estudio de conexión simplificado, el requisito de este literal se puede cumplir luego de la aprobación, pero antes del inicio de construcción.

- c. Manuales de los dispositivos que inhiben inyección a red o que la controlan en algún nivel.
- d. Cargar la documentación que exija el RETIE en un campo único. Esta podrá ser cargada en cualquier momento del tiempo y antes de la entrada en operación del proyecto.

Además:

- e. Cuando aplique el caso de estudio de conexión simplificado, se entrega para la evaluación de viabilidad el estudio de conexión simplificado junto con lo citado en el literal a anterior.
- f. En todo caso, la instalación siempre deberá cumplir RETIE o su actualización a la entrada en operación.
- g. Cuando es un nuevo usuario, este podrá constituirse primero como usuario y luego como autogenerador. En ese sentido, el usuario deberá evaluar las reglas de la Resolución CREG 075 de 2021 para su constitución como usuario y, así mismo, aplicar las reglas establecidas para convertirse en un usuario autogenerador, ya que las reglas definidas en la Resolución CREG 174 de 2021 son para usuarios ya constituidos que deseen ser autogeneradores, y no son para la evaluación de la conexión de usuarios como carga y sus capacidades.

En todo caso, el usuario que es nuevo podría aplicar las dos citadas resoluciones al tiempo y realizar su registro como usuario nuevo y autogenerador.

### 5.3.4 Pruebas y costos de las visitas

Las pruebas definidas en la resolución en consulta solo aplicaban para AGPE o GD con capacidad nominal mayor a 100 kW y también para los AGGE. El comentario general recibido

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

sugiere que debería hacerse al menos una inspección visual de la instalación y parámetros declarados o realizar algunas pruebas para garantizar la seguridad de operación de la red.

Así las cosas, la Comisión acepta el comentario y establece tres rangos:

- a. Para aquellos AGPE y GD con capacidad instalada menor a 10 kW, se establece una inspección visual de la instalación (parámetros declarados, configuración de inversores y esquema de protecciones).
- b. Para aquellos AGPE y GD con capacidad instalada igual o mayor a 10 kW y menor o igual a 100 kW, se establece una inspección visual de la instalación, pruebas a los esquemas de protecciones y verificación del tiempo de reconexión (caso aplique). Estas pruebas deberán hacerse conforme a los Acuerdos del CNO.
- c. Para aquellos AGPE con capacidad instalada mayor a 100 kW y menor o igual a 1 MW, y para GD con capacidad instalada mayor o igual a 10 kW y menor a 1 MW, se establece la inspección visual de la instalación y pruebas conforme a los Acuerdos del CNO. Esto también aplica para cualquier AGGE.

En cuanto al costo de las visitas para la energización y pruebas, la propuesta regulatoria consistió en que no se tuviera costo, esto con el fin de incentivar la instalación de autogeneración y GD. Sin embargo, se recibieron comentarios en los cuales se manifiesta la importancia de definir el costo de las visitas adicionales y regular los cobros que el OR podría llegar a exigir. También se sugirió establecer que la energización se cobre acorde con los costos eficientes en los que incurre el OR, dado que no quedarían remunerados y, adicionalmente, están permitidos por la Resolución CREG 225 de 1997.

En ese sentido, la Comisión adopta la siguiente solución, la cual toma como base lo establecido en la Resolución CREG 030 de 2018:

- a. El costo de las visitas de verificación de la instalación, pruebas y energización será equivalente al de un (1) cobro de conexión conforme la Resolución CREG 225 de 1997.
- b. Si es un AGPE que no inyecta excedentes aplica el literal a. anterior luego de la segunda visita.
- c. Si es un AGPE que inyecta excedentes o un GD, con capacidad instalada menor o igual a 100 kW, aplica el literal a. anterior luego de la segunda visita.
- d. Para aquellos AGPE que inyectan excedentes con capacidad instalada mayor a 100 kW y menor o igual a 1 MW, y para GD con capacidad instalada mayor a 100 kW y menor a 1 MW, aplica el literal a. anterior luego de la primera visita. Esto también aplica para los AGGE.
- e. Si el OR no publica el costo de la visita para energización y pruebas o para la inspección visual, estas visitas no podrán ser cobradas al usuario.

Finalmente, los Acuerdos de protecciones, pruebas y supervisión, o sus modificaciones, deben ser consultados con todos los interesados, los GD y los usuarios autogeneradores antes de su publicación final. En todo caso, de conformidad con el Artículo 36 de la Ley 143 de 1994, los Acuerdos del CNO podrán ser recurridos ante la CREG.

Si el CNO considera que el Acuerdo de protecciones actual o el documento de pruebas (que migrará a Acuerdo) no deben actualizarse, los mismos no debe ser consultados.

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

### 5.3.5 Ajustes de los diseños de la instalación unilaterales por parte del OR

En el procedimiento de conexión del texto consultado se incluyó un mecanismo para que el solicitante terminara sin obstáculos el proceso de conexión. De forma general, dicho mecanismo consiste en que si el OR presentaba más comentarios luego de las aclaraciones dadas por el solicitante, el OR debía ajustar los diseños por su cuenta y costo. Finalmente, el solicitante debía acogerse a los cambios.

Al respecto se recibieron comentarios para complementar el mecanismo, dado que el OR podría hacer exigibles requisitos que no son necesarios. También se mencionó la necesidad de estudiar la responsabilidad (jurídica y técnica) que adquiere el OR en la exigencia de requisitos.

En ese sentido y luego del análisis, se descarta la propuesta dado que, de complementarse el mecanismo, el proceso ya no sería simplificado e introduciría varias complejidades, como las que se listan a continuación:

- a. Se tendría que crear una lista de auditores especializados y de forma objetiva.
- b. Se tendría que crear todo un procedimiento para el sistema de auditorías. Entre los pasos del procedimiento, por ejemplo, se debería definir los conceptos específicos (requisito incumplido de conexión, medida, protecciones, etc) que darían lugar a la contratación del auditor.
- c. Se debe establecer un procedimiento de cómo se paga y tiempos para el pago del auditor. A este punto se suma el hecho de que el usuario no es un agente del mercado y no hace transacciones en el mismo.
- d. Se tendría que adicionar un mecanismo adicional que resuelva la siguiente pregunta: ¿qué sucede si alguna de las partes no está de acuerdo con el auditor? Es decir, el derecho a réplica tanto por parte del OR como del solicitante.
- e. Todo lo anterior alarga el procedimiento de conexión, incluso para las conexiones más pequeñas.

Así las cosas, en el procedimiento queda establecida la obligación para el solicitante de realizar todas las aclaraciones pertinentes y completas, y al OR de solicitar todas las aclaraciones en un solo paso.

De no cumplirse lo anterior por parte del OR, el usuario debe acudir a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) para interponer la queja. En todo caso, a partir de las reuniones con la SSPD se acuerda que esta auditará que se estén cumpliendo los procedimientos de conexión y analizará los casos en que se evidencien barreras a la integración.

Finalmente, la Comisión seguirá haciendo seguimiento a la integración y podrá establecer reglas y normas al no verse la evolución esperada en la atención a las solicitudes de conexión.

### 5.3.6 Contrato de conexión

En la propuesta, al igual que en la Resolución CREG 030 de 2018, se hizo exigible el contrato de conexión para algunos tamaños de instalaciones. Sin embargo, luego del análisis de los comentarios recibidos y las quejas en el transcurso del tiempo, la decisión es eliminar la exigencia del contrato de conexión durante el procedimiento de conexión.

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

El contrato de conexión solo podrá ser exigible cuando el mismo solicitante lo pida para que el OR le instale algún activo de conexión o en el caso de que la conexión del solicitante implique una ampliación de las redes de uso.

En todo caso, de aplicarse el contrato de conexión, el tiempo para firma será de quince (15) días hábiles y se da lineamientos similares a los establecidos en la Resolución CREG 075 de 2021, así:

- Los OR entregarán al CNO y al Comité Asesor de Comercialización (CAC) la minuta correspondiente a proyectos AGPE, GD o AGGE que se utilizaría para suscribir contratos de conexión con los interesados en conectarse a los sistemas de los cuales son responsables.
- Para la definición de la minuta solo se deberán tener en cuenta las motivaciones de suscripción de la misma antes mencionadas y deberán construirse contratos tipo por capacidad nominal o instalada (CI), conforme las divisiones categorizadas ( $CI < 10 \text{ kW}$ ,  $10 \text{ kW} \leq CI \leq 100 \text{ kW}$ ,  $100 \text{ kW} < CI < 1 \text{ MW}$ , y para el AGGE con potencia máxima declarada menor a 5 MW que solicite conexión.
- El CNO y el CAC elaborarán y propondrán a la CREG una minuta o, si se considera conveniente, varias minutas que permitan uniformizar los requisitos exigidos en los contratos de conexión, las cuales serán adoptadas por el Comité de Expertos de la CREG y publicadas mediante circular.
- Los OR deberán cargar dicha minuta en el sistema de trámite en línea para que los AGPE, los AGGE o los GD las usen en caso de que aplique.

Mientras ocurre lo anterior, el contrato de conexión preliminar a usar debe ser cargado por el OR en el sistema de trámite en línea en un tiempo máximo de treinta (30) días hábiles luego de expedida esta resolución. Este contrato de conexión preliminar estará sujeto de ajustes entre las partes.

### 5.3.7 Sistema de medición

En cuanto a los sistemas de medida, en general se recibieron los siguientes comentarios:

- a. *“Especificar que cuando no se inyectan excedentes, no es necesario cambiar el medidor”*

Vale la pena aclarar que desde la Resolución CREG 030 de 2018 solo aquellos usuarios que entregan excedentes son los que deben cambiar su sistema de medida. En todo caso, en la resolución se incluye este caso y se aclara que no se debe cambiar el medidor hasta tanto sea reemplazado conforme el plan de despliegue de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI).

- b. *“Especificar que el prestador del servicio revise y/o cambie el sistema de medida antes de la entrada en operación”*

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

En cuanto al cambio de medidor, el usuario lo puede adquirir por su cuenta o con el prestador del servicio. Regular los tiempos para el cambio de medidor no es objeto de esta resolución, pero este tema se analizará bajo la actualización de la resolución que establece el Reglamento de comercialización (Resolución CREG 156 de 2011).

En todo caso se deja clara la obligación de revisión del equipo de medida antes de la puesta en servicio, obligación ya existente desde la Resolución CREG 156 de 2011.

c. *“Exigir telemedición entre el usuario y el agente”*

Desde la Resolución CREG 030 de 2018 nunca se ha permitido el caso citado, ya que esto trae costos adicionales que afectarían la integración de los autogeneradores. Lo que si debe aplicarse es la telemedida entre el usuario y el ASIC cuando no se venda energía al comercializador integrado con el OR.

d. *“Evaluar procedimientos para corrección de los reportes al ASIC”*

El tema solicitado se refiere a reglas que hacen parte de los procedimientos establecidos en el Código de medida (Resolución CREG 038 de 2014), por ende, esos procedimientos no son objeto de esta propuesta. En todo caso, el tema será analizado en el contexto de AMI y en el ajuste de los nuevos procedimientos que se tienen que adoptar.

e. *“El usuario no regulado AGPE que vende al comercializador integrado tiene un reporte asimétrico de sus consumos y excedentes”*

En este caso se acepta el comentario y se incluye la obligación al usuario de que reporte sus excedentes en las mismas condiciones en que se reporta la medida para el consumo.

f. *“No exigir el sistema de medida en el lado de alta del transformador cuando se conecte a través de este directamente”*

Dicho requisito aplica desde la expedición del Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014), y en esta propuesta no se modificó sino que solo se aclaró. En todo caso, se retira de la resolución el párrafo pues debe entenderse que se debe cumplir con el Código de Medida.

### 5.3.8 Fronteras que agrupan usuarios

Desde la Resolución CREG 030 de 2018 y en el texto en consulta se estableció que para que un usuario que hace parte de las fronteras comerciales de que trata el párrafo del artículo 14 de la Resolución CREG 156 de 2011 se volviera AGPE, debía independizar su instalación de tal forma que su consumo y entrega de excedentes se registraran de forma independiente de la frontera que lo agrupaba.

Luego del análisis de los comentarios, la decisión es mantener la regla de independización únicamente cuando se entregan excedentes, pues en ese caso sí debe conocerse el consumo y la energía entregada de forma independiente para la aplicación del crédito de energía.

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



Así las cosas, se permite que los usuarios que estén dentro de las fronteras antes mencionadas sean AGPE sin entrega de excedentes, para lo cual deben de todas formas declararse y realizar el proceso de conexión para el caso sin excedentes.

### **5.3.9 Supervisión y operación de los AGPE, AGGE y GD**

En cuanto al control de recursos que se conectan al SDL, se recibió el comentario que con el crecimiento de recursos distribuidos en el SDL podría ser necesario implementar reglas de control y supervisión para garantizar una operación confiable de la red. En ese sentido, la Comisión considerará el comentario en la actualización del Reglamento de Distribución (Resolución 070 de 2008). Por el momento, la integración es baja y requisitos de este tipo podrían ser un obstáculo.

Además, para tener en cuenta lo anterior deben evaluarse temas más amplios que no salieron a consulta, como por ejemplo asociados al control: características de respuesta en frecuencia, inyección de reactivos, entre otros. Dichos temas no son objeto de las reglas definidas en la presente resolución y requieren de un análisis más profundo.

En cuanto a la supervisión de un recurso en el SDL, se aclara que conforme el artículo 8 de la Resolución CREG 080 de 1999 (Funciones Operativas de los OR's), la supervisión es posible siempre y cuando haya sido encargada, pero no puede ser exigible por el OR.

Finalmente, se aclara que los GD (agente generador) y AGGE (representados por un agente generador para entregar energía) tienen la obligación definida en el Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 en cuanto a la declaración diaria de su disponibilidad o programa de generación horario, obligación que compete a un agente generador por representar o ser dueño de un recurso que es entendido como una planta no despachada centralmente. En cuanto a los AGPE dicha obligación no les aplicará.

### **5.3.10 Cambio en las condiciones actuales de conexión de los AGPE, AGGE o GD**

Cuando un proyecto de AGPE o GD requiera aumentar su capacidad o modificar sus condiciones existentes lo podrá hacer realizando el proceso de conexión nuevamente para verificar que técnicamente no existen problemas. En este caso, la capacidad sujeta de aprobación es la adicional que se va a adicionar al proyecto y no la que ya ha sido aprobada.

Adicional a la documentación solicitada en el procedimiento de conexión, el interesado solo deberá entregar un documento explicando los cambios a realizar.

### **5.3.11 Procedimiento, tiempos y vigencias de aprobación**

En cuanto a los procedimientos de conexión, se recibieron comentarios para relacionados con aumentar o reducir los tiempos en los diferentes pasos de los mismos, pero no se incluyeron justificaciones suficientes para aceptar los cambios sugeridos.

En ese sentido, se presentan en los literales a continuación los procedimientos de forma resumida, con sus tiempos, pasos y vigencias de la aprobación de la conexión. Para todos los procedimientos, los requisitos RETIE deben ser cumplidos en cualquier momento del tiempo y antes de la solicitud de entrada en operación.

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

**Documentación y tiempos**a. Documentación necesaria por tipo de solicitante

A continuación, se presenta la documentación tipo que deben tener en cuenta los solicitantes (AGPE, AGGE o GD):

Condición (1)	Tipo	Capacidad Instalada o nominal	Documentación Tipo (SI: es necesario, NO: no es necesario)						
			A	B	C	D	E	F (4)	G
Entregan energía a la red	AGPE	> 100 kW (2)	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI
	GD		SI	SI	SI	NO	NO	SI	SI
	AGGE	< 5 MW (3)	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI
	AGPE	≤ 100 kW	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
	GD		NO	SI	SI	NO	SI	SI	SI
No entregan energía a la red	AGPE	≤ 1 MW	NO	SI	SI	SI	NO	SI	SI
	AGGE	Cualquier capacidad	NO	SI	SI	SI	NO	SI	SI
Notas			<p>(1) La condición de entregan o no energía a la red aplica para autogeneradores. El GD siempre entrega energía a la red conforme a su actividad económica.</p> <p>(2) Los límites superiores de capacidad nominal o instalada de un autogenerador o un GD son de acuerdo con su definición.</p> <p>(3) Corresponde a la potencia máxima declarada para el AGGE</p> <p>(4) Aplica solo en el caso de usar inversores para conexión a red</p>						

Tipo	Descripción
A	Estudio de conexión simplificado
B	Formulario de conexión simplificado
C	<p>Certificado de capacitación o experiencia en la instalación tipo.</p> <p>La empresa encargada de la instalación, o el instalador, deben certificar al menos 1 año de experiencia específica acorde con el tipo de tecnología a instalar, o adjuntar un certificado de capacitación del personal en la instalación tipo que se llevará a cabo.</p> <p>Mientras el Ministerio de Minas y Energía regla lo anterior, la certificación deberá ser clara sobre la experiencia a acreditar y el tiempo requerido, o el certificado de capacitación. Transitoriamente se entiende que son certificaciones de capacitación que pueden ser expedidas por una institución educativa acreditada o que son de índole de educación no formal ofrecida por alguna empresa o que son certificaciones de experiencia certificada por alguna empresa donde se demuestre la experiencia en las instalaciones tipo que se lleven a cabo. La certificación debe contener la información suficiente para que los aspectos anteriormente mencionados puedan ser verificados en caso de aclaraciones.</p>
D	Manual del(de los) dispositivo(s) que controla(n) la no inyección a red o la inyección a red en algún nivel fijo de potencia o energía. Si el inversor cuenta con dicha función, se debe entregar el manual del inversor. No aplica para el GD pues estos declaran su capacidad efectiva neta.
E	Archivo de la consulta de la disponibilidad de red en el punto de conexión en la página web del OR, esto para los casos de usuarios AGPE que inyectan energía a la red o los GD y que se conectan a nivel de tensión 1. El sistema de información de disponibilidad de red debe generar el

D-142-2021 ANÁLISIS DE COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN CREG 002 DE 2021

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

Tipo	Descripción
	archivo con el resultado de la búsqueda en formato PDF, JPG u otros, para que el usuario lo pueda descargar.
F	Documento donde se demuestre el cumplimiento de normas para inversores definidas en el formulario de conexión simplificado. La demostración del cumplimiento de las normas técnicas debe ser mediante certificado de producto emitido por un organismo de certificación acreditado, que haga parte de acuerdos de reconocimiento internacional. En todo caso si el RETIE ya establece la demostración anterior, se realizará conforme este o su actualización lo determine.
G	Otra documentación: i) los diagramas unifilares (usar una norma nacional o internacional), ii) documento con la identificación esquemática de la conexión del sistema de puesta a tierra con su conductor correspondiente y que contenga el esquema de protecciones con sus características, iii) documento con las distancias de seguridad respecto a las redes existentes y el cuadro de cargas de la demanda total. Se deberá tener en cuenta lo que el RETIE especifique para la documentación anterior.

b. Tiempos a tener en cuenta en la etapa de completitud de la información

El solicitante deberá tener en cuenta los siguientes tiempos para verificación de completitud de información:

Condición (1)	Tipo	Capacidad Instalada o nominal (CI)	Tiempo de revisión del OR (Días hábiles)	Tiempo de subsanación del solicitante (Días hábiles)	Tiempo de revisión del OR luego de subsanación (Días hábiles)
Entregan energía a la red	AGPE	CI > 100 kW (2)	5	5	5
	GD				
	AGGE	CI < 5 MW (3)	2	5	2
	AGPE	CI ≤ 100 kW			
GD					
No entregan energía a la red	AGPE	CI ≤ 1 MW	2	5	2
	AGGE	Cualquier capacidad			
Notas	(1) La condición de entregan o no energía a la red aplica para autogeneradores. El GD siempre entrega energía a la red pues es su actividad económica. (2) Los límites superiores de capacidad de un autogenerador o un GD siempre están acotados por su definición (3) Corresponde a la potencia máxima declarada para el AGGE				

El proceso de verificación de la documentación es operativo y solo se verifica que se encuentre completa la información, sin que esto implique una revisión detallada ni que se revisen aspectos técnicos de la misma

c. Tiempos a tener en cuenta en la etapa de verificación técnica de la información

D-142-2021 ANÁLISIS DE COMENTARIOS PROYECTO RESOLUCIÓN CREG 002 DE 2021

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

El solicitante deberá tener en cuenta los siguientes tiempos para verificación de técnica de la información:

Condición (1)	Tipo	Capacidad Instalada o nominal (CI) o por conexión en nivel de tensión NT 1, 2 o 3	Tiempo de revisión del OR (Días hábiles)	Tiempo de subsanación del solicitante (Días hábiles)	Tiempo de revisión del OR luego de subsanación (Días hábiles)
Entregan energía a la red	AGPE	NT 2 o 3	10	10	5
	GD				
	AGGE				
	AGPE	NT 1	5	5	5
GD					
No entregan energía a la red	AGPE	100 kW < CI ≤ 1 MW	10	10	5
		10 kW ≤ CI ≤ 100 kW	5	5	3
		CI < 10 kW	3	5	2
	AGGE	Cualquier capacidad	10	10	5
Notas	(1) La condición de entregan o no energía a la red aplica para autogeneradores. El GD siempre entrega energía a la red pues es su actividad económica.				

Estos tiempos se dividen de acuerdo capacidad instalada, impacto (inyectan o no inyectan a red) y nivel de tensión donde se conectan.

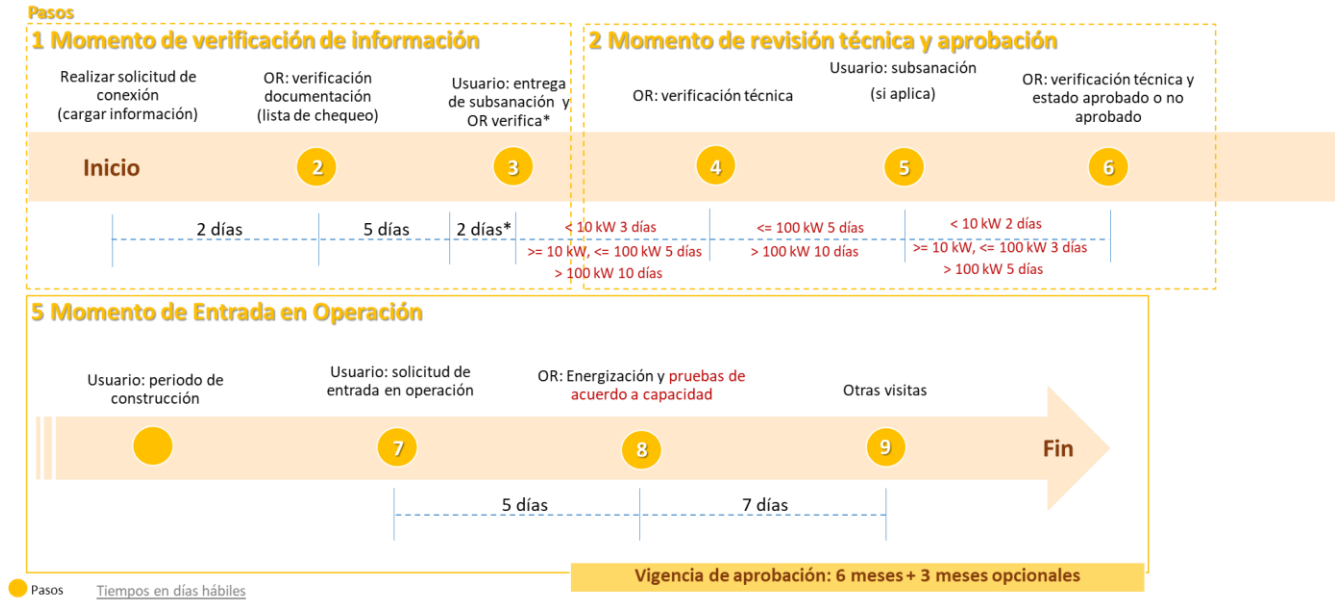
En la verificación técnica se especificará, en el procedimiento de conexión correspondiente, lo que específicamente se debe verificar de la instalación.

### **Procedimientos**

A partir de todo lo anterior, en el texto de resolución se establecen dos procedimientos generales y de los cuales se puede inferir que se tendrán las siguientes opciones, que básicamente se dividen en si se aplica o no estudio de conexión, inyecta o no excedentes y los tiempos que dura la verificación:

- d. Procedimiento que aplica para proyectos de AGPE y AGGE que no entreguen excedentes a la red

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



Para el caso de este tipo de proyectos, la vigencia de la aprobación es de 6 meses, la fecha de entrada en operación es tentativa y se puede obtener una prórroga sin costo de 3 meses. Para el AGGE la vigencia de la aprobación será de acuerdo con si es de tecnología hidráulica (24 meses) u otra tecnología (12 meses). También aplica de igual forma para el AGGE sin entrega de excedentes.

Para apoyar el entendimiento de la lectura del procedimiento anterior se explica parte de la figura anterior: en el momento de verificación de información, cuando se radica la solicitud y se carga la información, el OR tiene dos (2) días hábiles para la revisión de completitud de la información. Si existe lugar a subsanación, el usuario tiene cinco (5) días hábiles para entregarla y luego el OR otros dos (2) días hábiles para hacer la nueva revisión. En el momento de revisión técnica y aprobación, se lee de forma similar, pero depende de la capacidad instalada o nominal.

De esta forma debe leerse el procedimiento y, en general, todos los procedimientos presentados en adelante en esta sección.

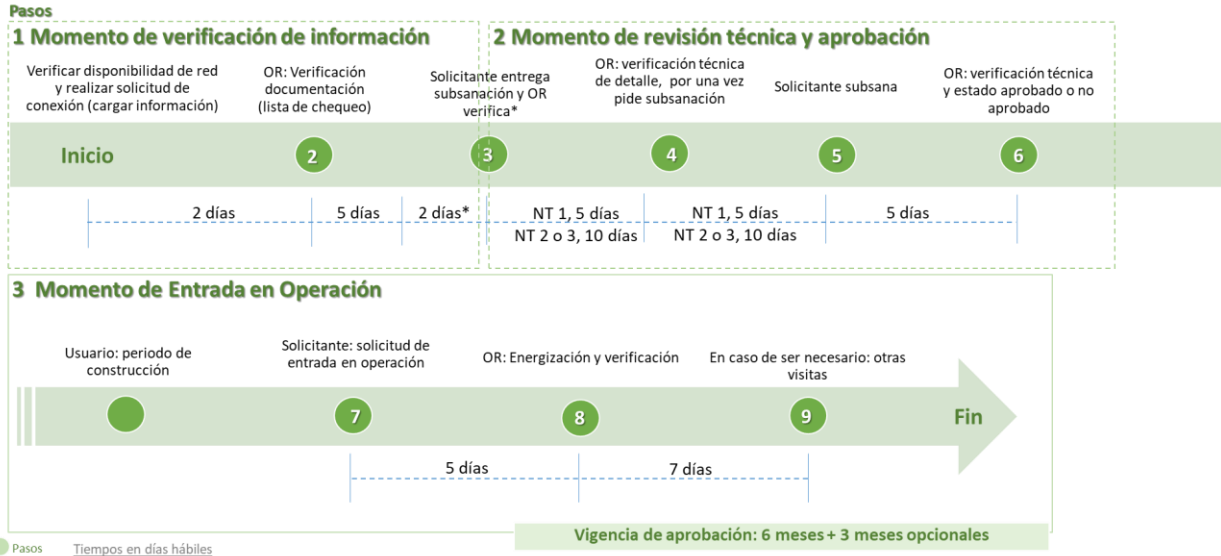
Al final para la entrada visita para entrada en operación, se realizarán pruebas o verificaciones conforme lo definido en el numeral 5.3.4, es decir, de acuerdo con la capacidad instalada.

Por su parte, cuando se usen inversores para conexión a red se solicitará el manual del inversor y cumplimiento de normas.

El paso entre el 8 y 9 es iterativo, hasta lograr la aprobación de la conexión.

- e. Procedimiento que aplica para proyectos de AGPE que entregan excedentes a la red o GD, y que son de capacidad instalada menor o igual a 100 kW

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



En este caso, dado que estos proyectos entregan energía a la red, los tiempos en algunas etapas se diferencian dependiendo del nivel de tensión al que se conectan: Nivel de Tensión (NT) 1, 2, 3.

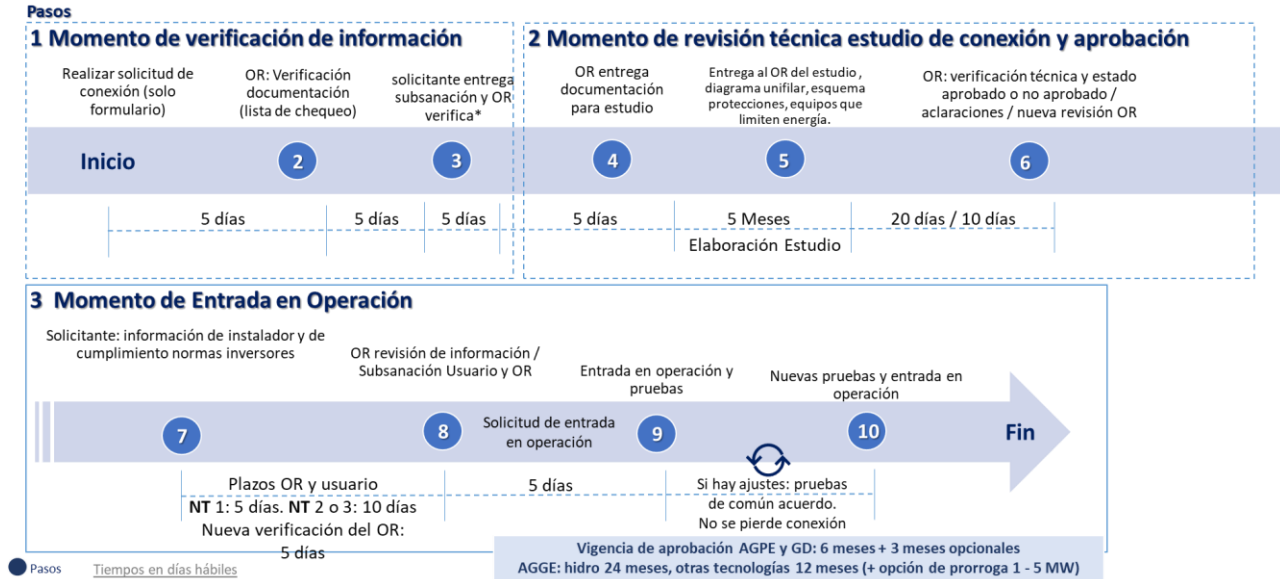
En este caso, la vigencia de la aprobación es de 6 meses, la fecha de entrada en operación es tentativa y se puede obtener una prórroga sin costo de 3 meses.

El paso entre el 8 y 9 es iterativo, hasta lograr la aprobación de la conexión.

- f. Procedimiento que aplica para proyectos de AGPE con entrega de excedentes a la red, de capacidad instalada mayor a 100 kW y menor o igual a 1 MW. O para proyectos de GD de capacidad instalada mayor a 100 kW y menor a 1 MW. También aplica para proyectos de AGGE de potencia máxima declarada menor a 5 MW.

A continuación, se presenta el resumen del procedimiento:

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



El paso entre el 9 y 10 es iterativo, hasta lograr la aprobación de la conexión.

En este caso, para los AGPE, la vigencia de la aprobación es de 6 meses, la fecha de entrada en operación es tentativa y se puede obtener una prórroga sin costo de 3 meses. Respecto de los AGGE, la vigencia se otorga de acuerdo con la tecnología del proyecto y tiene prórroga si su potencia máxima declarada es mayor a 1 y menor a 5 MW, con una garantía de 10 USD / kW.

En la etapa de verificación o revisión técnica del estudio de conexión, el OR tendrá un plazo de veinte (20) días hábiles para la revisión del mismo a partir de que se entregue. Los tiempos de subsanación del solicitante son de 10 días y de una nueva revisión del OR de la subsanación es 5 días.

En el paso 7, el solicitante entrega la información del instalador y de cumplimiento de normas de inversores (si aplica) y los tiempos de revisión son conforme el nivel de tensión. Sin embargo, esa misma información puede entregarse en el paso 5 para ser verificada y no aplicar el paso 7.

## 5.4 Aspectos comerciales

### 5.4.1 Reconocimiento de pérdidas para el GD

En el texto en consulta, la propuesta estaba encaminada al reconocimiento de pérdidas reducidas a todo GD conectado en la red de un OR. Sin embargo, de los análisis realizados se descarta la propuesta dado que un OR no tiene transacciones en el mercado y se tendría que crear un mecanismo de pago desde el OR al agente generador, en este caso al GD. Para lo anterior se evidencio la necesidad de hacer ajustes sobre la metodología de remuneración de distribución en la Resolución CREG 015 de 2018.

Dado que los ajustes pueden ser profundos sobre dicha metodología y no son del resorte de esta resolución, la propuesta quedará así:

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

- a. Se mantiene lo establecido en la Resolución CREG 030 de 2018: el GD vende al comercializador integrado con el OR a un precio que ya incorpora el beneficio. En este caso, el comercializador está obligado a comprar la energía.
- b. De todas formas, se elimina la opción de venta de qué trata el numeral 1.1 del artículo 3 de la Resolución CREG 086 de 1996. Dicho numeral es el que adicionó la Resolución CREG 096 de 2019.

En todo caso, de haberse acordado el contrato y si el GD tiene el punto de conexión aprobado por el procedimiento de conexión de la Resolución CREG 030 de 2018, se permite terminar el contrato. Cuando el contrato finalice, el GD se debe acoger a las otras opciones de venta que se tengan.

- c. El reconocimiento de pérdidas no será aplicable para aquellas plantas existentes de capacidad instalada mayor 0,1 MW y menor a 1 MW que queden dentro de la categoría de GD. Solo aplicará, para esos mismos tamaños, si es un GD que consiga la aprobación de la conexión con posterioridad a la expedición de la presente resolución.

Por su parte, para aquellos GD que sean de capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW, les aplicará el reconocimiento de pérdidas si obtuvieron la aprobación del punto de conexión con las reglas de la Resolución CREG 030 de 2018.

Cuando se analicen los cambios en la Resolución CREG 015 de 2018, se retomará el caso propuesto en el proyecto de Resolución CREG 002 de 2021.

#### 5.4.2 Crédito de energía para usuarios no regulados y venta a precio de bolsa

Los comentarios recibidos sobre este punto y las respectivas repuestas se presentan a continuación:

- a. *“Un comercializador que solo tenga mercado regulado no podrá aplicar las reglas de crédito de energía”.*

Al respecto, entendemos que cuando se es usuario no regulado (UNR) y AGPE, existe una opción de negociación en que el precio del excedente es acordado de forma libre entre las partes y no se están dejando restricciones.

- b. *“¿Por qué se limita la venta a precio de bolsa del usuario regulado cuando aplica crédito?”*

Cuando un usuario, sea regulado o no regulado, aplica crédito de energía con las reglas establecidas y especificadas en la resolución, las mismas deben ser de aplicación general sin distinción, esto debido a que los costos están siendo trasladados a la demanda regulada.

En todo caso, si un UNR que es AGPE desea vender a otro precio lo puede hacer, algo que sería un acuerdo entre las partes, pero la energía debe destinarse al mercado no regulado.

- c. *“¿En el caso de un UNR, cuál componente Cv aplica para el crédito?”*

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



Si un UNR que es AGPE aplica las reglas de crédito establecidas en la resolución, el UNR aplica el componente Cv que haya pactado.

- d. *“Si un usuario AGPE es atendido por un comercializador que atiende exclusivamente clientes del mercado no regulado (MNR) no tiene la posibilidad de transferir la compra realizada a sus propios usuarios del MNR debido a la restricción de trasladar la compra "usuarios regulados", usuarios que este tipo de comercializadores no tiene.”*

Desde que se expidió la Resolución CREG 030 de 2018, las únicas compras que se pueden trasladar a la demanda regulada son las a excedentes que provienen de usuarios regulados o no regulados pero que son con destino al mercado regulado. En esta nueva propuesta, eso no se modifica.

### 5.4.3 Tratamiento de excedentes por el ASIC y el LAC

El tratamiento de excedentes por parte del ASIC y el LAC no cambia respecto de lo establecido en la Resolución CREG 030 de 2018 y lo dicho vía concepto CREG S-2019-006948 al ASIC.

En general, se establecen los siguientes aspectos, los cuales se expusieron en el numeral 7.6.4 del Documento soporte CREG 002 de 2021.

- a. La energía adquirida por el agente comercializador no se le refleja en la bolsa, así:
- i. Cuando el usuario AGPE vende al comercializador integrado con el OR, para dicho comercializador la energía no se tiene en cuenta; lo que significa que su demanda no se ve afectada.
  - ii. Cuando el usuario AGPE vende a un comercializador no integrado con el OR, para dicho comercializador esta energía se le resta de su demanda.
  - iii. El ASIC calculará y publicará la suma de la demanda comercial y los excedentes de autogeneración de los literales i y ii, teniendo en cuenta la condición del destino del tipo de energía: mercado regulado o no regulado.
- b. Para el caso del agente comercializador que no adquiere la energía y la misma está siendo inyectada en su mercado, la energía sí se le ve reflejada en la bolsa y es tratada como una generación inmersa en su mercado. Esto es, de forma idéntica al tratamiento actual de cualquier generación.

Esto permite cerrar el balance en bolsa en contrapartida con lo mencionado en el literal a. ii. anterior.

- c. La energía es utilizada para el cálculo de los cargos D y T.

Sobre lo anterior se recibieron los siguientes comentarios:

- i. *Tratar la energía que es del crédito sin que se vea en el mercado pues es una permuta y la energía por encima del crédito que si se vea en el mercado pues es una venta. Tratar la energía adquirida vía precio libre como una generación o una venta.*

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

A este respecto, primero aclaramos que el crédito fue establecido por Ley y, dado que son compras obligadas, tienen traslado en el CU. Por lo tanto, la liquidación sugerida en el comentario es otra forma de hacerlo, la cual no va en el mismo sentido de las compras obligadas, ya que tanto el crédito como la energía que lo excede se deben reintegrar al comercializador. Esto puesto que entendemos que en la forma sugerida no existirá el traslado de alguna de las partes (crédito o lo que lo excede) y que es energía que es de compra obligada.

Por su parte, la liquidación sugerida hace complejo para el ASIC el tratamiento de la energía, dado que para aquella que excede el crédito se tendría que informar las horas y cantidad de energía para cada usuario regulado para poder realizar la liquidación. La liquidación presentada aquí es por grupos de usuarios ya sea que se vea en el mercado regulado o no regulado.

- ii. *La energía del crédito para el usuario AGPE con capacidad instalada menor a 100 kW no debe ser considerada en la demanda para cálculos de cargos por uso del LAC pues el comercializador tendría que asumir ese costo.*

Al respecto, entendemos que en el caso de UR o UNR que aplican el crédito de energía y cuya la capacidad instalada es menor a 100 kW, reconocen al comercializador el valor de la componente Cv o de comercialización del CU por la permuta. El restante, Cu-Cv, tiene traslado directo en la tarifa y está siendo reintegrado al comercializador, por lo cual no encontramos que se presente la situación mencionada.

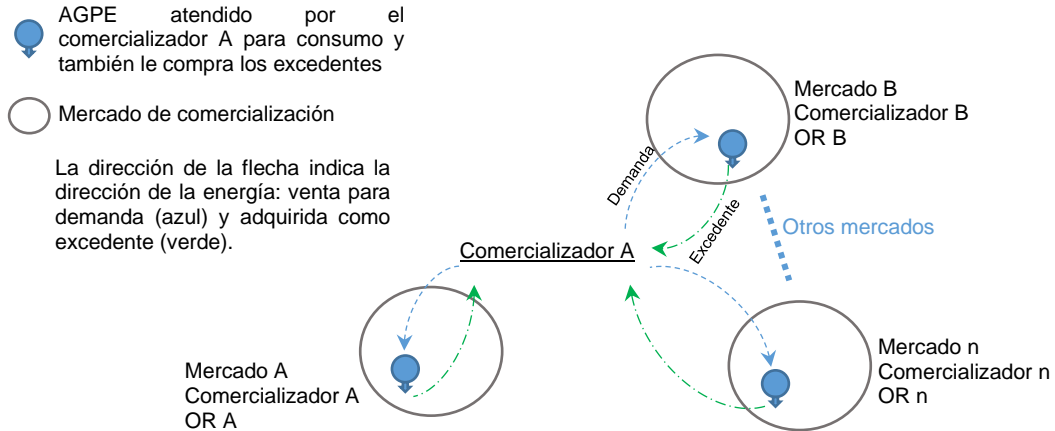
En el caso de un usuario no regulado AGPE, cuya energía es destinada al mercado no regulado, es decir que no se tiene traslado a la demanda regulada sin diferenciación de la capacidad instalada, entendemos es un negocio pactado entre las partes y el propio comercializador debe gestionar el precio de la energía y gestionar sus contratos con los usuarios no regulados; es decir, es una actividad a su cuenta y riesgo.

#### **5.4.4 Traslado de compras de AGPE y GD a los usuarios en el componente de generación**

El traslado de compras AGPE y GD a los usuarios regulados en el componente de generación no cambia respecto de lo establecido en la Resolución CREG 030 de 2018, a excepción de la ampliación de aplicación del crédito y lo dicho en el numeral 7.7 del Documento soporte CREG 002 de 2021:

- a. Ahora el comercializador que atiende un usuario para su consumo tiene la obligación de aplicar el crédito con este mismo. Por lo tanto, el comercializador puede tener usuarios en el mismo mercado de comercialización donde está integrado con el OR o en otros mercados de comercialización, para ambos casos además de atender la demanda les recibe los excedentes:

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



- b. La energía que tiene traslado es aquella que es con destino exclusivo a la demanda regulada y que el comercializador está obligado a adquirir (el crédito de energía y la energía que lo excede, que se liquida a precio de bolsa). Debido a esto, los comercializadores deben reportar a qué tipo de mercado se destina la energía.

También existirá el traslado para usuarios AGPE que no usan FNCER pero que el comercializador le atiende la demanda, esto pues también existe la obligatoriedad de compra de la energía.

- c. Los GD tienen el traslado de sus compras únicamente de la parte del precio de bolsa y cuando venden al comercializador integrado con el OR. La parte llamada "beneficios" por reducción de pérdidas no tiene traslado dado que ese es el incentivo de Ley por disminución de pérdidas y que se comparte entre el OR y el GD.
- d. En la propuesta se detalla cada fórmula para que no exista lugar a diversas interpretaciones.

Sobre lo anterior se recibieron comentarios relacionados con los siguientes aspectos:

- i. *"En cuanto a la formulación matemática, se requiere confirmar si la afirmación indicada a continuación tiene la apreciación correcta: "En el caso de un comercializador integrado al OR pero que tiene atención de clientes del mercado no regulado fuera del alcance de su propio OR. Al considerar el concepto J usada en las sumatorias  $\sum$  con variable  $m_j$  hasta J, se entiende que con la expresión: Permite la inclusión de las compras de los usuarios del mercado no regulado atendidos fuera del departamento donde opera el OR, con destino al mercado regulado".*

La sumatoria en las fórmulas iterando en mercados de comercialización busca expresar lo explicado en el literal a. de este numeral. Esto es, que toda la energía que va con destino al mercado regulado, que el comercializador está obligado a adquirir y que el comercializador también le atiende su demanda, sea UR o UNR, tiene traslado.

Lo que no se permite es el traslado de compras al mercado regulado cuando la energía fue comprada para la atención del mercado no regulado.

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

ii. *Aclarar el traslado de los usuarios con los cuales se pactó el costo*

Al respecto, informamos que para un usuario AGPE, sin importar la capacidad instalada, sea regulado o no regulado, con el que el costo de la energía es pactado, la energía debe tener como destino el mercado no regulado, caso en el cual no se tiene traslado a la demanda regulada.

Esto debido a que es un negocio pactado entre las partes, donde el propio comercializador debe gestionar el precio de la energía y gestionar sus contratos con los UNR; es decir, es una actividad a su cuenta y riesgo.

iii. *Ajustar el componente AJ*

Los comentarios sobre dicho ajuste se tendrán en cuenta en las resoluciones donde se modifique el G en general. Esta resolución solo tiene como objeto ajustar los componentes asociados a AGPE y GD.

#### 5.4.5 Facturación de excedentes

El comentario general recibido en relación con la facturación está orientado a la definición de un mecanismo de pago de excedentes. Al respecto, en el proyecto de resolución se especifica que los créditos son reconocidos en la factura y, en el caso de que exista un saldo a favor del usuario, el pago se define de común acuerdo entre las partes.

De conversaciones con la DIAN se concluyó lo siguiente:

- a. Aquellos usuarios que por su actividad económica deben facturar lo deben hacer para obtener el pago de los excedentes que superan el crédito.
- b. En caso de que la persona no está obligada a facturar conforme a lo establecido en el Estatuto Tributario, no debe facturar para efectos del pago de los excedentes que superan el crédito y el agente que compra los excedentes deberá pagarlos sin necesidad de una factura por parte del usuario, teniendo en cuenta lo dispuesto en el Artículo 1.6.1.4.12 del Decreto 358 de 2020.

En el caso de este literal y del literal a., la regulación contempla que será responsabilidad del comercializador y del usuario AGPE informarse y tomar las acciones respectivas según las obligaciones tributarias a su cargo para efecto de la facturación que deban emitir.

- c. El agente que comercialice excedentes con un usuario autogenerador no obligado a facturar deberá hacer uso del documento soporte de adquisiciones efectuadas a sujetos no obligados a facturar del que trata el artículo 1.6.1.4.12 del Decreto 358 de 2020:

*(...) Artículo 1.6.1.4.12. **Documento soporte en adquisiciones efectuadas a sujetos no obligados a expedir factura de venta o documento equivalente.** De conformidad con lo establecido en el artículo 771-2 del Estatuto Tributario, cuando se realicen transacciones con sujetos no obligados a expedir factura de venta y/o documento equivalente, **el documento soporte que pruebe la respectiva transacción que da lugar a costos, deducciones, o impuestos descontables, deberá cumplir los siguientes requisitos y condiciones, y ser generado de***

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

**forma física por parte del adquirente del bien y/o servicio**, salvo cuando se trate de importación de bienes:

1. *Estar denominado expresamente como documento soporte en adquisiciones efectuadas a no obligados a facturar.*
2. *Tener la fecha de la operación que debe corresponder a la fecha de generación del documento.*
3. *Contener los apellidos y nombre o razón social y Número de Identificación Tributaria (NIT) del vendedor o de quien presta el servicio. Tratándose de contratos suscritos con los no residentes fiscales en Colombia no inscritos en el Registro Único Tributario RUT, el requisito del Número de Identificación Tributaria NIT, se entenderá cumplido con la identificación otorgada en el país de origen del no residente.*
4. *Contener los apellidos y nombre o razón social y Número de Identificación Tributaria (NIT) del adquirente de los bienes y/o servicios.*
5. *Llevar el número que corresponda a un sistema de numeración consecutiva de documento soporte incluyendo el número, rango y vigencia autorizado por la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN). En relación con las especificaciones de la numeración del documento soporte, en adquisiciones efectuadas a no obligados a facturar, el adquirente podrá indicar una numeración propia, hasta tanto la Unidad Administrativa Especial Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN), ponga a disposición las citadas especificaciones a través del servicio informático electrónico.*
6. *Tener la descripción específica del bien y/o del servicio prestado.*
7. *Detallar el valor total de la operación. (...)*

En todo caso, la aplicación correcta de dicho mecanismo es responsabilidad del agente y la regulación solo puede establecer un formato donde se demuestre que se entregaron unos excedentes por aplicación de la regulación, que de ninguna forma reemplaza una factura.

En complemento de todo lo anterior, la respuesta de la DIAN dada a la Comisión el 14 de mayo de 2021 es la siguiente:

*(...) Respetados Dr. Valencia, reciba un cordial saludo:*

*En atención a la comunicación dirigida a la Dirección de Gestión Jurídica de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales -DIAN el pasado 30 de abril del año en curso, y remitida a este despacho por competencia el día 03 del mes y año corrientes, damos respuesta en los siguientes términos:*

*El artículo 1.6.1.4.6. del Decreto 1625 de 2016, Único Reglamentario en Materia Tributaria, modificado mediante el Decreto 358 de 2020 establece un listado taxativo de documentos equivalentes a la factura de venta.*

*En este sentido, debemos reiterar que tal como lo indicó la doctrina de la entidad, en el Oficio 004304 del 02 de marzo de 2020*

***"(...) en el caso de la comercialización y la venta de excedentes de energía, por parte de los autogeneradores, se indica de acuerdo con las normas previamente citadas, que en la medida en que la operación de venta sea efectuada por parte de sujetos obligados a***

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

**facturar, los mismos deberán expedir las respectivas facturas de venta de conformidad con las normas vigentes.**

Sin embargo, **si el autogenerador es un sujeto no responsable de IVA, este se encuentra catalogado por el artículo 616-2 del Estatuto Tributario como no obligado a facturar y en consecuencia, no deberá cumplir con esta obligación formal.**

Para finalizar, se informa que de conformidad con el artículo 771-2 del Estatuto Tributario, para la procedencia de costos y deducciones en el impuesto sobre la renta, así como de los impuestos descontables en el impuesto sobre las ventas, se requerirá de las facturas de venta debidamente expedidas y, cuando no exista la obligación de facturar, deberá el adquirente expedir un documento en los términos del artículo 1.6.1.4.40. del Decreto 1625 de 2016.”

En línea con lo anterior, los autogeneradores que venden excedentes de energía cuentan con los mecanismos que permiten soportar sus ventas y por tanto, **en este momento no es posible adelantar una modificación** al artículo 1.6.1.4.6. del Decreto 1625 de 2016, Único Reglamentario en Materia Tributaria. (...)

Finalmente, respecto de las formas en que se pueden entregar los excedentes o los acuerdos con el agente sobre el pago mensual, semestral o con otra periodicidad se analizan en la actualización de la resolución donde se establecen los mecanismos de protección y deberes de los usuarios que ejercen la actividad de autogeneración a pequeña escala (Resolución CREG 135 de 2021).

#### 5.4.6 Subsidios y Contribuciones

En cuanto a los subsidios y contribuciones, la Comisión no tiene la competencia para establecerlos.

En todo caso, teniendo en cuenta que el subsidio se aplica sobre el consumo, por concepto la Comisión ha mencionado que la cantidad de energía transada entre la red y el usuario, bajo la figura de crédito de energía, no hace parte del consumo facturado, por cuanto es una permuta de cantidades y no se cobra al usuario.

Este análisis se revisó en el contexto de la Resolución CREG 135 de 2021 sobre derechos de los usuarios AGPE.

#### 5.5 Sistemas de información

En el caso de los sistemas de información, la propuesta en la resolución en consulta consistió en reorganizar y detallar los requisitos para la implementación de los sistemas de información de los OR, con el fin de mejorar el acceso de los usuarios a la información; identificar las formas de proveer mayor y mejor información al público sobre los proyectos de AGPE y GD, y los procedimientos de conexión, buscando reducir los tiempos de los trámites y la cantidad de solicitudes rechazadas como consecuencia de información incompleta o errada; y establecer la ventanilla única como herramienta para promover la transparencia y eficiencia en la solicitud de puntos de conexión, así como facilitar el seguimiento a los procedimientos de conexión y el acceso a la información tanto de los proyectos como de su evolución.

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

Sobre la propuesta se recibieron comentarios relacionados con:

### 5.5.1 Inclusiones al listado de información dentro de los sistemas

Algunos usuarios solicitaron se incluyera como elementos dentro del sistema de información un correo electrónico para atención al usuario, una línea de atención al cliente, las magnitudes en kW correspondientes con los porcentajes entregados por los semáforos del artículo 7 de la resolución definitiva, numerales g) y h) de la resolución, y además solicitaron que las consultas en el sistema de información de disponibilidad de la red se pudieran hacer sin autenticación de usuario y contraseña. Se aceptaron todos estos comentarios y se incluyeron los ajustes respectivos en la resolución, excepto por la última solicitud (no pedir un usuario y contraseña para consulta del sistema), pues es necesario que el OR controle los accesos a la información por temas de seguridad de la red. En este caso, se estableció en la resolución que el OR únicamente puede solicitar la creación de un usuario y contraseña usando un correo electrónico para validar el acceso a la información y llevar registro de del acceso, sin que esto implique para el usuario el diligenciamiento de información adicional que pueda ralentizar o ser barrera para el acceso a la información de disponibilidad de la red. El OR debe propender porque un potencial usuario pueda acceder y consultar fácil y rápidamente la información.

### 5.5.2 Plazo para realización de los ajustes establecidos

Sobre esta solicitud, y después de revisados todos los plazos propuestos por los agentes, se aceptó el comentario y se ampliaron los plazos para la actualización de los sistemas de información: en el caso del sistema de disponibilidad de red, el plazo pasaría de 60 días calendario establecidos en la consulta a 90 días hábiles; por su parte, para el sistema de trámite en línea el plazo pasaría de 40 días calendario establecidos en la consulta a 60 días hábiles.

### 5.5.3 Remuneración de las inversiones de los OR para los sistemas de información

Sobre el comentario de la forma de reconocer las inversiones, la Comisión se permite recordar a los agentes que, desde el reglamento de distribución (Resolución 070 de 1998) se establece la obligación por parte del OR de mantener la información operativa y entregarla en los casos requeridos, sin que ello signifique ningún sobrecosto ni mucho menos un costo no reconocido. Es claro que en la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica se encuentran remuneradas todas las actividades relacionadas con la administración, operación y mantenimiento de la red, dentro de las cuales se incluye la entrega de información. En este sentido, no vemos pertinente el comentario y no entendemos el cuestionamiento del agente.

### 5.5.4 Ventanilla única, continuidad del sistema de trámite en línea y transición

Gracias a los comentarios recibidos, se evidenció una falta de claridad en el texto de la consulta en cuanto a la ventanilla única, por lo que se ajustó completamente la redacción; además teniendo en cuenta lo establecido en el párrafo 2 del artículo 37 de la Resolución 075 de 2021 según el cual “(...) Los requisitos, actividades e interacciones que desarrollen en la ventanilla única los interesados en proyectos relacionados con la Resolución CREG 030 de 2018, o las que la modifiquen, adicionen o sustituyan, serán definidos en resolución aparte (...)”.

En este sentido, se incluyeron dentro de la resolución definitiva dos artículos, uno en el que se establecen los objetivos de la ventanilla para los proyectos de que trata la presente resolución,

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

los deberes del OR y del usuario de cara al trámite, algunas determinaciones relacionadas con el diseño de detalle de la ventanilla y precisiones sobre el futuro sistema de trámite en línea, entre otros aspectos; y otro artículo en el que se establece cómo será la transición entre el sistema de trámite en línea y la ventanilla única.

En el primer artículo, se aclara que con la entrada de la ventanilla el OR debe mantener activos los servicios del sistema de trámite en línea (tales como repositorios de información, seguimiento de la trazabilidad, intercambio de información, y demás que hagan parte del sistema de trámite en línea) y que una vez entre en funcionamiento la ventanilla y culmine el periodo de transición establecido, debe desaparecer de la página web de los OR el micrositio/sitio web del sistema de trámite en línea, pues la ventanilla es la plataforma en la que centralizará el trámite de solicitud de conexión.

Se establece además que una vez entre en funcionamiento la ventanilla única todos los proyectos nuevos deben hacer su solicitud de conexión mediante esta. Además, se establece que durante el diseño de detalle de la ventanilla el OR deberá gestionar con la UPME la migración de la información histórica de los proyectos que se han tramitado por medio del sistema para el trámite en línea a la ventanilla única, de tal forma que una vez esta última entre en funcionamiento y culmine el periodo de transición, en la ventanilla repose la información de la totalidad de solicitudes de conexión que se hayan llevado a cabo por parte de los usuarios a los que les aplica de esta resolución.

Se aclara que en la ventanilla única no reposará lo contenido en el sistema de información de disponibilidad de la red, información que deberá seguir estando disponible en sitio web que el OR ha dispuesto para que los usuarios interesados realicen las consultas respectivas, y que deberá funcionar conforme a lo establecido en la presente resolución. En este sentido, el sistema de información de disponibilidad de la red continua aun cuando entre en funcionamiento la ventanilla, pues en esta última no reposará información de las redes de distribución.

En el caso del segundo artículo, se establece como transición que los proyectos que realizan la solicitud de conexión mediante el sistema de trámite en línea, antes de entrar en funcionamiento la ventanilla única, deben finalizar el proceso allí. Esto debido a que se identificó que la duración promedio del trámite de una solicitud de conexión para este tipo de proyectos está alrededor de 4 meses, por lo que una migración entre el sistema de trámite en línea y la ventanilla única podría generar retrasos indeseados para quienes tienen una solicitud en curso.

Muchos de los comentarios recibidos sobre este tema específico de la ventanilla estuvieron relacionados con aspectos que hacen parte del diseño de detalle de la misma (disponibilidad de la ventanilla, mecanismos de intercambio de datos con el sistema de trámite en línea, seguridad de la información, información que sería pública, entre otros); por esto, se realizaron reuniones con el equipo de la UPME que estará a cargo de este tema, con el fin de socializar con la entidad los comentarios recibidos y articular aquellos aspectos que serían parte de la regulación y aquellos que serán parte del diseño de detalle mencionado. El detalle de las reuniones se mencionará más adelante en el presente documento.

### **5.5.5 Asignación de turnos para proyectos de capacidades que puedan copar un circuito.**

La Comisión recibió comentarios sobre la posibilidad del acaparamiento de la capacidad disponible en un circuito o transformador por un solo autogenerador, o inconvenientes en la

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



distribución de la disponibilidad de la capacidad para los diferentes proyectos que presentaran su solicitud de conexión; sobre este tema, se solicitó a la Comisión hacer las aclaraciones respectivas sobre el turno del solicitante y la repartición de la capacidad.

En este caso, se aceptó el comentario, y se estableció que el OR debe garantizar que orden en que se llenan las redes por la asignación de capacidad es el orden de llegada de los proyectos y el orden en que se van aprobando las solicitudes de conexión. Esto mientras entra en funcionamiento la Ventanilla Única, con la que se espera que la asignación de turnos sea automática conforme a los mismos criterios.

## 5.6 Auditorías

Sobre las auditorías establecidas en el texto en consulta, se revisaron los aspectos jurídicos y técnicos con la SSPD y se acordó que esta entidad se hará cargo de las mismas en el marco de la resolución de la Auditoría Externa de Gestión de Resultados.

Sobre las recomendaciones y dudas puntuales realizadas por los agentes y usuarios durante el periodo de comentarios, estas fueron trasladadas a la SSPD dentro de la redacción propuesta enviada por la Comisión sobre este tema.

## 5.7 Procedimiento de desconexión y suspensión

Sobre este tema, se recibieron comentarios referentes a dos aspectos principalmente.

El primer aspecto está relacionado con la inquietud de los usuarios y agentes sobre la validez de la desconexión de la demanda y de la generación en casos de incurrir en las causales de desconexión establecidas en la resolución, dadas las diferencias entre el usuario consumidor y el usuario generador, y sus implicaciones ante la ley.

La primera aclaración requerida es que es difícil lograr desconectar la generación de forma independiente de la demanda electricidad para un AGPE. Esto pues una opción es que el OR entrara en el interior de una vivienda para realizar la desconexión directa de la generación o solicitar en los requisitos de conexión mas elementos de corte que hicieran posible tal situación, lo cual incrementaría los costos de la instalación, haciendo menos atractivo la instalación de este tipo de proyectos. Adicional, el medidor bidireccional es único, lo que quiere decir que el mismo dispositivo mide los flujos de entrada para atender la energía para demanda desde la red y este mismo mide los flujos de energía excedente hacia la red para venta de energía. Por lo tanto, el deshabilitar el sistema de medida implicaría la perdida de medición para demanda y entrega de energía. Una opción es exigir que se tenga medida independiente, pero de nuevo requeriría de nuevas inversiones para independizar dicha situación y además, tener doble medidor, lo cual no iría en línea con lo establecido en la Ley, en la cual se menciona que se deben tener requisitos de medición simplificados.

Además, otro inconveniente técnico es que un AGPE conectado a la red puede causar afectaciones para los demás usuarios conectados a la misma. En este sentido, se aclara que el usuario autogenerador no es el mismo usuario definido en la Ley 142 de 1994, por cuanto

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

adquiere nuevos deberes ante el sistema dado que es generador y tiene una relación diferente con la red.

Por lo tanto, estos usuarios deberán adherirse al Acuerdo especial anexo al CCU (el cual se establece en la Resolución CREG 135 de 2021 la cual trata los derechos de los usuarios AGPE) con el que se aclara que en caso de incurrir en una causal de desconexión grave no es posible técnicamente desconectar solo la generación del usuario, por lo que es necesario suspender el servicio (suministro de energía y posibilidad de entregar excedentes) en el marco de lo establecido en el artículo 140 de la Ley 142 de 1994, específicamente lo relacionado con la *“la alteración inconsulta y unilateral por parte del usuario o suscriptor de las condiciones contractuales de prestación del servicio”*.

Cabe mencionar que la vigilancia y el control del cumplimiento de lo establecido en el Acuerdo especial anexo al CCU mencionado es de total competencia de la SSPD, pues este está en el marco de las definiciones de la relación usuario empresa. Además, para efectos del cumplimiento de la regulación, el comercializador es un agente sometido a la vigilancia y control en lo que respecta a los servicios públicos.

El segundo tipo de comentarios se relaciona con la necesidad identificada de establecer un procedimiento para la desconexión, dada la inconveniencia de definirlo bilateralmente con el OR. En este caso, se aceptó el comentario y se aclararon las causales de suspensión y desconexión y se estableció el procedimiento solicitado. Para establecer el procedimiento de suspensión y de desconexión mencionado se tomó como referencia el procedimiento de suspensión y reconexión del servicio descrito en el artículo 45 del Reglamento de comercialización de energía eléctrica (Resolución 156 de 2011), y lo establecido en el Reglamento de distribución de electricidad (Resolución 070 de 1998) y su posterior modificación (Resolución 024 de 2005), en cuanto a los plazos para que un OR desconecte un agente generador que genere deficiencias en temas de calidad de potencia en la red.

Conforme a los comentarios recibidos, dentro de este procedimiento se establece el aviso por parte del OR al usuario sobre la realización de visitas, y se recuerda la posibilidad que tienen los usuarios de hacer uso de los recursos establecidos por Ley para controvertir las decisiones del OR en cuanto a la suspensión o desconexión.

## 5.8 Indicadores de seguimiento

En relación con los indicadores de seguimiento, producto de las reuniones de articulación realizadas con la SSPD, se determinó que no era necesario incluir en la resolución definitiva un reporte semestral de los OR a la Comisión para seguimiento de la integración de la autogeneración y generación distribuida (Anexo 2 de la Resolución 002 de 2021) por cuanto los agentes hacen el reporte de esta información al SUI a partir de julio del año 2021 y mediante el formato TT8 establecido en la Resolución SSPD 20212200012515 del 2021.

Por su parte, se mantienen en la resolución definitiva los Indicadores de seguimiento que deben ser reportados por el ASIC establecidos en la consulta y se tendrán en cuenta las estadísticas que se obtengan mediante ventanilla única como, por ejemplo:

- a. Cantidad de proyectos aprobados por semestre.
- b. Cantidad de proyectos rechazados por semestre.

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

- c. Tiempos que tarda el procedimiento en aprobarse o rechazarse por semestre.
- d. Cantidad de energía inyectada a la red y medida con respecto a la demanda de cada mercado, esto es anual y en cualquier momento del tiempo.

## 6. ARTICULACIÓN CON OTRAS ENTIDADES

Como se mencionó anteriormente, durante el desarrollo de la propuesta se realizaron reuniones de articulación con las diferentes entidades sectoriales para revisar los comentarios correspondientes a las temáticas de interés de cada una y para promover la articulación correspondiente.

A continuación, se presentan las temáticas revisadas con cada una:

- a. Ministerio de Minas y Energía: se acordaron aspectos que tienen relación con el RETIE y pasos durante el procedimiento de conexión.
- b. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios: se acordaron aspectos que tienen relación con la definición de las auditorías de los procedimientos de conexión y del correcto funcionamiento de los sistemas de información (sistema de trámite en línea y sistema de disponibilidad de red), y se revisaron temas relacionados con los indicadores de seguimiento y con el reporte de contratos de los comercializadores con UNR que tuvieran proyectos de AGPE que usen FNCER. En el marco de las auditorías, se trasladaron a esta entidad todos los comentarios allegados por los usuarios y agentes a la Comisión para ser tenidos en cuenta en la definición de las mismas.
- c. UPME: se acordaron aspectos que tienen relación con la ventanilla única, se revisaron los comentarios recibidos, sobre todo aquellos que tendrán impacto en las definiciones del diseño de detalle de la ventanilla.

## 7. CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta los argumentos antes esbozados, se recomienda que se apruebe la propuesta regulatoria descrita en la resolución que acompaña este documento.

## 8. ANEXOS

Se anexa el documento “Comentarios Resolución CREG 002\_2021.xlsx” con la respuesta a cada uno de los comentarios allegados a la Comisión.

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