

Anexo 1 – Pruebas y verificación de parámetros requeridos para la conexión de Generadores Distribuidos, Autogeneradores a Pequeña Escala y Autogeneradores a Grán Escala con potencia máxima declarada hasta 5 MW

Comité de Distribución



Revisión	Fecha	Descripción
0	2022-02-18	Presentación Primer borrador
1	2022-03-14	Recomendación expedición

1. ALCANCE.

El presente documento desarrolla las pruebas requeridas para la conexión de la generación distribuida-GD, autogeneración a pequeña escala-AGPE y autogeneración a gran escala - AGGE con potencia máxima declarada menor a 5 MW al SIN, de acuerdo con lo previsto en la Resolución CREG 174 de 2021.

Las pruebas definidas en este documento son complementarias a:

- Las pruebas definidas en el numeral 4.5.6 del Anexo General al Reglamento de Distribución Eléctrica definido en la Resolución CREG 070 de 1998 o aquella que la modifique o sustituya.
- Las pruebas de protecciones definidas en el Acuerdo 1522 de 2022 o aquel que lo modifique o sustituya.

2. DEFINICIONES¹

Autogeneración

Actividad realizada por usuarios, sean estos personas naturales o jurídicas, que producen energía eléctrica, principalmente para atender sus propias necesidades. Cuando se atienda la propia demanda o necesidad se realizará sin utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión. Se podrán utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión para entregar los excedentes de energía y para el uso de respaldo de red.

Autogenerador a gran escala (AGGE)

Autogenerador con capacidad instalada o nominal superior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015, o aquella que la modifique o sustituya.

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.

Capacidad instalada o nominal

Es la capacidad continua a plena carga del sistema de generación del autogenerador o el generador que se conecta al SIN, bajo las condiciones especificadas según el diseño del fabricante.

Cuando la conexión al SIN sea a través de inversores, esta capacidad corresponde a la suma de las capacidades nominales de los inversores en el lado de corriente alterna o con conexión al SIN. La capacidad nominal de un inversor corresponde al valor nominal de salida de potencia activa indicado por el fabricante.

¹ Algunas definiciones se encuentran en el artículo 3 de la Resolución CREG 174 de 2021.

Si el valor de placa se encuentra en unidades de kVA o MVA, se deberá asumir un factor de potencia unitario.

Equipo de corte

Hace referencia a un seccionador, interruptor o reconectador.

Generación Distribuida (GD)

Es la actividad de generar energía eléctrica con una planta con capacidad instalada o nominal de generación menor a 1MW, y que se encuentra instalada cerca de los centros de consumo, conectada al Sistema de Distribución Local (SDL).

Protección Anti-isla

Es un esquema de protección que detecta y desconecta, en un periodo corto de tiempo, un sistema de generación cuando se presenta apertura del equipo de corte del alimentador principal o se detecta la operación de una isla no intencional en SIN.²

Potencia máxima declarada para AGPE y AGGE

Corresponde a la potencia que es declarada por el AGPE o AGGE ante el OR, en el momento del registro de la frontera comercial para entrega de excedentes de energía, cuando aplica, y declarada durante el procedimiento de conexión.

Para el GD se entiende que es la capacidad efectiva neta aplicable a los agentes generadores de acuerdo con la regulación vigente, declarada ante el OR en el procedimiento de conexión y en el momento de registro de la frontera comercial.

La potencia máxima declarada será igual a la potencia establecida en el contrato de conexión, en caso de que este aplique. Así mismo, esta deberá ser menor o igual a la capacidad instalada o nominal, y será la máxima capacidad que se puede entregar a la red en la frontera comercial.

Sistema de generación

En el contexto del presente documento, un sistema de generación hace referencia a los Generadores Distribuidos-GD, Autogeneradores a Pequeña Escala-AGPE o Autogeneradores a Gran Escala con potencia máxima declarada hasta de 5 MW-AGGE.

Unidad de generación o Unidad generadora (UG)

Mínima unidad constitutiva que inyecta potencia en una planta de generación, por ejemplo: Inversores en el caso de plantas fotovoltaicas, aerogeneradores en el caso de plantas eólicas o generadores síncronos en el caso de plantas que usen tecnología convencional.

3. CONSIDERACIONES.

- i) Los Sistemas de Transmisión Regionales-STR´s y los Sistemas de Distribución Local-SDL´s se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición³:

² Anexo 1 Acuerdo 1522 de 2022

³ Fuente: Resolución CREG 097 de 2008; Art 1.

- a. Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.
 - b. Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
 - c. Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
 - d. Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
- ii) En Colombia el Sistema de Transmisión Nacional-STN opera con tensiones iguales o superiores a 220 kV⁴.
- iii) La Resolución CREG 025 de 1995 define los requerimientos técnicos para la conexión de cualquier sistema de generación al STN.
- iv) La Resolución CREG 070 de 1998 define los requerimientos para la conexión de cualquier sistema de generación al STR y SDL.
- v) La Resolución CREG 174 de 2021 define los requerimientos para la conexión de los Autogeneradores (con potencia máxima declarada hasta 5 MW) y Generadores Distribuidos de acuerdo con su capacidad instalada y su potencia máxima declarada.
- vi) El Anexo 1 del Acuerdo CNO 1522 define el “Procedimiento para realizar pruebas a las funciones de protección mínimas de los sistemas de generación de que tratan las Resoluciones CREG 148 y 174 de 2021”
- vii) Las pruebas y certificaciones descritas en el presente documento hacen parte de los requisitos que el Operador de Red-OR debe verificar previo a la energización de un GD, un AGPE o un AGGE con potencia máxima declarada menor a 5 MW en el SIN, las cuales deben seguir los tiempos establecidos en la Regulación CREG 174 de 2021.

4. DOCUMENTACIÓN Y VERIFICACIONES

4.1 Verificación del cumplimiento de la normatividad

A continuación, se describe la documentación que los promotores de los proyectos de generación deben suministrar a los OR's previo a la energización de las instalaciones.

- Los equipos instalados en el sistema de generación deben contar con los certificados de conformidad del producto de fabricante, de conformidad de producto bajo el RETIE para los productos que aplique, y bajo norma Internacional (IEC) o norma reconocida (IEEE, UL, NEMA, etc.) para los productos no cubiertos por RETIE, tales como: inversores, baterías y cajas combinadoras DC.

⁴ Fuente: Resolución CREG 025 de 1995; Anexo.

NOTA: Tener en cuenta que según lo establecido en la Resolución CREG 174 de 2021 y su documento soporte, la documentación asociada al cumplimiento de los requisitos del RETIE hace parte de un campo único donde se cargue la documentación exigida, con los tiempos de entrega previstos en la resolución antes mencionada.

- Los inversores conectados a un sistema de generación deberán estar certificados por un laboratorio de pruebas reconocido según las condiciones de prueba del estándar IEEE 1547, o aquel que lo sustituya o modifique, y de conformidad con el alcance del estándar UL 1741 o con el estándar IEC 61727 o aquel que lo modifique o sustituya. La certificación debe ser comparable con la certificación del producto del país de origen.
- Para los sistemas de generación síncronos cuya capacidad instalada o nominal sea mayor a 1 MW, se requieren pruebas específicas donde se valide la curva de capacidad PQ, tal como se describe en el Anexo 2 del presente Acuerdo.
- Para los sistemas de generación eólicos y solares fotovoltaicos, se deben entregar las curvas PQ, suministradas por el fabricante, de las Unidades de Generación que hacen parte de la planta.

Los requisitos de información a verificar definidos en este numeral aplican para todas las plantas objeto de la Resolución CREG 174 de 2021.

4.2 Verificaciones realizadas por el OR

4.2.1 Programación y coordinación de las pruebas

- El OR indicará al interesado la fecha y hora de la consigna operativa⁵ asociada a las pruebas de entrada en operación, en los casos que aplique.
- El OR indicará al interesado en conectarse y demás involucrados el objeto de la consigna operativa a desarrollar, en la que se establece el procedimiento detallado de la puesta en servicio del sistema de generación.
- Dos días hábiles antes de la consigna operativa, el interesado en conectarse deberá comunicarse con el OR para evaluar si hay necesidad de deshabilitar los re-cierres del circuito de conexión y para coordinar la ejecución de las pruebas.
- Se deberá indicar el nombre de la persona responsable por parte del sistema de generación de ejecutar las pruebas, además de, número de teléfono celular y correo electrónico. Esta información será suministrada por el interesado al OR vía email, respondiendo a la comunicación en la cual el OR, según lo establecido en el Anexo 5 de la Resolución CREG 174 de 2021, informa de la fecha de realización de la visita.

⁵ En este caso la consigna operativa se refiere a la coordinación de maniobras requeridas tanto en el SDL como en la planta de generación para garantizar la seguridad del sistema y de las personas mientras se realizan las pruebas. No se refiere a instrucciones enviadas a las plantas para que sean ejecutadas de forma local o remota

- El OR verificará que la potencia instalada y la capacidad nominal de los equipos y componentes del punto de conexión cumplan con los diseños definidos.
- El OR verificará los ajustes de protecciones y su concordancia con el estudio de coordinación de protecciones, según lo establecido en el Anexo 1 del Acuerdo CNO 1522 o aquel que lo modifique o sustituya.

A continuación, se describen las verificaciones que el OR debe realizar a un sistema de generación antes de su conexión en el SIN.

4.2.2 Verificación de la protección anti-isla

Para las plantas conectadas en el SDL la verificación se hará según las condiciones establecidas en el Acuerdo CNO 1522 o aquel que lo modifique o sustituya.

NOTA 1: Tener en cuenta que según lo establecido en el Acuerdo CNO 1522 o aquel que lo modifique o sustituya, las plantas con capacidad nominal menor o igual a 250 KW no requieren pruebas funcionales en sitio (para los aspectos relacionados con protecciones). Para generadores basados en inversores se requiere certificado de cumplimiento.

NOTA 2: Tener en cuenta que para sistemas de generación conectados en el nivel de tensión 4 se deberá coordinar con el operador de red la conveniencia de habilitar la protección anti-isla, en caso de requerirse, la verificación de su funcionalidad se hará según los lineamientos establecidos en el Anexo 2 del Acuerdo 1522 de 2022 o aquel que lo modifique o sustituya.

4.2.3 Verificación funcional del sistema de control

Se debe revisar la verificación de estabilidad del sistema de control de las plantas. Para ello se debe proceder de la siguiente manera:

- 1. Para la Auto Generación a Gran Escala-AGGE y con control central de planta (PPC) se deberá seguir el siguiente procedimiento en sitio**
 - En el sistema de control de planta se deben verificar las rutinas de arranque y parada, donde aplique, incluyendo la revisión de disparos programados, al igual que la parametrización de los niveles operativos, es decir, que los parámetros correspondientes a la potencia y nivel de tensión asignados no excedan los límites permitidos por el sistema.
 - Respecto al control de tensión, factor de potencia, potencia reactiva/potencia activa se deben realizar cambios en las consignas operativas, tanto en vacío (si aplica) y en carga, verificando un comportamiento estable en la variable modificada. Es recomendable que la estabilización de la señal se dé en un tiempo inferior a los 20 segundos.
- 2. Para la Auto Generación a Gran Escala-AGGE sin control central de planta se deberá seguir el siguiente procedimiento**

- En el sistema de control de las unidades de generación se deben verificar las rutinas de arranque y parada, donde aplique, al igual que la parametrización de los niveles operativos, es decir, que los parámetros correspondientes a la potencia y nivel de tensión asignados no excedan los límites permitidos por el sistema.
- Si es generación eólica y solar, se deberá verificar:
 - La variable asociada a la potencia reactiva que se controla a nivel de UG (control de tensión, potencia reactiva, factor de potencia, etc.) el valor de setpoint definido y el punto de medición donde se controla la variable.
 - Si se tiene activada alguna función de control de potencia activa con respecto a la frecuencia y las características de dicho control.
 - Las rampas programadas para la subida y bajada de potencia activa.
 - Lo anterior se deberá verificar por medio de una prueba del fabricante o proveedor de los equipos y su certificado correspondiente y en sitio, mediante la verificación visual de los parámetros configurados en los equipos instalados (las UG).
- Si es generación basada en máquinas sincrónicas, se deberá verificar:
 - La variable asociada a la potencia reactiva que se controla a nivel de UG (control de tensión, factor de potencia etc.) el valor de setpoint definido y el punto de medición donde se controla la variable.
 - Si se tiene activada alguna función de control de velocidad y las características de dicho control a nivel de UG.
 - Las rampas de subida y bajada de potencia activa.
 - Lo anterior se deberá verificar por medio de una prueba del fabricante o proveedor de los equipos y su certificado correspondiente y en sitio mediante la verificación visual de los parámetros configurados en los equipos instalados.

3. Para GD y AGPE eólicos y solares fotovoltaicos con control central de planta se deberá verificar:

- La variable asociada a la potencia reactiva que se controla (control de tensión, control de corriente, etc.) el valor de setpoint definido y el punto de medición donde se controla la variable.
- Si se tiene activada alguna función de control de potencia activa con respecto a la frecuencia y las características de dicho control.
- Las rampas programadas para la subida y bajada de potencia activa.
- Para plantas con capacidad instalada o nominal menor o igual a 100 KW lo anterior se deberá soportar con documentación del fabricante o proveedor de los equipos o en sitio, mediante la verificación visual de los parámetros configurados en los equipos.
- Para plantas con capacidad instalada mayor a 100 KW, lo anterior se deberá soportar por medio de una prueba del fabricante o proveedor de los equipos y su certificado correspondiente y en sitio, mediante la verificación visual de los parámetros configurados en los equipos instalados.

4. Para GD y AGPE eólicos y solares fotovoltaicos sin control central de planta se deberá verificar

- La variable asociada a la potencia reactiva que se controla a nivel de UG (control de tensión, control de corriente, etc.) el valor de setpoint definido y el punto de medición donde se controla la variable.
- Si se tiene activada alguna función de control de potencia activa con respecto a la frecuencia y las características de dicho control a nivel de UG.
- Las rampas programadas para la subida y bajada de potencia activa a nivel de UG.
- Para plantas con capacidad instalada o nominal menor o igual a 100 KW, lo anterior se deberá soportar con documentación del fabricante o proveedor de los equipos o en sitio, mediante la verificación visual de los parámetros configurados en los equipos.
- Para plantas con capacidad instalada mayor a 100 KW lo anterior se deberá soportar por medio de una prueba del fabricante o proveedor de los equipos y su certificado correspondiente y en sitio mediante la verificación visual de los parámetros configurados en los equipos instalados.

5. Para GD y AGPE basados en generadores síncronos se deberá verificar:

- La variable asociada a la potencia reactiva que se controla a nivel de UG (control de tensión, control de corriente, etc.) el valor de setpoint definido y el punto de medición donde se controla la variable.
- Si se tiene activada alguna función de control de velocidad y las características de dicho control a nivel de UG.
- Las rampas de subida y bajada de potencia activa.
- Para plantas con capacidad instalada o nominal menor o igual a 100 KW; lo anterior se deberá soportar con documentación del fabricante o proveedor de los equipos o en sitio, mediante la verificación visual de los parámetros configurados en los equipos.
- Para plantas con capacidad instalada mayor a 100 KW; lo anterior se deberá soportar por medio de una prueba del fabricante o proveedor de los equipos y su certificado correspondiente y en sitio, mediante la verificación visual de los parámetros configurados en los equipos instalados.

4.2.4 Verificación del tiempo de reconexión de un sistema de generación

Para plantas conectadas en el SDL la verificación se hará según lo establecido en el Acuerdo CNO 1522 de 2022 o aquel que lo modifique o sustituya (re-energización).

NOTA 1: Tener en cuenta que según lo establecido en el Acuerdo CNO 1522, o aquel que lo modifique o sustituya; las plantas con capacidad nominal menor o igual a 250 KW no requieren pruebas funcionales en sitio (para los aspectos relacionados con protecciones). Para generadores basados en inversores se requiere certificado de cumplimiento.

NOTA 2: Tener en cuenta que para sistemas de generación conectados en el nivel de tensión 4 se deberá coordinar con el operador de red la necesidad de la coordinación en los tiempos de reconexión. En caso de requerirse, la verificación de la funcionalidad se hará según los lineamientos establecidos en el Anexo 2 del Acuerdo 1522 de 2022 o aquel que lo modifique o sustituya (re-energización).

4.2.6 Verificación de la supervisión remota

Para las plantas en que aplique la supervisión, según lo acordado entre el OR y el generador distribuido o autogenerador a gran escala y lo definido en el Acuerdo CNO 1544 de 2022 o aquel que lo modifique o sustituya, el Centro de Control del OR en coordinación con el agente generador hará la verificación de la recepción adecuada de las señales a supervisar por el medio establecido para ello, una vez el proyecto sea energizado⁶.

4.2.8 Medición de calidad de la potencia

Una vez conectada la planta de generación o autogeneración objeto de este Acuerdo, si el OR detecta deficiencias en la calidad de la potencia en su punto de conexión, se deberá medir esta en dicho punto, con y sin la incorporación del sistema de generación, a través de un equipo de clase A. Esto con el fin de evaluar si el usuario afectó negativamente la calidad de la potencia, superando los límites permitidos por la Resolución CREG 024 de 2005 o aquella que la modifique o sustituya. De acuerdo con los resultados obtenidos se solicitarán las acciones correctivas al generador o autogenerador.

Estas mediciones deberán realizarse siempre y cuando el sistema de generación distribuida o autogeneración cumpla con las siguientes condiciones:

- AGPE y GD con capacidad instalada o nominal mayor a 0.1 MW y menor a 1 MW, cuando en el circuito de conexión existan usuarios sensibles, como cargas Industriales u Hospitalarias.
- AGGE con potencia máxima declarada menor a 5 MW.

Para sistemas de AGPE y GD con capacidad instalada o nominal mayor a 0.1 MW y menor a 1 MW y cuando en el circuito de conexión no existan usuarios Industriales u Hospitalarios, no se requerirán pruebas de calidad de la potencia. Sin embargo, para el caso de plantas eólicas y solares fotovoltaicas, las UG deberán contar con certificados de cumplimiento de algún estándar internacional (IEEE o IEC) en su capítulo asociado a la calidad de la potencia. En los certificados se debe demostrar cumplimiento en límites máximos asociados a los aspectos de emisión de armónicos y flicker (para el

⁶ Comunicación con radicado CREG S-2022-000876 del 11 de marzo de 2022: “Cuando se expida la regulación pertinente a la supervisión de plantas objeto de la Resolución CREG 174 de 2021, se aplicarán las reglas de supervisión que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas. En caso de que la regulación no incluya la supervisión de algún caso de recurso de generación, seguirá aplicando que la supervisión es un acuerdo entre las partes.”

caso eólico). Estos mismos certificados serán requeridos para las plantas donde aplican las mediciones de calidad de potencia definidas en este numeral.

Las mediciones de calidad de la potencia se llevarán a cabo según lo establecido en el Anexo 1 de la Resolución CREG 024 de 2005 o aquella que lo modifique o sustituya.

4.2.9 Verificación de los servicios auxiliares

Para todas las plantas se debe verificar, por medio de una inspección visual, que los servicios auxiliares estén en concordancia con lo dispuesto en el Acuerdo CNO 1522 de 2022 o aquel que lo modifique o sustituya.

4.2.10 Verificación de equipos de compensación asociados a sistemas de generación objeto de la Resolución CREG 174 de 2021

De existir una instalación de compensación de potencia reactiva, se debe verificar, por medio de inspección visual, que esta se conecte o desconecte simultáneamente con el sistema de generación.

4.2.11 Verificación de la configuración de los inversores y aerogeneradores

Cuando se cuente con un sistema de generación basado en inversores o aerogeneradores, se debe verificar que los niveles de tensión y la frecuencia de los inversores sean acordes con el punto de conexión (teniendo en cuenta que su conexión puede ser en el nivel de tensión de baja).

Así mismo se debe verificar si las UG cuentan con algún tipo de funcionalidad para soportar desviaciones de tensión (VRT) y si la misma se encuentra activada. Esto se verifica por medio de documentación suministrado por el fabricante y/o el proveedor de los equipos, o en caso de que la documentación no sea entregada, por medio de inspección visual en sitio a la parametrización de los mismos.

5. APLICACIÓN DE LOS REQUISITOS PARA LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN

La siguiente Tabla resume las pruebas y verificaciones de parametrización requeridas, teniendo en cuenta las capacidades de las plantas y la categorización que se hace de estas en la Resolución CREG 174 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya, donde se indica que las verificaciones podrán hacerse únicamente por medio de documentación o requerirán también verificación en sitio.

Las pruebas y verificaciones de la tabla se complementan con las pruebas para los sistemas de protecciones definidos en el Acuerdo CNO 1522 de 2022 o aquel que lo modifique o sustituya.

Nivel de tensión de la frontera comercial	Nivel 1			Nivel 2 – 3			Nivel 4	Observaciones
	AGPE y GD ≤ 0.1 MW	AGPE y GD ¹ >0.1 MW y ≤ 1MW	AGGE >1 MW y ≤ 5 MW	AGPE y GD ≤ 0.1 MW	AGPE y GD ¹ >0.1 MW y ≤ 1MW	AGGE >1 MW y ≤ 5 MW	AGGE Hasta 5 MW	
Verificar que la potencia instalada y la capacidad nominal de los equipos y componentes de la frontera del punto de conexión cumpla con los diseños definidos.	X	X	X	X	X	X	X	Verificación en sitio
Pruebas curvas de capacidad (generadores síncronos)			X			X	X	Prueba en sitio
Curvas PQ de las UG suministradas por el fabricante (plantas eólicas y solares)	X	X	X	X	X	X	X	Verificación de la documentación suministrada
Verificación de la protección anti isla	X	X	X	X	X	X	X	Pruebas y verificación según las condiciones establecidas en el Acuerdo 1522
Medición indicativa de calidad de la potencia		X*	X		X*	X	X	* Aplica cuando en el circuito de conexión existen usuarios sensibles, como cargas Industriales u Hospitalarias
Verificación funcional del control	X	X	X	X	X	X	X	Tipo de verificación según lo definido en artículo 4.2.3 de este Anexo
Verificación del tiempo de reconexión	X	X	X	X	X	X	X	Pruebas y verificación según las condiciones para re-energización establecidas en Acuerdo 1522
Verificación de la supervisión remota								Aplica únicamente a proyectos específicos
Verificación de los servicios auxiliares	X	X	X	X	X	X	X	Inspección visual de acuerdo con lo establecido en artículo 4.2.9 de este Anexo
Verificación de equipos de compensación								Aplica a cualquier tipo de proyecto siempre y cuando se cuente con equipos de compensación
Verificación de la configuración de los inversores (niveles de tensión y frecuencia, VRT)	X	X	X	X	X	X	X	Verificación documentación suministrada o verificación de la parametrización en sitio según artículo 4.2.11 de este Anexo