

Metodología de diseño eléctrico para proyectos de autogeneración a pequeña escala con sistemas fotovoltaicos hasta 500 kVA en la empresa ENEF ENERGÍA DEL FUTURO

Apéndice A

Compilación normativa aplicable a la metodología de diseño eléctrico de sistemas fotovoltaicos
AGPE hasta 500 kVA

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas
Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones
Bucaramanga
2026

Tabla de contenido

	Pág
1. Introducción	5
2. Definiciones normativas	5
2.1 Autogenerador a pequeña escala (AGPE).....	6
2.2 Fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).....	6
2.3 Sistema solar fotovoltaico.....	7
2.4 Paneles solares fotovoltaicos	7
2.5 Cables para uso en energía renovable	7
2.6 Inversores.....	7
2.7 Energía solar	7
2.8 Excedente de energía	8
2.9 Respuesta de la demanda	8
2.10 Sistema Energético Nacional	8
3. Requisitos técnicos.....	8
3.1 Requisitos técnicos del sistema fotovoltaico	8
3.2 Requisitos técnicos de los componentes eléctricos.....	10
3.2.1 Requisitos técnicos paneles solares	10
3.2.2 Requisitos técnicos inversores	15
3.2.3 Requisitos técnicos de los sistemas de medición.....	17
3.2.4 Requisitos técnicos de protecciones eléctricas y conductores	18
3.2.5 Requisitos técnicos de puesta a tierra del sistema	20
3.3 Ensayos mínimos requeridos	21
3.3.1 Ensayos mínimos requeridos: cables para uso en energía renovable	22

3.3.2	Ensayos mínimos requeridos: inversores.....	23
3.3.3	Ensayos mínimos requeridos: paneles solares	24
4.	Condiciones de operación.....	26
4.1	Incentivos tributarios aplicables a proyectos de FNCER.	26
4.2	Operación de los AGPE	28
4.3	Gestión de excedentes de energía	29
4.4	Interacción con la red eléctrica	32

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Ley 1715 de 2014	28

1. Introducción

El propósito de este anexo es estructurar y documentar el marco regulatorio que se utiliza para desarrollar la metodología de diseño eléctrico para sistemas fotovoltaicos de autogeneración a pequeña escala hasta 500 kVA.

La información aquí presentada es una recopilación de normativas, tales como el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y las leyes y regulaciones más relevantes en Colombia respecto a la autogeneración a pequeña escala. La Ley 1715 de 2014 y las resoluciones CREG 030 y CREG 174, emitidas en los años 2018 y 2021 respectivamente, son algunas de las que se destacan.

Para facilitar su consulta respecto a la metodología propuesta, se organiza el contenido del anexo de la siguiente manera: definiciones normativas, que definen el marco conceptual, procedimientos, requisitos y condiciones de operación, que incluyen las pautas técnicas, operativas y administrativas necesarias para diseñar, conectar e implementar sistemas fotovoltaicos AGPE. Es importante destacar que el texto normativo se presenta en su totalidad, sin alteraciones, resúmenes ni explicaciones, con la finalidad de mantener su validez jurídica y asegurar la trazabilidad de los criterios técnicos utilizados en el método de diseño eléctrico. En este contexto, el anexo es un documento de soporte normativo que apoya las determinar los criterios técnicos y posibilita la comprobación del cumplimiento de los requisitos regulatorios correspondientes.

2. Definiciones normativas

Las definiciones técnicas y normativas que son necesarias para el diseño eléctrico de sistemas fotovoltaicos de autogeneración a pequeña escala se exponen en esta sección. Estas definiciones están basadas en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), las leyes y regulaciones colombianas actuales; son el marco conceptual que respalda los criterios

técnicos usados en la metodología que se desarrolla en el presente estudio.

Con el objetivo de asegurar la trazabilidad y validez normativa de los términos empleados, las definiciones se muestran a continuación, señalando la normativa correspondiente.

2.1 Autogenerador a pequeña escala (AGPE)

Autogenerador con capacidad instalada o nominal igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya, correspondiente a un límite máximo de 1 MW.

Usuario que produce energía eléctrica principalmente para atender sus propias necesidades, sin utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión, y con una capacidad instalada del sistema de autogeneración igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya (RETIE, 2013).

Autogeneración cuya potencia máxima no supera el límite establecido por la Unidad de Planeación Minero-Energética (Ley 1715 de 2014).

2.2 Fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER)

Son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran fuentes no convencionales de energía renovable la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la energía eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la Unidad de Planeación Minero-Energética (RETIE, 2013).

Son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran fuentes no convencionales de energía

renovable la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la energía eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la Unidad de Planeación Minero-Energética (Ley 1715 de 2014).

2.3 Sistema solar fotovoltaico

Conjunto total de componentes y subsistemas que, combinados, convierten la energía solar en energía eléctrica (RETIE, 2013).

2.4 Paneles solares fotovoltaicos

Los paneles solares fotovoltaicos son dispositivos diseñados para convertir la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. (RETIE, 2013).

2.5 Cables para uso en energía renovable

Cables utilizados en plantas de energía renovable, tales como solar fotovoltaica y energía eólica, tanto terrestre como en alta mar, los cuales deben cumplir ensayos mínimos adaptados de normas técnicas internacionales como IEC 62930, ANSI/NEMA WC 70-ICEA S-95-658, UL 4703, UNE-EN 50618, NTC 1099-1 y NTC 6404 (RETIE, 2013).

2.6 Inversores

Equipo encargado de transformar la energía recibida del generador o del sistema de almacenamiento en forma de corriente continua y adaptarla a las condiciones requeridas, normalmente en corriente alterna, para el suministro de energía a las cargas o a la red eléctrica (RETIE, 2013).

2.7 Energía solar

Energía obtenida a partir de una fuente no convencional de energía renovable que consiste en la radiación electromagnética proveniente del sol (Ley 1715 de 2014).

2.8 Excedente de energía

Energía sobrante una vez cubiertas las necesidades de consumo propias, producto de una actividad de autogeneración o cogeneración (Ley 1715 de 2014).

2.9 Respuesta de la demanda

Cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos diseñados para inducir reducciones en la demanda de energía (Ley 1715 de 2014).

2.10 Sistema Energético Nacional

Conjunto de fuentes energéticas, infraestructura, agentes productores, transportadores, distribuidores, comercializadores y consumidores que permiten la explotación, transformación, transporte, distribución, comercialización y consumo de energía en sus diferentes formas, incluyendo energía eléctrica, combustibles líquidos, sólidos o gaseosos, entre otras (Ley 1715 de 2014).

3.Requisitos técnicos

En esta sección se organizan las especificaciones técnicas que el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y otras regulaciones pertinentes han establecido, las cuales tienen relación con la elección de componentes, el diseño y los criterios de seguridad de los sistemas solares fotovoltaicos para autogeneración a pequeña escala. Estos requisitos se constituyen como el cumplimiento normativo que orienta las decisiones técnicas tomadas en la metodología de diseño eléctrico.

3.1 Requisitos técnicos del sistema fotovoltaico

Los sistemas solares fotovoltaicos deben diseñarse y construirse de manera que garanticen condiciones adecuadas de seguridad eléctrica, continuidad del servicio y compatibilidad con la red

eléctrica existente. De acuerdo con el RETIE, el sistema debe considerar la correcta integración de los módulos fotovoltaicos, inversores, sistemas de protección, conductores y dispositivos de seccionamiento, asegurando que cada uno cumpla con las normas técnicas aplicables y con los niveles de tensión y corriente para los cuales ha sido diseñado.

Asimismo, el diseño del sistema fotovoltaico debe contemplar criterios de protección, coordinación de protecciones, puesta a tierra y desconexión segura, con el fin de minimizar los riesgos eléctricos durante la operación y el mantenimiento del sistema.

Las instalaciones de generación, autogeneración a pequeña escala, FNCER, generación distribuida y generación de energía con varias fuentes, que se conecten a la red de transmisión local, regional o nacional, indistintamente de su potencia, deben contar con certificación plena; igualmente, las instalaciones de autogeneración y cogeneración a pequeña escala asociadas al uso final (que no se conectan a la red) con capacidad de potencia instalada igual o superior a los 10 kVA, la certificación de la conformidad debe ser plena. Es decir que, además de la declaración suscrita por el responsable de la instalación, deben ser inspeccionadas por un organismo de inspección acreditado por el ONAC (RETIE, 2013).

La Ley 1715 de 2014 establece el marco general para la integración de las fuentes no convencionales de energía renovable al Sistema Energético Nacional, indicando que los proyectos que utilicen este tipo de fuentes deben cumplir con la regulación técnica vigente y con las disposiciones aplicables al diseño, construcción y operación de las instalaciones eléctricas asociadas.

Cualquier usuario que esté interesado en convertirse en AGPE o AGGE, o aquel prestador que esté interesado en convertirse en GD, lo podrá hacer una vez cumpla con los requisitos establecidos en las resoluciones expedidas por la CREG.

En el caso de un usuario cuyo consumo de energía se encuentre registrado en una de las fronteras comerciales para agentes y usuarios, que requiera convertirse en AGPE que entrega excedentes, deberá realizar las adecuaciones en sus instalaciones para que sus consumos y entregas de excedentes no sean incluidos en la frontera que lo agregaba. No obstante, en el caso de que el usuario requiera convertirse en AGPE sin entrega de excedentes a la red, lo podrá realizar sin necesidad de modificar sus instalaciones para independizar sus consumos, pero de igual forma debe seguir el procedimiento establecido en esta resolución. (CREG 174: Lineamientos técnicos y administrativos para solicitudes de conexión de AGPE, 2021).

3.2 Requisitos técnicos de los componentes eléctricos

Los componentes eléctricos que conforman los sistemas solares fotovoltaicos deben cumplir con los requisitos técnicos y de seguridad establecidos en el RETIE y en las normas técnicas nacionales e internacionales adoptadas.

3.2.1 Requisitos técnicos paneles solares

Los paneles solares fotovoltaicos deben cumplir con los requisitos técnicos y de seguridad establecidos para equipos eléctricos utilizados en instalaciones de generación de energía. En particular, los paneles deben estar fabricados con materiales adecuados para soportar condiciones ambientales tales como radiación solar, humedad, variaciones de temperatura y esfuerzos mecánicos, garantizando su correcto desempeño eléctrico durante la vida útil del sistema.

Los paneles solares deben cumplir con los siguientes requisitos de producto y ensayos mínimos requeridos adaptados de normas técnicas tales como: IEC 61215, IEC 61701, IEC 61730-1, IEC 61730-2 y UL 1703. 2.3.25.

Estos requisitos no aplican a sistemas de potencia menores a 100 W para aplicaciones individuales no conectadas a la red de uso general. En la instalación de los paneles solares se debe

dar cumplimiento a los siguientes requisitos establecidos en el RETIE:

Toda instalación eléctrica conectada a la red de distribución que cuente con generación fotovoltaica debe estar claramente identificada mediante una placa ubicada en la zona de desconexión. En dicha placa se debe indicar que la instalación cuenta con un sistema de generación fotovoltaica, así como la capacidad de la fuente, la potencia máxima, la corriente nominal, la tensión de operación, la tensión máxima del sistema y la corriente de cortocircuito, con el fin de garantizar la adecuada identificación del sistema y facilitar las labores de operación, mantenimiento y seguridad.

Los métodos de cableado y los cerramientos que contengan conductores de fuentes de circuito de corriente continua de sistemas solares fotovoltaicos deben estar marcados con el término “ADVERTENCIA: FUENTE DE ALIMENTACIÓN FOTOVOLTAICA”. Dicho marcado debe realizarse mediante etiquetas adheridas de manera permanente u otro tipo de marca permanente aprobada, conforme a lo establecido en la sección 690.31, literal (G), numeral (4) del código eléctrico colombiano (NTC 2050). Este requisito aplica a canalizaciones expuestas, bandejas porta cables y otros métodos de cableado, así como a las cubiertas o cerramientos de cajas de paso, cajas de conexiones y cuerpos de tubo (conduit) en los que alguna de las aberturas disponibles no se encuentre en uso.

En las instalaciones solares fotovoltaicas debe proporcionarse un medio que permita desconectar el sistema de todos los sistemas de cableado asociados, incluyendo los sistemas de potencia, los sistemas de almacenamiento de energía y los equipos de uso final, así como el cableado de los predios asociados. Dicho medio de desconexión debe instalarse en un lugar fácilmente accesible.

Para la conexión de los distintos paneles solares con el tablero de conexión y con los equipos de control, protección y medida, los conductores deben ser cables aislados fabricados con materiales de alta calidad que aseguren la durabilidad y seguridad del sistema frente a la intemperie y la humedad. Estos conductores deben estar certificados para su uso en sistemas solares fotovoltaicos, de acuerdo con los requisitos y ensayos de producto establecidos en el Reglamento, y deben instalarse de forma que se reduzca al máximo el riesgo de falla a tierra, cortocircuito y contacto directo o indirecto a personas.

Las conexiones eléctricas entre paneles solares deben realizarse mediante terminales tales como bornes, ubicados en la parte posterior del panel y preferiblemente encerrados en cajas de conexión. Estas disposiciones deben permitir un montaje rápido, manteniendo condiciones adecuadas de seguridad eléctrica y garantizando la impermeabilidad del sistema frente a factores ambientales.

Las instalaciones fotovoltaicas deben incluir los elementos de seccionamiento requeridos, tales como interruptores, que permitan la desconexión simultánea de los conductores no puestos a tierra y de todas las fuentes de energía del sistema, incluidos inversores, baterías, controladores de carga y demás equipos asociados. Estos elementos de seccionamiento pueden estar incorporados dentro de alguno de los equipos que conforman el sistema fotovoltaico.

La interconexión de paneles fotovoltaicos debe realizarse mediante conectores diseñados específicamente para aplicaciones fotovoltaicas, tales como conectores tipo MC4 o equivalentes, a prueba de agua, que cumplan con los requisitos de instalación establecidos en la norma IEC 60998 o equivalentes. Estos conectores deben ser polarizados, permitir su enclavamiento o bloqueo y estar contruidos e instalados de forma que se evite el contacto accidental de las personas con partes energizadas. Asimismo, deben ser capaces de interrumpir el paso de la corriente sin

causar riesgos al personal competente, o requerir el uso de una herramienta para su apertura, y estar debidamente marcados con las inscripciones “No desconectar bajo carga” o “No usar para interrumpir la corriente”.

Los empalmes de los conductores eléctricos deben realizarse en cajas de derivación adecuadas, utilizando los accesorios correspondientes para dicho uso, garantizando la seguridad, protección mecánica y continuidad eléctrica de los circuitos.

Los conductores deben estar identificados mediante el código de colores establecido en el reglamento en todos los puntos accesibles de terminación, conexión y empalmes. Los circuitos de los paneles solares fotovoltaicos y los circuitos fotovoltaicos de salida no deben estar contenidos en la misma canalización, bandeja porta cables, cable, caja de salida, caja de conexiones o accesorios similares junto con conductores, alimentadores o circuitos ramales de otros sistemas no fotovoltaicos, o circuitos de salida de inversores, salvo que los conductores de los distintos sistemas estén separados por una barrera física.

Los conductores de los circuitos fotovoltaicos deben estar protegidos e instalados en cable tipo MC o mediante canalización. Aquellos conductores que requieran protección contra radiación solar y temperatura deben ir encerrados en tubería o canalización resistente a estas condiciones. La tubería puede estar montada sobre las estructuras en el caso de tubería metálica o embebida en el caso de tubería no metálica, y su sujeción debe realizarse mediante bridas de sujeción. Asimismo, los conductores de circuitos fotovoltaicos de corriente continua pueden instalarse en bandejas porta cables.

Los circuitos de corriente continua que se extiendan al interior de un edificio deben estar contenidos en canalizaciones metálicas, cables tipo MC revestidos de metal que proporcionan una trayectoria efectiva de la corriente de falla a tierra, o encerramientos metálicos, desde el punto de

penetración de la superficie del edificio hasta el primer medio de desconexión fácilmente accesible.

Los arreglos y conexiones de las unidades de generación fotovoltaica deben diseñarse y ejecutarse de tal forma que no se generen corrientes inversas entre los distintos arreglos. En caso de presentarse corrientes inversas, estas no deben superar la corriente inversa máxima que soportan los módulos y/o paneles fotovoltaicos; de lo contrario, deben ser limitadas mediante la utilización de diodos de bloqueo o protecciones de sobre corriente, tales como fusibles o interruptores automáticos.

Para minimizar las corrientes inversas en la instalación fotovoltaica, en un mismo arreglo no deben instalarse paneles de distintos modelos; se debe garantizar la ausencia de sombras parciales sobre estos mediante protecciones adecuadas y, en un mismo arreglo o cadena asociada a un mismo seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) del inversor, no deben disponerse paneles con diferentes orientaciones, salvo que se instalen convertidores DC–DC.

Las estructuras de soporte de los paneles solares deben diseñarse considerando el peso y las dimensiones del panel, incluyendo los efectos de dilatación térmica, asegurando que los paneles no se sometan a esfuerzos mecánicos que puedan dañarlos o causar afectaciones a la edificación donde se realiza el montaje. Asimismo, deben preverse espacios y accesos adecuados para las labores de montaje y mantenimiento.

Las instalaciones fotovoltaicas instaladas en cubiertas, tejados o en campo abierto deben someterse a una evaluación del nivel de riesgo por descargas atmosféricas.

Los sistemas solares fotovoltaicos que operen a 80 V de corriente continua o más entre dos conductores cualesquiera deben estar protegidos mediante un interruptor de circuito por falla de arco fotovoltaico u otros componentes del sistema que brinden una protección equivalente.

El sistema debe ser capaz de detectar e interrumpir las fallas de formación de arcos que resulten de una falla en la continuidad prevista de un conductor, conexión, módulo y/o panel u otro componente del sistema en los circuitos de corriente continua, pudiendo esta protección estar incorporada dentro del inversor.

Cuando se requiera protección contra sobre corriente en los circuitos fotovoltaicos, se debe dar cumplimiento a los requisitos establecidos en la sección 690.9 del código eléctrico colombiano (NTC 2050).

No deben instalarse módulos y/o paneles fotovoltaicos que presenten defectos derivados de la fabricación, almacenamiento, transporte o instalación, tales como roturas o fisuras, que puedan comprometer la seguridad o el desempeño del sistema.

3.2.2 Requisitos técnicos inversores

En la instalación de los inversores utilizados en sistemas solares fotovoltaicos, se debe garantizar que estos equipos cuenten con protección adecuada contra sobretensiones, sobre corrientes, riesgos mecánicos, incendio y sobrepresiones de sonido, conforme a lo establecido en normas técnicas. Dichas protecciones pueden instalarse de manera externa al inversor o estar incorporadas de fábrica dentro del propio equipo, siempre que se garantice el cumplimiento de los requisitos de seguridad y desempeño establecidos por la normativa aplicable.

El inversor debe contar con la capacidad suficiente para alimentar la carga con mayor potencia de arranque, asumiendo que las demás cargas del sistema se encuentran operando de manera simultánea. Asimismo, el equipo debe disponer de protección contra la sobrecarga de las baterías, cuando estas formen parte del sistema, con el fin de preservar la integridad del sistema de almacenamiento y asegurar la continuidad operativa del sistema fotovoltaico.

Adicionalmente, el inversor debe disponer de protección contra sobre corriente, cortocircuito y sobre temperatura interna. Estas protecciones pueden estar implementadas de manera externa al equipo o integradas de fábrica en el inversor, siempre que cumplan con los requisitos técnicos y de seguridad establecidos en la normativa vigente y en las especificaciones del fabricante.

Los conductores eléctricos asociados a la conexión del inversor deben seleccionarse con un calibre adecuado que garantice que la caída de tensión no sea superior al tres por ciento (3 %), medida entre dos puntos cualesquiera entre la salida del inversor y el punto de conexión. Este requisito debe cumplirse de acuerdo con los alcances establecidos en la sección 705-12, literales (A) y (B) de la norma (NTC 2050), y considerando el criterio de capacidad de conducción de corriente.

Cuando se utilice tubería (conduit) para las interconexiones del arreglo fotovoltaico, los cables empleados deben estar especificados para su uso en presencia de agua y ser aptos para operar a una temperatura de 90 °C, garantizando su adecuado desempeño bajo las condiciones ambientales y de instalación previstas.

En la instalación de los inversores se deben seguir de manera estricta los criterios de instalación estipulados por el proveedor del equipo, incluyendo las recomendaciones relacionadas con ubicación, ventilación, fijación, conexiones eléctricas y condiciones ambientales, con el fin de asegurar la correcta operación y vida útil del equipo.

Se debe proporcionar una adecuada conexión a tierra de los equipos asociados al inversor. Esto implica que todas las partes metálicas expuestas del sistema, incluyendo el gabinete del controlador, el gabinete del interruptor del arreglo, el marco de los módulos y las estructuras de montaje, deben ser puestas a tierra mediante conductores adecuados. Asimismo, se debe disponer

de un punto común equipotencial que permita conectar a tierra todos los elementos que conforman el sistema asociado al inversor, garantizando condiciones de seguridad eléctrica y protección frente a fallas.

Cuando se utilicen fusibles externos al inversor como protección contra sobre corrientes, estos deben estar especificados para corriente continua en circuitos de corriente continua y para corriente alterna en circuitos de corriente alterna, según corresponda. En ambos casos, los fusibles deben contar con certificación de producto que acredite su cumplimiento con los requisitos técnicos y de seguridad establecidos por la normativa aplicable.

En los sistemas solares fotovoltaicos que incorporen inversores, se deben implementar mecanismos de protección orientados a garantizar la seguridad del personal y la protección del equipo. Entre estos mecanismos se incluye la protección de isla, mediante la cual el inversor debe permitir que el generador cese la energización de la red del operador de red local en un tiempo no mayor a dos segundos (2,0 s), contados a partir de la pérdida de la tensión de la red, garantizando una reconexión segura y conforme a los criterios técnicos establecidos.

3.2.3 Requisitos técnicos de los sistemas de medición

Los sistemas de medición asociados a los AGPE deben cumplir requisitos técnicos específicos, los cuales varían en función de la potencia instalada del sistema de generación. Se establecen con el fin de garantizar la adecuada medición de la energía importada y exportada.

En el caso de los autogeneradores a pequeña escala con potencia instalada igual o menor a 0,1 MW, el sistema de medición puede implementarse mediante el esquema aplicable a sistemas con mayor potencia o mediante la instalación de dos medidores conectados de tal forma que uno registre de manera independiente la importación de energía y el otro la exportación. Para este tipo de sistemas de medición no se requiere la medición horaria, ni la telemedición de las lecturas de

la energía excedentaria, ni el registro de la frontera comercial. No obstante, en todos los casos, los sistemas de medición deben cumplir con las características técnicas aplicables establecidas en la Resolución (CREG 174: Lineamientos técnicos y administrativos para solicitudes de conexión de AGPE) o aquella que la modifique o sustituya. La medida de exportación registrada en estos sistemas hace parte de la energía que remunera el Sistema de Transmisión Regional (STR) y el Sistema de Distribución Local (SDL).

Para los AGPE con potencia instalada mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW, el sistema de medición debe cumplir con los requisitos establecidos para las fronteras de generación definidos en el Código de Medida. En este caso, no es obligatoria la instalación del medidor de respaldo a que hace referencia el artículo 13, ni la verificación inicial por parte de la firma de verificación contemplada en el artículo 23 de la Resolución (CREG, Resolución 030 de 2018: Condiciones de conexión de autogeneradores a pequeña escala y generadores distribuidos) o aquella que la modifique o sustituya. En lo referente a los consumos de energía, el sistema de medición debe cumplir con los requisitos mínimos definidos en la Resolución CREG 038 de 2014, de acuerdo con la condición del usuario como regulado o no regulado. Al igual que en el caso de sistemas de menor potencia, la medida de exportación hace parte de la energía que remunera el Sistema de Transmisión Regional (STR) y el Sistema de Distribución Local (SDL).

3.2.4 Requisitos técnicos de protecciones eléctricas y conductores

El diseño de los circuitos fotovoltaicos en corriente continua debe contemplar criterios de protección y dimensionamiento eléctrico que minimicen los riesgos asociados a sobre corrientes y corrientes inversas, especialmente en configuraciones con strings conectados en paralelo. En este contexto, el National Electrical Code (NEC) constituye una referencia técnica internacional para el diseño seguro de sistemas fotovoltaicos.

De acuerdo con el NEC, cuando se conectan más de dos strings fotovoltaicos en paralelo, es obligatorio instalar dispositivos de protección individual por string, tales como fusibles o interruptores automáticos. Esta medida tiene como finalidad evitar que un string defectuoso reciba corrientes inversas provenientes de los demás strings, las cuales pueden generar sobrecalentamientos y daños permanentes en los módulos, conductores y puntos de conexión (NEC, art. 690.9).

En configuraciones con uno o dos strings en paralelo, el NEC permite omitir la protección individual siempre que se demuestre que la corriente de retroalimentación posible no supera 1,25 veces la corriente de cortocircuito (I_{sc}) del string protegido y que los módulos estén certificados para soportar dicha corriente inversa. Esta condición debe ser verificada con base en las especificaciones técnicas del fabricante.

Para el dimensionamiento eléctrico de los conductores y dispositivos de protección, el artículo 690.8(A) del NEC establece que la corriente máxima de diseño de los circuitos fotovoltaicos debe calcularse a partir de la corriente de cortocircuito (I_{sc}) del módulo, multiplicada por un factor del 125%. En sistemas con módulos o strings conectados en paralelo, las corrientes de cortocircuito individuales deben sumarse antes de aplicar este factor. Este criterio considera que, bajo determinadas condiciones ambientales, la irradiancia puede superar los 1000 W/m², incrementando la corriente generada por los módulos.

Adicionalmente, el artículo 690.8(B) indica que las corrientes fotovoltaicas deben considerarse como corrientes continuas, por lo cual los conductores y dispositivos de protección deben dimensionarse aplicando un factor adicional del 125%, de manera que no operen por encima del 80% de su capacidad nominal. Como resultado, la corriente de diseño puede alcanzar un factor total equivalente al 156% de la I_{sc} nominal del módulo.

La selección del calibre de los conductores debe realizarse conforme a lo establecido en los artículos 690.8(B)(1) y 310.16 del NEC, teniendo en cuenta el material del conductor, el tipo de aislamiento, la temperatura ambiente de operación y las condiciones de agrupamiento en canalizaciones. Asimismo, aunque el NEC presenta la caída de tensión como una recomendación informativa, se sugiere limitarla a un máximo del 3% por circuito derivado y del 5% total desde la fuente fotovoltaica hasta el punto de conexión, con el fin de garantizar la eficiencia energética del sistema.

En cuanto a los medios de seccionamiento, el artículo 690.13 del NEC exige la instalación de un dispositivo de desconexión general en corriente continua para el conjunto del campo fotovoltaico. Dicho dispositivo debe ser fácilmente accesible y apto para la interrupción de cargas en CC. En sistemas residenciales, este seccionador suele estar integrado en el inversor, mientras que en instalaciones comerciales o de mayor capacidad se implementa mediante dispositivos de desconexión externos dedicados.

3.2.5 Requisitos técnicos de puesta a tierra del sistema

Un SFV es puesto a tierra si un conductor eléctrico en tensión está conectado a la tierra del equipo. La puesta a tierra del sistema puede ser importante, porque puede servir para estabilizar la tensión del sistema respecto a tierra durante la operación normal del sistema. Puede también mejorar la operación de los dispositivos de protección contra sobre corrientes en caso de fallo. Si se utiliza un sistema de puesta a tierra, uno de los conductores de un sistema bifásico o el neutro en un sistema trifásico debe ser sólidamente conectado a tierra de acuerdo con lo siguiente que se establece en la NTC 5710 del 2009:

La conexión a tierra del circuito de corriente continua puede hacerse en un punto único cualquiera del circuito de salida del campo FV. Sin embargo, un punto de conexión a tierra tan cerca como sea posible de los módulos FV y antes que cualquier otro elemento, tal como interruptores, fusibles y diodos de protección, protegerá mejor el sistema contra las sobretensiones producidas por rayos. La tierra de los sistemas o de los equipos no debería ser interrumpida cuando se desmonte un módulo del campo.

Es conveniente utilizar el mismo electrodo de tierra para la puesta a tierra del circuito de CC y la puesta a tierra de los equipos. Dos o más electrodos conectados entre sí serán considerados como un único electrodo para este fin. Además, es conveniente que esta puesta a tierra sea conectada al neutro de la red principal, si existe. Todas las tierras de los sistemas de CC y de CA deberían ser comunes.

3.3 Ensayos mínimos requeridos

Los equipos, los componentes y los materiales eléctricos utilizados en los sistemas solares fotovoltaicos de autogeneración deben cumplir con ensayos técnicos básicos para comprobar su cumplimiento con las exigencias eléctricas, térmicas, mecánicas y ambientales que se encuentran en la normativa actual. El objetivo de estos ensayos es asegurar la seguridad, confiabilidad y rendimiento de los componentes en su funcionamiento bajo condiciones normales y anormales, además de su capacidad para ser empleados en instalaciones de energía renovable. Los ensayos mínimos necesarios se determinan según el tipo de componente y las regulaciones técnicas nacionales e internacionales que se aplican, tal como lo estipulan el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas y las normas de producto pertinentes.

3.3.1 Ensayos mínimos requeridos: cables para uso en energía renovable

Los ensayos mínimos requeridos para los cables utilizados en sistemas de energía renovable incluyen ensayos dimensionales orientados a verificar parámetros tales como el diámetro de los hilos del conductor, el espesor del aislamiento, el espesor del relleno, el ancho y espesor del forro metálico, así como el espesor de la chaqueta, de acuerdo con los requisitos establecidos en la norma de fabricación del producto.

Asimismo, se debe verificar la continuidad del forro y/o de la pantalla metálica del cable, así como el traslape de la cinta metálica o el cableado de los hilos que conforman la pantalla, conforme a lo establecido en la norma de fabricación correspondiente. De igual forma, los cables deben someterse a ensayos de resistencia en corriente continua del conductor, con el fin de comprobar el cumplimiento de los valores eléctricos definidos por el fabricante y las normas técnicas aplicables.

En cuanto a las características mecánicas, los cables deben cumplir con ensayos de resistencia mecánica y elongación de los hilos del conductor o del conductor completo, cuando se aplique, de acuerdo con la norma de fabricación del producto. También se deben realizar ensayos de resistencia del aislamiento y ensayos de aplicación de tensión en corriente alterna o corriente continua al cable, conforme a los valores y procedimientos establecidos en la norma técnica correspondiente.

Adicionalmente, los cables deben someterse a ensayos que permitan verificar sus propiedades mecánicas antes y después del envejecimiento, así como ensayos de deformación en caliente para los aislamientos y chaquetas reticulados, de acuerdo con la norma de fabricación del producto. En el caso de cables para uso subterráneo, se deben realizar ensayos de bloqueo contra la migración longitudinal del conductor y del cable, con el fin de garantizar su integridad frente a

la penetración de humedad.

Los ensayos mínimos requeridos incluyen también pruebas de doblado en frío, con el objetivo de verificar el comportamiento del cable a bajas temperaturas, así como pruebas de inflamabilidad que permitan evaluar su respuesta frente a condiciones de incendio, de acuerdo con lo establecido en la norma de fabricación del producto.

Finalmente, los cables para uso en energía renovable deben someterse a ensayos de resistencia a la radiación ultravioleta, con el fin de verificar su aptitud para operar en condiciones de exposición directa al sol, y deben cumplir con los requisitos de marcación establecidos en la norma de fabricación correspondiente, garantizando su correcta identificación durante la instalación, operación y mantenimiento.

3.3.2 Ensayos mínimos requeridos: inversores

Los inversores utilizados en sistemas solares fotovoltaicos deben cumplir con ensayos mínimos que permitan verificar su seguridad eléctrica, su desempeño térmico y su correcta operación bajo las condiciones previstas de uso. Estos ensayos deben realizarse de acuerdo con la norma de fabricación del equipo y con las normas técnicas aplicables, con el fin de garantizar la confiabilidad y seguridad del inversor durante su operación.

Dentro de los ensayos mínimos requeridos se incluyen aquellos orientados a verificar las propiedades dieléctricas del inversor, asegurando que los niveles de aislamiento eléctrico sean adecuados y que el equipo pueda operar de manera segura frente a las tensiones nominales y máximas del sistema, conforme a lo establecido en la norma de fabricación correspondiente.

Asimismo, el inversor debe someterse a ensayos de elevación o aumento de temperatura, los cuales permiten verificar que el equipo opere dentro de los límites térmicos admisibles bajo condiciones normales y anormales de funcionamiento, de acuerdo con los criterios definidos en la

norma de fabricación del producto.

Los ensayos mínimos requeridos incluyen también la verificación de la protección contra cortocircuito, con el fin de comprobar que el inversor sea capaz de responder de manera segura ante la ocurrencia de fallas de este tipo, evitando daños al equipo y riesgos para las personas, conforme a lo establecido en la norma de fabricación aplicable.

Adicionalmente, se deben realizar ensayos relacionados con las condiciones de operación del inversor, los cuales permiten verificar su correcto funcionamiento dentro de los rangos eléctricos, ambientales y operativos especificados por el fabricante, garantizando su aptitud para ser utilizado en sistemas solares fotovoltaicos.

En lo referente a la identificación del equipo, el inversor debe cumplir con ensayos de invariabilidad del rótulo, conforme a lo establecido en la norma IEC 60950-1 o en la norma de fabricación correspondiente, con el fin de garantizar que la información del equipo permanezca legible durante su vida útil. Asimismo, cuando aplique, se debe verificar la permanencia del rotulado de acuerdo con la norma UL 969 o la norma de fabricación aplicable, asegurando la correcta identificación del equipo bajo las condiciones normales de operación.

3.3.3 Ensayos mínimos requeridos: paneles solares

Los paneles solares fotovoltaicos utilizados en sistemas de generación de energía eléctrica deben cumplir con ensayos mínimos que permitan verificar sus características eléctricas, térmicas, mecánicas y de seguridad, de acuerdo con lo establecido en la norma de fabricación del producto. Estos ensayos tienen como finalidad garantizar el desempeño, la confiabilidad y la aptitud de los paneles para operar bajo las condiciones ambientales y eléctricas propias de las instalaciones fotovoltaicas.

Dentro de los ensayos mínimos requeridos se incluye la determinación de la característica corriente–tensión del panel o módulo fotovoltaico, conocida como curva I-V, la cual permite verificar el comportamiento eléctrico del dispositivo y su correspondencia con los valores nominales definidos por el fabricante, conforme a la norma de fabricación aplicable.

Asimismo, se deben determinar los coeficientes de temperatura α , β y δ , correspondientes a la corriente, la tensión y la potencia pico del panel o módulo fotovoltaico, respectivamente. Estos ensayos permiten evaluar la variación de los parámetros eléctricos del panel en función de la temperatura, de acuerdo con los procedimientos establecidos en la norma de fabricación del producto.

Los paneles y/o módulos fotovoltaicos deben someterse también a la medición de la Temperatura Nominal de Operación del Módulo (NMOT), con el fin de caracterizar su comportamiento térmico bajo condiciones de operación representativas, así como a la medición de la potencia máxima expresada en vatios pico (Wp) bajo Condiciones de Prueba Estándar, conforme a los criterios establecidos en la norma de fabricación correspondiente.

En cuanto a los ensayos mecánicos, los paneles fotovoltaicos deben cumplir con el ensayo de torsión, de acuerdo con la norma de fabricación, así como con el ensayo de carga mecánica, el cual establece el método para determinar la capacidad del panel o módulo para soportar cargas de viento durante su operación. Para estos equipos no se requiere la realización de pruebas para soporte de nieve o de hielo.

Adicionalmente, se debe realizar el ensayo de calentamiento húmedo, el cual establece el procedimiento para verificar la capacidad del panel o módulo fotovoltaico de soportar los efectos de la humedad durante períodos prolongados, representativos de condiciones de trópico húmedo, de acuerdo con la norma de fabricación del producto.

Los paneles fotovoltaicos deben someterse también a la prueba de impacto al granizado, mediante la cual se verifica el comportamiento del panel frente al impacto de granizo de tamaños comunes en Colombia, correspondiente a esferas de hielo con un diámetro mínimo de veinticinco milímetros (25 mm), conforme a lo establecido en la norma de fabricación del producto.

Finalmente, en lo referente a la identificación del producto, los paneles y/o módulos fotovoltaicos deben cumplir con los ensayos de invariabilidad del rótulo, de acuerdo con lo establecido en la norma IEC 60950-1 o la norma de fabricación aplicable. Asimismo, cuando corresponda, se debe verificar la permanencia del rotulado conforme a la norma UL 969 o la norma de fabricación del producto, garantizando la correcta identificación del panel durante su vida útil.

4. Condiciones de operación

Las condiciones de operación para los sistemas de autogeneración a pequeña escala y los generadores distribuidos que utilizan sistemas solares fotovoltaicos se determinan por las disposiciones operativas. Estas regulaciones están dirigidas a asegurar que las instalaciones funcionen de manera fiable, segura y coordinada, además de interactuar apropiadamente con la red eléctrica, cumpliendo así con la normativa técnica y reglamentaria actual.

4.1 Incentivos tributarios aplicables a proyectos de FNCER.

La Ley 1715 de 2014 establece un conjunto de incentivos tributarios orientados a promover el desarrollo y la implementación de proyectos basados en fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), entre los cuales se incluyen los sistemas solares fotovoltaicos. Estos incentivos tienen como objetivo reducir las barreras económicas asociadas a la inversión inicial y fomentar la adopción de tecnologías limpias, en concordancia con los principios de sostenibilidad ambiental y diversificación de la matriz energética nacional.

Dentro de los beneficios contemplados por esta ley se encuentra la deducción del cincuenta por ciento (50 %) del valor de la inversión realizada en el proyecto del impuesto sobre la renta, la cual puede aplicarse durante un período máximo de hasta quince (15) años. Este incentivo permite a los inversionistas deducir una parte significativa del capital invertido en proyectos de generación de energía a partir de fuentes no convencionales, contribuyendo a mejorar la viabilidad financiera de este tipo de iniciativas.

Adicionalmente, la Ley 1715 de 2014 establece la exclusión del impuesto sobre las ventas (IVA) en la compra de equipos, elementos, maquinaria y en la adquisición de servicios que se encuentren incluidos en la lista elaborada por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). Este beneficio reduce el costo de adquisición de los componentes necesarios para la implementación de los sistemas solares fotovoltaicos y facilita el acceso a tecnologías especializadas.

La normativa contempla igualmente la exención arancelaria en la importación de maquinaria, equipos y otros insumos destinados a proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable, siempre que estos se encuentren incluidos en la lista definida por la UPME. Este incentivo permite disminuir los costos asociados a la importación de tecnologías que no se producen localmente o que requieren especificaciones técnicas particulares.

Finalmente, la ley establece la posibilidad de aplicar la depreciación acelerada de activos, la cual es aplicable a equipos, maquinaria y obras civiles que formen parte de los proyectos de energía renovable y que estén incluidos en la lista elaborada por la UPME. Este mecanismo permite reconocer contablemente el desgaste de los activos en un menor tiempo, generando ventajas financieras adicionales para los desarrolladores de proyectos. Estos incentivos tributarios constituyen un componente fundamental del marco regulatorio aplicable a los sistemas de

autogeneración y con FNCER, y deben ser considerados dentro del análisis normativo; para esto se muestra la información en la Tabla 1.

Tabla 1

Ley 1715 de 2014

	Exclusión del IVA en la compra de equipos,
Deducción de renta del 50% de la inversión realizada en el proyecto hasta por 15 años.	elementos, maquinaria o la adquisición de servicios incluidos en la lista elaborada por la UPME.
Exención arancelaria en la importación de maquinaria y otros insumos incluidos en la lista elaborada por la UPME.	Depreciación acelerada por activos, aplicable a equipos, maquinaria y obras civiles incluidos en la lista elaborada por la UPME.

Nota. Lineamientos sobre incentivos tributarios para proyectos que utilizan (FNCER). Adaptado de ABC de incentivos tributarios FNCER (UPME).

4.2 Operación de los AGPE

La operación de los sistemas de autogeneración a pequeña escala debe dar cumplimiento a los requisitos técnicos y administrativos definidos por la regulación vigente, así como a la correcta ejecución del procedimiento de conexión ante el operador de red (OR) correspondiente. Cualquier usuario interesado en operar como AGPE deberá cumplir previamente con los requisitos establecidos por la Resolución CREG 174 de 2021, independientemente de si el sistema entrega o no excedentes de energía a la red.

Antes de presentar la solicitud de conexión, el solicitante deberá verificar la disponibilidad técnica de la red en el punto de conexión deseado, a través del sistema de información georreferenciado dispuesto por el OR. Esta verificación permite identificar si la red cuenta con la

capacidad suficiente para soportar la conexión del sistema de autogeneración, considerando la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación, así como la sumatoria de la potencia instalada de otros AGPE o GD previamente conectados.

Para el caso del OR ESSA grupo EPM, la información se puede encontrar en su página web (Usuarios Autogeneradores y Generadores Distribuidos – Resolución CREG 174 de 2021).

Los sistemas conectados en el nivel de tensión 1, la regulación establece que la sumatoria de la potencia instalada de los AGPE o GD que entregan energía a la red no debe superar el quince por ciento (15 %) de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación asociada al punto de conexión.

Asimismo, la cantidad de energía que estos sistemas pueden entregar a la red en una hora se encuentra limitada en función de la demanda mínima registrada, con criterios diferenciados según la tecnología de generación, particularmente para los sistemas fotovoltaicos sin capacidad de almacenamiento (CREG, Resolución 030 de 2018).

Una vez efectuada la conexión, el AGPE deberá operar su sistema conforme a las condiciones técnicas declaradas en el contrato de conexión, manteniendo los niveles de potencia, capacidad instalada y características operativas aprobadas. El operador de red podrá realizar verificaciones técnicas en cualquier momento para constatar el cumplimiento de dichas condiciones. En caso de evidenciarse incumplimientos, el OR se encuentra facultado para deshabilitar temporalmente la conexión hasta que se subsanen las anomalías detectadas, siendo los costos asociados a estas verificaciones asumidos por el autogenerador.

4.3 Gestión de excedentes de energía

La gestión de los excedentes de energía generados por los autogeneradores a pequeña escala (AGPE) se encuentra regulada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG),

principalmente a través de la Resolución CREG 121 de 2017 y la Resolución CREG 030 de 2018, las cuales establecen las alternativas de entrega, los mecanismos de remuneración y las condiciones operativas aplicables, diferenciando entre autogeneradores que utilizan fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) y aquellos que no las utilizan.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 121 de 2017, los autogeneradores a pequeña escala que no utilizan FNCER pueden entregar sus excedentes de energía mediante dos alternativas principales. La primera consiste en la entrega conforme a lo dispuesto en el artículo 3 de la Resolución CREG 086 de 1996, aplicable a plantas menores que no superen una capacidad instalada de diez megavatios (10 MW). La segunda alternativa corresponde a la venta de excedentes al comercializador integrado con el operador de red, caso en el cual dichos excedentes serán remunerados al precio de la Bolsa de Energía, siempre que este sea inferior al precio de escasez ponderado vigente.

Para los autogeneradores a pequeña escala que utilizan FNCER, la Resolución CREG 121 de 2017 establece la obligación de entregar los excedentes al prestador del servicio de energía eléctrica, siendo el comercializador integrado con el operador de red el agente obligado a recibirlos. En este caso, los excedentes se reconocen conforme a las normas definidas en la misma resolución, garantizando la integración de la generación renovable al sistema eléctrico bajo condiciones reguladas.

Adicionalmente, la normativa contempla un incentivo específico para los autogeneradores con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW que cuenten con sistemas de medición adecuados y entreguen sus excedentes al comercializador integrado con el operador de red. Estos autogeneradores, además del precio de venta de la energía, reciben un beneficio económico adicional en reconocimiento a la utilidad que este tipo de medición aporta al sistema, equivalente

al beneficio definido para los generadores distribuidos en la variable correspondiente establecida por la regulación vigente.

Por su parte, la Resolución CREG 030 de 2018, posteriormente derogada por la Resolución CREG 174 de 2021, desarrolló de manera más detallada las alternativas de entrega de excedentes de los AGPE, diferenciando nuevamente entre aquellos que utilizan FNCER y los que no. Para los AGPE que no utilizan FNCER, se establecieron tres opciones: la venta directa a un comercializador que atiende mercado regulado sin necesidad de convocatoria pública y sin relación de control entre las partes; la venta a generadores o comercializadores que atiendan exclusivamente usuarios no regulados, con precios pactados libremente; y la venta al comercializador integrado con el operador de red, quien está obligado a recibir los excedentes al precio horario de la Bolsa de Energía.

En el caso de los AGPE que utilizan FNCER, la resolución estableció condiciones similares, con la diferencia de que el precio máximo de venta para los excedentes entregados a comercializadores que atienden mercado regulado o al comercializador integrado con el operador de red corresponde al definido específicamente para este tipo de autogeneración. Para los excedentes destinados a usuarios no regulados, el precio continúa siendo de libre negociación entre las partes.

El reconocimiento económico de los excedentes de energía producidos por AGPE que utilizan FNCER se encuentra regulado en el artículo 17 de la Resolución CREG 030 de 2018. Para los AGPE con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW, los excedentes que sean iguales o inferiores a la energía importada desde la red durante el período de facturación son permutados por dicha importación, aplicando el cobro del componente de comercialización definido por la regulación. Los excedentes que superen la importación son liquidados al precio horario de la Bolsa

de Energía.

Para los AGPE con capacidad instalada superior a 0,1 MW, el esquema de reconocimiento mantiene la permuta de excedentes iguales o inferiores a la importación, incluyendo el cobro de los costos de comercialización y de los servicios del sistema definidos por la regulación aplicable. Los excedentes que superen la importación son igualmente liquidados al precio horario de la Bolsa de Energía. En los días en los que se presente un período crítico, el precio de referencia corresponde al precio de escasez ponderado definido por la CREG.

Estas disposiciones constituyen el marco normativo que regula la entrega y remuneración de los excedentes de energía generados por los sistemas de autogeneración a pequeña escala, y deben ser consideradas de manera obligatoria en el análisis regulatorio y metodológico de los proyectos de generación fotovoltaica conectados a la red.

4.4 Interacción con la red eléctrica

La interacción de los sistemas de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida con la red eléctrica debe realizarse bajo condiciones que aseguren la estabilidad, confiabilidad y calidad del servicio. Para tal fin, la regulación exige que los operadores de red dispongan de sistemas de información computacionales que permitan a los usuarios adelantar en línea todo el trámite de conexión, recibir notificaciones y conocer en tiempo real el estado de su solicitud, conforme a lo establecido en la Resolución CREG 174 de 2021.

Estos sistemas de información deben integrar el acceso al sistema de disponibilidad de red georreferenciado, los formatos de solicitud de conexión simplificada, los lineamientos de los estudios de conexión, los acuerdos de pruebas y protecciones definidos por el Consejo Nacional de Operación (CNO), así como los modelos de contrato de conexión.

Adicionalmente, deben permitir la carga y consulta de toda la documentación exigida por

el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), garantizando trazabilidad y transparencia en el proceso.

Durante la operación del sistema, el operador de red debe mantener disponible la infraestructura necesaria para recibir los excedentes de energía o la potencia generada por el AGPE o GD, siempre que se cumplan las condiciones técnicas y contractuales aprobadas. Cualquier modificación en la capacidad instalada, potencia máxima declarada o condiciones de operación del sistema deberá ser informada y tramitada conforme a los procedimientos definidos por la regulación vigente, con el fin de preservar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico.