

**Anexo 1: Requisitos de protecciones para la
conexión de sistemas de generación en el Sistema
Interconectado Nacional colombiano**

**Subcomité de
Protecciones**



Revisión	Fecha	Descripción
0	2018-06-06	Este documento incluye la primera propuesta de requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación (menor a 5 MW) en el SIN colombiano.
1	2019-09-25	Este documento incluye una propuesta unificada de requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN colombiano enviado a la CREG para comentarios.
2	2019-12-04	Este documento incluye una propuesta unificada de requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN colombiano, incluyendo los comentarios atendidos de la CREG y algunas modificaciones por discusiones técnicas adicionales definidas en la resolución CREG 060 de 2019.
3	2020-05-28	Este documento incluye los requisitos de protecciones para sistemas de generación que compartan activos de conexión, según lo indicado en la resolución CREG 200 de 2019. Además, se incluyen otras consideraciones y/o aclaraciones.
4	2022-02-11	Este documento incluye los requisitos de protecciones para sistemas de generación basados en inversores y conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3, según lo indicado en las resoluciones CREG 148 y 174 de 2021.
5	2022-09-22	Este documento incluye los requisitos de protecciones para sistemas de generación basados en inversores y conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3, según lo indicado en las resoluciones CREG 101-011 de 2022.
6	2023-09-07	Este documento incluye los requisitos de protecciones para sistemas de generación basados en inversores y autogeneradores conectados al SIN.
7	2024-07-19	Este documento incluye los requisitos de protecciones para sistemas de generación basados en inversores y autogeneradores conectados al SIN y recomendaciones actualización de RETIE.
8	2025-12-10	Este documento actualiza a 960 Hz la tasa mínima de muestreo de los registros COMTRADE y otros ajustes recomendados por OR derivados de la experiencia operativa.
9	2026-02-20	Se incluye la transitoriedad para el cumplimiento de algunos requisitos para los sistemas de generación o autogeneración que se encuentren en fase de desarrollo, pruebas u operación.

Contenido

1. Introducción	4
2. Alcance.....	4
3. Definiciones	4
4. Regulación aplicable:.....	6
5. Consideraciones:.....	8
6. Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles de tensión cuatro (4) o superior.....	11
6.1 Funciones de protección mínimas en el PC o en la unidad de generación (UG). 12	
6.2 Sistema de interrupción.....	16
6.3 Sistema de puesta a tierra.....	17
6.4 Servicios Auxiliares	17
7. Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 o SDL	17
7.1 Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas de generación síncronos y de inducción	19
7.2 Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable.....	20
7.3 Ajustes requeridos para las funciones de protección sistémicas para generadores conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3.	26
7.4 Sistema de interrupción.....	28
7.5 Sistema de puesta a tierra:.....	30
7.6 Servicios Auxiliares	31
8. Equipos de registro de eventos.....	31
9. Pruebas.....	32

10. Lista de verificación.....	32
11. Referencias.....	32

1. Introducción

Los requisitos descritos en el presente documento están enfocados a cubrir los requerimientos de protecciones desde el punto de vista sistémico, cuyo objetivo es asegurar que el sistema de potencia opere dentro de los rangos operativos establecidos en la regulación vigente y así, evitar riesgos en la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

2. Alcance

El presente documento contiene requisitos técnicos de los sistemas de protección para sistemas de generación conectados a cualquier nivel de tensión, capacidad y tecnología, desde el punto de vista sistémico, requeridos para la conexión de un sistema de generación al SIN. El documento no cubre los requerimientos de protecciones para detectar fallas al interior de un sistema de generación. Es responsabilidad del promotor del proyecto de generación garantizar que todos los equipos de su instalación se encuentren correctamente protegidos, para satisfacer los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad en la operación del SIN. Acorde a lo anterior, todo proyecto de generación debe disponer de un esquema de protección para detectar fallas internas al sistema de generación y externas en la red de alimentación.

Este documento contiene los requisitos de protecciones, según lo establecido en las regulaciones CREG 025 de 1995, CREG 070 de 1998, CREG 060 de 2019, CREG 075 de 2021, CREG 148 de 2021, CREG 174 de 2021 y CREG 011 de 2022, diferenciando los requisitos por capacidad, tecnología y nivel de tensión (1, 2, 3 y 4 o superior). Además, contiene lineamientos de protecciones para sistemas de generación que compartan activos de conexión, según la resolución CREG 200 de 2019.

3. Definiciones

En este Acuerdo se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Autogeneración¹: Actividad realizada por usuarios, sean estos personas naturales o jurídicas, que producen energía eléctrica, principalmente para atender sus propias necesidades. Cuando se atiende 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)¹: 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)¹: 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.

Bahía de generación: Conjunto de equipos de potencia que se utilizan para conectar un sistema de generación a la barra de una subestación.

Capacidad instalada o nominal de un autogenerador y un generador distribuido¹: Es la capacidad continua a plena carga del sistema de generación del autogenerador o del 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.

Frontera compartida (FC)²: Para sistemas de generación es el definido en la resolución CREG 200 del 2019, o aquella que la sustituya o modifique.

Generación distribuida¹: Es la actividad de generar energía eléctrica con una planta con capacidad instalada o nominal de generación menor a 1 MW, y que se encuentra instalada cerca de los centros de consumo, conectada al Sistema de Distribución Local (SDL).

Potencia máxima declarada para generadores, AGPE y AGGE¹: 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.

¹ Definición tomada de la resolución CREG 174 de 2021, o aquella que la sustituya o modifique.

² Es un PC al SIN donde se conectan varias plantas o unidades de generación individuales que compartan activos de conexión.

Promotor: Persona natural o jurídica que desarrolla un proyecto de generación o autogeneración conectado al SIN.

Protección Anti-isla: Es un esquema de protección que detecta y desconecta, un sistema de generación para evitar la operación de una isla no intencional o no controlada debido a balances de generación y carga en una porción del SIN.

Punto de conexión (PC): Para sistemas de generación o autogeneración es el definido en la resolución CREG 038 del 2014, o aquella que la sustituya o modifique.

Sistema de generación: Conjunto de generadores y equipos asociados que se instalan con el propósito de producir energía eléctrica. Para el caso de sistemas de generación que compartan activos de conexión, se hace referencia a cada sistema de generación o planta individual que se conecta a la FC.

Sistema de generación basados en inversores: Hace referencia a todas las fuentes de generación basadas en inversores. Dentro de este tipo de sistemas de generación se encuentran los eólicos tipo 4 y fotovoltaicos (PV).

Sistema de generación de inducción o asíncrono: Hace referencia a todas las fuentes de generación rotativas que operan a una velocidad ligeramente diferente de la velocidad síncrona, en este tipo de máquina tanto rotor como estator requieren alimentación de una fuente externa para su correcta operación.

Sistema de generación onduladores o de frecuencia variable: Hace referencia a todas las fuentes de generación asíncronos de doble alimentación que operan en un amplio rango de velocidad variable³. Dentro de este tipo de generación se encuentran los generadores eólicos tipo 3.

Sistema de generación síncronos: Hace referencia a todas las fuentes de generación rotativas cuya velocidad depende de la frecuencia del sistema eléctrico al que se conecta y del número de polos.

4. Regulación aplicable:

- En Colombia los Sistemas de Transmisión Regionales (STR) y/o Sistemas de Distribución Local (SDL) se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición⁴:
 - Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

³ Conocidos en inglés como *Double-fed asynchronous generator (DFG)*.

⁴ Fuente: CREG - 097- 2008; Art 1.

- Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
 - Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
 - Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
- En Colombia el Sistema de Transmisión Nacional (STN) opera con tensiones iguales o superiores a 220 kV⁵.
 - La resolución CREG 025 de 1995, o aquella que la modifique o sustituya, define requerimientos para la conexión de cualquier sistema de generación al STN.
 - La resolución CREG 070 de 1998, o aquella que la modifique o sustituya, define requerimientos para la conexión de cualquier sistema de generación al STR y SDL.
 - La resolución CREG 060 de 2019, o aquella que la modifique o la sustituya, define modificaciones y adiciones transitorias al reglamento de operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones.
 - La resolución CREG 200 de 2019, o aquella que la modifique o la sustituya, define un esquema para permitir que los generadores que compartan activos de conexión al SIN.
 - La resolución CREG 148 de 2021, o aquella que la modifique o la sustituya, adiciona transitoriamente un Capítulo al Anexo General del Reglamento de Distribución, adoptado mediante la Resolución CREG 070 de 1998, en aspectos relacionados con la integración de plantas eólicas y solares fotovoltaicas (SFV) en los Sistemas de Distribución Locales (SDL) y con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.
 - La resolución CREG 174 de 2021, o aquella que la modifique o la sustituya, define aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN). También se regulan aspectos de procedimiento de conexión de los autogeneradores a gran escala con potencia máxima declarada menor a 5 MW.

⁵ Fuente: CREG - 025- 1995; Anexo.

- La resolución CREG 075 de 2021, o aquella que la modifique o la sustituya, define las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el SIN.
- La resolución CREG 101-011 de 2022, o aquella que la modifique o la sustituya, adiciona transitoriamente un Capítulo al Anexo General del Reglamento de Distribución, adoptado mediante la Resolución CREG 070 de 1998, en aspectos técnicos relacionados con la integración de plantas eólicas y solares fotovoltaicas (SFV) en los Sistemas de Distribución Locales (SDL), y con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW.
- El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE. MME Resolución 40117 del 02 de abril de 2024. Tiene por objeto establecer las medidas tendientes a garantizar la seguridad de las personas, de la vida tanto animal como vegetal y la preservación del medio ambiente; minimizando los riesgos de origen eléctrico.

5. Consideraciones:

A continuación, se detallan las consideraciones para la elaboración del presente Acuerdo; en todo caso, los agentes y/o promotor(es) que intervengan en la conexión de cualquier sistema de generación y autogeneración deben consultar y aplicar todas las regulaciones vigentes descritas en el numeral 4, o aquellas que la modifiquen o sustituyan:

- I. En el nivel de tensión cuatro (4) o superior, los sistemas de generación se deberán conectar a un barraje a través de su propia bahía de generación. Un autogenerador se podrá conectar a través de la bahía de conexión, es decir, un autogenerador podrá conectar físicamente su generación en un nivel de tensión diferente al Punto de Conexión (PC).
- II. Los inversores conectados a un sistema de generación deberán estar certificados por un laboratorio de pruebas reconocido según los estándares de prueba de la IEEE 1547, o aquel que lo sustituya o modifique, y en conformidad con el alcance de la UL 1741 o IEC 62109. La certificación debe ser comparable con la certificación del producto del país de origen y debe ser presentado al Operador de Red (OR) como requisito para la conexión del sistema de generación al SIN.
- III. Cuando se implementen para el SDL protecciones anti-isla con método activo, el fabricante del inversor debe certificar compatibilidad entre la función de control Fault Ride Through (FRT) y la protección anti-isla, ambas disponibles en el inversor, cumpliendo requerimientos del

estándar IEC 62116: *"Inversores fotovoltaicos conectados a la red de las compañías eléctricas - Procedimiento de pruebas para las medidas de prevención de formación de islas en la red"*.

- IV. Cuando se habilite la función de protección ROCOF como función anti-isla se debe verificar cumplimiento del estándar aplicable IEC 62786-41 u otros estándares equivalentes para asegurar el correcto funcionamiento de la función ROCOF.
- V. El PC para sistemas de generación o autogeneración es el definido en la resolución CREG 038 del 2014, o aquella que la sustituya o modifique. Para autogeneradores con capacidad instalada o nominal mayor a 0.25 MW y conectados a los niveles de tensión 1, 2 ó 3, los equipos de medida del esquema de protección (transformadores de corriente y/o transformadores de potencial), podrán estar instalados en el PC con el OR o en cualquier otro punto en el mismo nivel de tensión del PC.
- VI. Los aspectos operativos y de mantenimiento en el tramo de circuito entre el PC y la ubicación de los equipos de medida y corte asociados al sistema de protección deberán pactarse y coordinarse previamente entre agente generador y OR que otorga el PC.
- VII. Previo a la entrada del proyecto de generación el promotor deberá reportar al Transportador Nacional – TN u Operador de Red - OR la siguiente información relacionada con el sistema de protecciones para la aprobación del PC: información con los ajustes finales de los equipos de protección en el PC y características del sistema de sincronización. Asimismo, el TN u OR podrán solicitar cuando lo consideren la información de ajustes y esquema de protección en el PC o del sistema de generación. Para el caso de sistemas de generación que compartan activos de conexión, esta información también deberá ser reportada por el agente generador representante⁶ de la FC ante el TN o OR.
- VIII. Posterior a la conexión de un proyecto de generación al SIN, cualquier modificación de ajustes o del esquema de protección en el PC deberá ser autorizada por el TN u OR, según aplique.
- IX. Los requisitos de protecciones descritos en este documento dependen de las características de los sistemas de generación como: capacidad instalada o nominal de generación, tipo de tecnología, nivel de tensión y características de aterrizamiento del PC en la red del OR (sistema en delta o estrella sólidamente aterrizada). Acorde a lo anterior, para proyectos de

⁶ La resolución CREG 200 de 2019, en su artículo 4, define que debe existir un agente representante de la conexión compartida.

generación con idénticas características y conectados en diferentes puntos eléctricos pueden variar los requerimientos de protección. En caso de ser necesario, el promotor del proyecto podrá presentar requerimientos adicionales diferentes a los establecidos en este documento, dichos requisitos deberán ser revisados y validados con el OR o TN, según aplique.

- X. Los relés de sobrecorriente direccionales y/o esquemas de teleprotección pueden requerir aporte de corriente de secuencia negativa de los sistemas de generación basados en inversores o de frecuencia variable para desempeñarse adecuadamente durante fallas, por lo cual, para estos sistemas de generación se deberá revisar la posibilidad de aportar corriente de secuencia negativa durante huecos de tensión, la cual puede ser generada a partir de diferentes estrategias de control de los inversores.
- XI. Los sistemas de generación que se conecten al SIN, con capacidad instalada o nominal mayor a 0.1 MW, deben disponer de un estudio de ajuste y coordinación de protecciones (EACP), siguiendo las recomendaciones del documento “*Lineamientos para la elaboración y presentación de EACP del SIN colombiano*”. Esto no exime a los proyectos entre 100 kW y 10 kW de la elaboración del cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes exigido en el RETIE⁷.
- XII. Resaltamos algunos aspectos a continuación que se deben cumplir, de acuerdo al RETIE vigente:
 - a. *El operador de red o distribuidor o quien preste el servicio en la zona, no debe energizar la instalación ni suministrar el servicio de energía, si el propietario o tenedor de la instalación no demuestra la conformidad con el RETIE. Igual tratamiento se dará a instalaciones que, aun contando con la certificación en el momento de efectuar la visita técnica para su energización, la persona competente evidencie incumplimientos con el presente Reglamento que pongan en alto riesgo o peligro inminente la salud o la vida de las personas o la seguridad de la misma instalación y las edificaciones contiguas.*
 - b. *En las instalaciones de baja tensión, conectadas a una fuente alternativa con aerogeneradores, se debe contar con una protección diferencial. El interruptor general debe ser termomagnético y bipolar en el caso de instalaciones monofásicas,*

⁷ RETIE, en su numeral 3.3.1.1 define que se debe realizar el “Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A”. El alcance de esta validación será acordado con el OR que otorga el PC.

y tetrapolar en el caso de instalaciones trifásicas. Además, se define como la Baja tensión – BT: La tensión nominal menor o igual a 1.000 V y mayores o iguales de 25 V c.a. o 60 V c.c.

- XIII. Exclusivamente para sistemas de generación conectados al SDL antes del 7 de septiembre de 2023 (fecha de aprobación del Acuerdo 1749), y en caso de que técnicamente no sea viable implementar la protección anti-isla con realimentación positiva a nivel de inversor, se podrá disponer de otro método de respaldo anti-isla pasivo a nivel de UG. En caso de identificar afectación a la seguridad y confiabilidad del esquema anti-isla, según los resultados de los análisis posoperativos; el operador de la planta de acuerdo con el Operador de Red deberá implementar una protección anti-isla basada en métodos seguro para la red⁸.
- XIV. Exclusivamente para sistemas de generación o autogeneración que se encuentren en fase de desarrollo, pruebas u operación serán de carácter opcional los siguientes requisitos:
- Función anti-isla indicada en la tabla 7 (anexo 1)
 - Energización en el PC en las tres fases con la red del OR (anexo 1)
 - Pruebas función ROCOF descritas en el anexo 2

Los requisitos definidos en el presente Acuerdo serán exigibles para todas las nuevas solicitudes de conexión radicadas a partir de la fecha de expedición del presente Acuerdo.

6. Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles de tensión cuatro (4) o superior.

Todo sistema de generación conectado al nivel de tensión 4 o superior, independiente de su tecnología, deberá disponer de esquemas de protección principal y de respaldo para proteger la instalación del generador como para proteger su PC con el STR o STN. Estos esquemas de protección deberán ser selectivos y coordinar con la red existente, es decir, que una falla dentro del sistema de generación sea despejada por el sistema de protección propio y no las protecciones del área de influencia.

Para el caso de instalaciones de generación que compartan activos de conexión, cada planta o unidad individual debe detectar las fallas dentro de su propio sistema de generación y, además, debe validar que los ajustes de protecciones coordinen con las demás plantas o unidades individuales conectadas en la frontera compartida (FC) y con la red existente.

⁸ Aplicable para la nota q.

6.1 Funciones de protección mínimas en el PC o en la unidad de generación (UG).

Las funciones de protección en la UG o en el PC del nivel de tensión 4 o superior dependen de la tecnología del sistema de generación. En la Tabla 1 - Tabla 3 se presentan las funciones de protección sistémicas mínimas requeridas para la conexión de sistemas de generación según la tecnología. Se aclara que no todas las funciones de protección que podrían ser requeridas para proteger un generador son mostradas en las tablas, es responsabilidad del promotor del proyecto instalar las funciones de protección requeridas para proteger adecuadamente su sistema de generación y que estas protecciones y sus ajustes no afecten o pongan en riesgo la operación segura y confiable del SIN.

Las líneas del nivel de tensión 4 o superior que se conecten en el PC o la FC con sistemas de generación basados en inversores o frecuencia variable con el STN o STR deberán estar dotadas con esquemas de protección basados en protecciones diferenciales como función de protección principal y protección de respaldo con esquemas asistidos de comunicación⁹. Para el caso de sistemas de generación que compartan activos de conexión, los requerimientos de protecciones del PC deben implementarse en la FC, cumpliendo los criterios indicados para cada tecnología tanto en la FC como en el generador, según aplique.

Tabla 1. Funciones de protección mínimas en sistemas de generación síncronos

Función de Protección	PC	UG	Notas
Distancia (ANSI 21G) y/o Sobrecorriente (ANSI 51V)		X	<i>a</i>
Sistema de Sincronización (ANSI 25)		X	<i>b</i>
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		<i>c</i>
Sobrecorriente de secuencia Negativa (ANSI 46)		X	
Sobrecorriente de fases y tierra	X		<i>d</i>
Sobretensión (ANSI 59)		X	
Pérdida de paso (ANSI 78)		X	
Pérdida de excitación (ANSI 40)		X	
Frecuencia (ANSI 81U/O)		X	<i>f</i>
Falla interruptor	X		<i>g</i>

Tabla 2. Funciones de protección mínimas en sistemas de generación de inducción

⁹ Cuando se demuestren limitaciones, técnicas y/o tecnológicas para instalar el esquema de protección definido en este ítem, el agente podrá disponer de otro esquema de protección que sea adecuado para detectar y despejar fallas con y sin impedancia en la línea de conexión, el cual debe ser avalado por el OR o TR que otorga PC y probado en sitio durante las pruebas SAT. Estos casos serán excepcionales y deberán ser presentados en el subcomité de protecciones para su aval.

Función de Protección	PC	UG	Notas
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		c
Sobrecorriente de fases y tierra	X		d
Sobretensión (ANSI 59)		X	
Frecuencia (ANSI 81U/O)		X	f
Falla interruptor	X		g
Verificación de sincronismo	X		h

Tabla 3. Funciones de protección mínimas en sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable

Función de Protección	PC	UG	Notas
Bajatensión (ANSI 27)	X		e
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		c
Sobrecorriente de fases y tierra	X		d
Sobretensión (ANSI 59)	X		e
Frecuencia (ANSI 81U/O)	X		f
Falla interruptor	X		g
Verificación de sincronismo	X		h
Anti-isla	X		i

Notas relacionadas en las Tablas:

- En redes donde las líneas adyacentes¹⁰ al sistema de generación estén protegidas con un relé distancia y respaldos con sobrecorrientes se debe usar a nivel de generador las funciones de distancia (ANSI 21G) y de sobrecorriente controlada o restringida por tensión (ANSI 51V), ambas habilitadas simultáneamente. En redes donde las líneas adyacentes dispongan de doble protección distancia, no se requiere la función de sobrecorriente controlada o restringida por tensión (ANSI 51V), es suficiente usar a nivel del generador solo la función de distancia (ANSI 21G).
- En generadores síncronos el sistema de verificación de sincronismo disponible en la UG deberá comprobar condiciones de sincronismo en dos fases.

Para sistemas de autogeneración que deseen operar en modo aislado deberán contar con la función de chequeo a la energización en el PC y un sistema de sincronización del generador con el sistema de potencia en dos fases. Este sistema de detección de tensión en el PC no permitiría el cierre

¹⁰ Línea adyacente: circuitos conectados a la barra de la subestación local del sistema de generación.

del interruptor de interconexión cuando el circuito/barra del OR o TN esté desenergizado, ejecutando siempre la energización de la UG en condición Barra Viva (BV).

- c. Aplica solo para autogeneradores con y sin entrega de excedentes a la red. La medida de entrega de excedentes a la red debe ser en el PC o en mismo nivel de tensión del PC y la limitación de la potencia debe implementarse en los sistemas de medida, control y/o protección del equipo; la función debe estar en capacidad de limitar la potencia entregada a la red o desconectar al autogenerador del sistema, según las condiciones pactadas con el OR. En caso, que el autogenerador declare y tenga autorizado por el OR la entrega de excedentes a la red del total de su capacidad instalada, no se requiere esta protección.

El requerimiento de medir en el PC o en el mismo nivel de tensión del PC es con el fin de obtener los excedentes reales de potencia que podría entregar un autogenerador a la red del OR. Sin embargo, en caso de que se presente la conexión del autogenerador al PC mediante un transformador bidevanado, o tridevanados con terciario no cargado, y se garantice que aguas arriba de este transformador y hasta el PC no existe más generación conectada, se aceptará utilizar la medida de baja del transformador para el esquema de implementación de la función ANSI 32, dado que la limitación de potencia en dicho punto limitaría a su vez la entrega de potencia en la frontera comercial. Este esquema debe ser presentado al OR para su validación.

En el caso de presentarse un cambio al interior de la instalación que impacte el cumplimiento del propósito de la función ANSI 32, se debe tomar un nuevo punto de medida donde se cumpla su propósito de la función.

- d. La(s) función(es) de sobrecorriente que se implementen deberá estar en capacidad de interrumpir las corrientes de corto circuito de la red ante fallas en el sistema de generación y debe coordinar con las protecciones del sistema de potencia. Para sistemas de generación basadas en inversores y frecuencia variable los relés de sobrecorriente controlados por tensión tienen la ventaja, con respecto a los relés de sobrecorriente de otras características, de ser ajustados para detectar corrientes de falla cercanas a la corriente nominal porque estas tecnologías no superan 1.1 p.u. de corriente nominal de aporte a la falla.

- e. La medición para la función de protección de tensión para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable debe ser trifásica con medida fase-tierra o fase-fase en el PC¹¹.
- f. La medición para la función de protección de frecuencia puede ser monofásica. Además, según su tecnología y requerimientos técnicos del equipo, se recomienda evaluar una temporización mínima de 500 ms para las funciones de frecuencia para sistemas de generación conectados al STN y STR, adicionalmente, para cada tecnología tener en cuenta las recomendaciones de umbral definidos en el código de redes¹².
- g. La función falla interruptor deberá ser implementada en un relé independiente de las protecciones propias¹³ del equipo protegido o podrá estar incluida como una función adicional en una protección diferencial de barras.
- h. Se debe contar con un sistema de detección de tensión en el PC a fin de no permitir el cierre del interruptor de interconexión cuando el circuito/barra del OR o TN esté desenergizado, ejecutando siempre la energización de la UG en condición Barra Viva (BV).
- i. En sistemas de generación eólico y solar fotovoltaico conectados en el nivel de tensión 4 o superior se deberá coordinar con el TN u OR, según aplique¹⁴, la necesidad de habilitarse en el PC la protección anti-isla si se identifican riesgos de formación de islas no planeadas en el sistema del TN u OR. En caso de requerirse esta protección deberá contar con esquema principal y respaldo.

El esquema principal debe ser tipo intertrip y para el esquema de respaldo se recomienda una función/esquema que opere seguro con medición de las variables eléctricas del SIN. Para la implementación del Intertrip, la

¹¹ En STR o STN, evitar ajustar funciones ANSI 27 en bahías de línea y transformadores. En caso de ver la necesidad de un ajuste de una función ANSI 27 en PC o POI, se debe coordinar con el LVFRT de los inversores y permitir el reingreso según capacidad de la planta. En caso de habilitarse, el ajuste recomendado debe ser umbral inferior a 0.5 p.u. y temporización mayor o igual a 5 segundos, o aquel ajuste sugerido por el CND. En caso de estar habilitada la función ANSI 27 a nivel de inversor (control) – debe estar armonizadas con lo expuesto y evitar el disparo físico de planta por anticipado.

¹² Código de operación sección “2.2.5 Ajustes de los relés de frecuencia de las unidades de generación del SIN”.

¹³ Un equipo IED con funciones de protección aplica como relé independiente para activar la función ANSI 50BF, siempre y cuando, sea la única función de protección habilitada en el equipo.

¹⁴ Mandatorio por regulación CREG 060 de 2019, artículos 4 y 22.

posición del interruptor se podrá tomar de la salida del relé, del gabinete del patio (o MK) o de la salida del interruptor, según disponibilidad para tomar la señal y en previo acuerdo con el operador del equipo, en todo caso, esta información deberá ser considerada desde el inicio del proyecto e incluida en el diseño de ingeniería secundaria del nuevo proyecto de generación, según los resultados del Estudio de Conexión.

La acción de la operación de la protección anti-isla debe ser ejecutada sobre el equipo del corte del PC para el caso de sistemas de generación; para el caso de autogeneradores, la acción de la operación de la protección anti-isla deberá ser ejecutada sobre el equipo de corte que puede estar en el PC o al interior del sistema de generación.

El promotor del proyecto de generación es responsable de realizar estudios, gestión, implementación, ajuste y desempeño de la protección anti-isla y las protecciones adicionales en el PC.

De acuerdo con el RETIE, se debe disponer de por lo menos los siguientes mecanismos de protección: El inversor debe permitir que el generador cese la energización de la red del operador de red local en un tiempo no mayor a 2,0 s contados a partir de la pérdida de la tensión de la red.

6.2 Sistema de interrupción

Todo sistema de generación conectado al nivel de tensión 4 o superior deberá disponer de una bahía de generación con interruptor de potencia con la capacidad de abrir ante las máximas corrientes de cortocircuito en el PC.

Para el caso de sistemas de generación que compartan activos de conexión se debe disponer de un interruptor de potencia en la FC y para cada planta o UG se deben definir los elementos de corte que permitan la desconexión selectiva y coordinada de los sistemas de generación ante fallas.

Para los autogeneradores el equipo de corte puede estar en un lugar y/o nivel de tensión diferente al PC con el OR, en cuyo caso las protecciones deberán emitir un disparo tripolar transferido (DDT) al equipo de corte del sistema de generación; el cual debe recibir las señales del DDT para reproducir su propia apertura. La comunicación de la señal de disparo deberá ser duplicado y el tiempo de apertura del interruptor no deberá ser mayor de 100 ms. En caso de islas planeadas se deberá validar en la matriz de disparo las funciones de protección que emitan disparo al equipo de corte.

6.3 Sistema de puesta a tierra

El diseño de la puesta a tierra de instalación de todo sistema de generación incluyendo el PC, además de cumplir con los requerimientos técnicos del RETIE, debe considerar en combinación con los sistemas de protección propuestos el despeje oportuno de todo tipo de fallas a tierra.

Sistemas de generación conectados al STN se deberán conectar al sistema de potencia a través de transformadores con aterrizamiento en el lado de Alta Tensión (AT) para garantizar aporte de secuencia cero al sistema de potencia durante fallas. Para el caso de sistemas de generación conectados al STR, la conexión en AT de los transformadores podrá ser con y sin aporte de secuencia cero en el PC, se deberá evaluar, y en caso de ser necesario, se deberá proveer un mecanismo para despejar fallas a tierra¹⁵ alimentadas desde la fuente de generación que permita la detección de fallas a tierra en el PC y que coordine con la red existente.

Para autogeneradores conectados al nivel 4 o superior, con la conexión existente de los transformadores de carga, se deberá contar en el PC de un esquema de protección que permita el despeje de fallas entre fases y a tierra en el elemento protegido y que coordine con la red existente.

6.4 Servicios Auxiliares

Todo sistema de generación conectado en el nivel de tensión 4 o superior deberán disponer de al menos un esquema de alimentación de respaldo que garanticen la correcta operación de los equipos de protección y control durante fallas, incluso ante ausencia de tensión del alimentador principal.

Para conexiones en el nivel de tensión 4 o superior, las fuentes de alimentación de servicios auxiliares deben ser independientes para cada subestación, es decir, la alimentación de los servicios auxiliares del sistema de generación no pueden ser compartidos con los servicios auxiliares de una subestación del STR o del STN, según aplique.

7. Sistemas de protección para proyectos de generación conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 o SDL.

Para sistemas de generación síncronos conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 se definieron requisitos de protecciones independiente de su capacidad instalada o nominal; para generadores de inducción se definieron requisitos por

¹⁵ Evaluar con el OR la conveniencia de implementar una protección de sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N) en el PC.

capacidad instalada o nominal: menores o iguales a 0.25 MW y mayores a 0.25 MW; y para generadores basados en inversores y frecuencia variable también se definieron requisitos de protecciones por capacidad instalada o nominal¹⁶: menor o igual a 0.25 MW, mayor a 0.25 MW y menor 1 MW, mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW y mayor o igual a 5 MW. La capacidad total de potencia en MW que se conecta a un nodo eléctrico puede ser una sola UG o la suma agregada de todos los recursos de generación en el mismo punto eléctrico de conexión.

Para el caso de instalaciones de generación que compartan activos de conexión, cada planta o unidad individual debe detectar las fallas dentro de su propio sistema de generación y, además, debe validar que los ajustes de protecciones coordinen con las demás plantas o unidades individuales conectadas en la frontera compartida (FC) y con la red existente.

Sin exceder los límites de capacidad instalada o nominal establecidos por la regulación vigente¹⁷, para los sistemas de generación *mayores a 10 kW* y con conexiones monofásicas (una fase y neutro), monofásicas trifilares (dos fases y neutro) o tetrafilares (tres fases y neutro), conectados al nivel de tensión 1 se debe validar con el OR el balance de las cargas en los circuitos del nivel 1 e impacto en el desbalance por el circuito de neutro originados por la conexión de inversores por fases. Inversores con capacidad máxima de 10 kW por cada fase se podrán conectar sin requerir la validación de corriente de desbalance por el circuito de neutro.

En las Tabla 4 - Tabla 7 se presentan las funciones de protección mínimas requeridas para la conexión de sistemas de generación según la tecnología. Se aclara que no todas las funciones de protección requeridas para proteger un generador son mostradas en las tablas, es responsabilidad del promotor del proyecto instalar todas las funciones de protección requeridas para proteger su sistema de generación. Tener en cuenta, que el EACP debe incluir el detalle de ajuste y coordinación de todas las funciones y lógicas de protección habitadas en los esquemas disponibles, ya sea por cumplimiento de este Acuerdo o adicionales que considere pertinente habilitar el promotor del proyecto para proteger el sistema de generación.

Para cualquier tipo de tecnología de generación, la pérdida de tensión en los relés de protección deberá estar señalizada para tomar acciones inmediatas para la recuperación de la señal de tensión, en caso contrario, se deberá implementar un disparo tripolar al sistema de generación ante la señal de pérdida de tensión.

¹⁶ Estos rangos cubren lo definido en la resolución CREG 174 de 2021. Para el rango entre 0.1 y 0.25 MW se definió que los requisitos de protecciones serán los mismos requisitos que para sistemas de generación menores a 0.1 MW.

¹⁷ Resolución 174 de 2021, artículo 6, o aquella que la modifique o sustituya.

Para el caso de sistemas de generación que compartan activos de conexión, los requerimientos de protecciones del PC deben implementarse en la FC, cumpliendo los criterios indicados para cada tecnología tanto en la FC como en el generador, según aplique.

7.1 Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas de generación síncronos y de inducción

Todo sistema de generación síncronos y de inducción conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3, independiente de su capacidad instalada o nominal, deberá disponer de esquemas de protección para proteger la instalación del generador y su PC con el SDL, los cuales deberán ser selectivos y coordinar con la red existente, es decir, que una falla al interior del sistema de generación sea despejada por las protecciones propias y no por las protecciones del área de influencia. En la Tabla 4 y Tabla 5 presentan las funciones de protección mínimas requeridas para la conexión de sistemas de generación síncronos y de inducción.

Tabla 4. Funciones de protección mínimas en sistemas de generación síncronos

Función de Protección	PC	UG	Notas
Sistema de Sincronización (ANSI 25)			<i>j</i>
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		<i>k</i>
Sobrecorriente de secuencia negativa (ANSI 46)		X	
Sobrecorriente de fases y tierra	X		<i>l</i>
Sobrecorriente controlada por tensión (ANSI 51V)		X	
Sobretensión (ANSI 59)		X	
Sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N)	X		<i>n</i>
Pérdida de paso (ANSI 78)		X	<i>o</i>
Pérdida de campo (ANSI 40)		X	
Frecuencia (ANSI 81U/O)		X	<i>p</i>
Anti-isla			<i>q</i>
Verificación de sincronismo	X		<i>r</i>

Espacio NO marcado con X en las tablas: Requisito que puede aplicar en la UG o en el PC.

Tabla 5. Funciones de protección mínimas en sistemas de generación de inducción¹⁸

Función de Protección	PC	UG	Notas
Bajatensión (ANSI 27)	X		<i>m</i>
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		<i>k</i>
Sobrecorriente de fases y tierra	X		<i>l</i>
Sobretensión (ANSI 59)		X	
Sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N)	X		<i>n</i>

¹⁸ Para sistemas de generación de inducción menores a 0.25 MW las protecciones y el equipo de corte pueden estar en el PC o en el nivel de la UG.

Función de Protección	PC	UG	Notas
Frecuencia (ANSI 81U/O)		X	p
Anti-isla			q

Espacio NO marcado con X en las tablas: Requisito que puede aplicar en la UG o en el PC.

7.2 Funciones de protección mínimas en PC o UG para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable.

Los requisitos de protecciones para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable se presentan por capacidad instalada o nominal:

- **Menores o iguales a 0.25 MW (≤ 0.25 MW):** Sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3.
- **Mayores a 0.25 MW y menores a 5 MW ($0.25 \text{ MW} < P < 5 \text{ MW}$):** Sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 deberán disponer de un esquema de protección para proteger la instalación del generador y su PC con el SDL, los cuales deberán ser selectivos y coordinar con la red existente, es decir, que una falla al interior del sistema de generación sea despejada por las protecciones propias y no por las protecciones del área de influencia.
- **Mayores o iguales a 5 MW ($P \geq 5 \text{ MW}$):** Sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 deberán disponer de esquemas de protección¹⁹ tanto para proteger la instalación del generador, sus equipos de conexión como para proteger su PC con el SDL, los cuales deberán ser selectivos y coordinar con la red existente, es decir, que una falla al interior del sistema de generación sea despejada por las protecciones propias y no por las protecciones del área de influencia.

En la Tabla 6 y Tabla 7 se presentan las funciones de protección mínimas requeridas para la conexión de sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable.

Tabla 6. Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable de capacidad instalada o nominal $\leq$ a 0.25 MW

¹⁹ La protección de respaldo, incluyendo protección ANSI 50BF, en el PC podrán ser exigidas por el OR cuando el PC del sistema de generación o autogeneración es directo en barras de la subestación del SDL, siempre y cuando esta subestación cuente ya con esquemas de protección principal y de respaldo en las demás bahías, puesto que ante la indisponibilidad de la protección principal y falla en el elemento protegido implicaría la desconexión de toda la barra, afectando esa porción de la red del SDL.

Anexo 1: Requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el Sistema Interconectado Nacional colombiano

Subcomité de Protecciones



Función de Protección	PC	UG	Notas
Bajatensión (ANSI 27)		X	m
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		k
Sobrecorriente de fases y tierra			l
Sobretensión (ANSI 59)		X	m
Frecuencia (ANSI 81U/O)		X	p
Anti-isla		X	q
Verificación de sincronismo			r

Espacio NO marcado con X en la tabla: Requisito que puede aplicar en la UG o en el PC.

Tabla 7. Funciones de protección mínimas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable de capacidad instalada o nominal mayor > 0.25 MW

Función de Protección	PC	UG	Notas
Bajatensión (ANSI 27)	X		m
Sobrepotencia adelante (ANSI 32)	X		k
Sobrecorriente de fases y tierra	X		l
Sobretensión (ANSI 59)	X		m
Sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N)	X		n
Frecuencia (ANSI 81U/O)	X		p
Anti-isla	X		q
Verificación de sincronismo			r

Espacio NO marcado con X en la tabla: Requisito que puede aplicar en la UG o en el PC.

Notas relacionadas en las Tablas:

- j. En generadores síncronos el sistema de verificación de sincronismo disponible en la UG deberá comprobar condiciones de sincronismo en dos fases.
- k. Aplica solo para autogeneradores con y sin entrega de excedentes a la red. La medida de entrega de excedentes a la red debe ser en el PC o en mismo nivel de tensión del PC y la limitación de la potencia debe implementarse en los sistemas de medida, control y/o protección del equipo; la función debe estar en capacidad de limitar la potencia entregada a la red o desconectar al autogenerador del sistema, según las condiciones pactadas con el OR. En caso, que el autogenerador declare y tenga autorizado por el OR la entrega de excedentes a la red del total de su capacidad instalada, no se requiere esta protección.

El requerimiento de medir en el PC o en el mismo nivel de tensión del PC es con el fin de obtener los excedentes reales de potencia que podría

entregar un autogenerador a la red del OR. Sin embargo, en caso de que se presente la conexión del autogenerador al PC mediante un transformador bidevanado, o tridevanados con terciario no cargado, y se garantice que aguas arriba de este transformador y hasta el PC no existe más generación conectada, se aceptará utilizar la medida de baja del transformador para el esquema de implementación de la función ANSI 32, dado que la limitación de potencia en dicho punto limitaría a su vez la entrega de potencia en la frontera comercial. Este esquema debe ser presentado al OR para su validación.

En el caso de presentarse un cambio al interior de la instalación que impacte el cumplimiento del propósito de la función ANSI 32, se debe tomar un nuevo punto de medida donde se cumpla su propósito de la función.

- l. La función de sobrecorriente que se implemente deberá estar en capacidad de interrumpir los aportes de corrientes de corto circuito de la red ante fallas en el sistema de generación o autogeneración y debe coordinar con las protecciones del sistema de potencia. Considerando los resultados de la coordinación de protecciones para detectar fallas internas al sistema de generación y externas a la red, en previa gestión y coordinación operativa con el OR se podrán solicitar funciones de sobrecorriente direccionales o no direccionales en el PC.

Para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable los relés de *sobrecorriente controlados por tensión* tienen la ventaja, con respecto a los relés de sobrecorriente de otras características, de ser ajustados para detectar corrientes de falla cercanas a la corriente nominal porque estas tecnologías no superan 1.1 p.u. de corriente nominal de aporte a la falla. Las medidas de corriente para las funciones de sobrecorriente deben ser tomadas de los núcleos de protección.

- m. La medición para las funciones de protección de tensión para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable deberá ser fase-tierra, en cada una de las tres fases, y la activación de la protección deberá ser de fase segregada o trifásica para la función ANSI 27, según aplique²⁰, y trifásica siempre para la función ANSI 59, por lo tanto, se requiere instalación de un PT en cada fase. Para capacidades menores a 0.25 MW la medición puede ser fase-fase o fase-tierra, según diseño del inversor. Para

²⁰ En el SDL es posible ajustar funciones ANSI 27 con operación trifásica en bahías de línea y transformadores siempre y cuando la conexión sea directa a una barra y se cuente con esquemas de protección principal y respaldo suficientes que no dependan de la función ANSI 27 para detectar y despejar en tiempos de protecciones principales y de respaldo.

otras tecnologías de generación se puede considerar medición de tensión F-F o F-T.

- n. Cuando se realiza la conexión de sistemas de generación con la red del SDL mediante un transformador delta o estrella no aterrizada en el PC y la red del OR es aislada (sin referencia a tierra), se deberá disponer de una protección de sobretensión de secuencia cero (ANSI 59N) para detectar fallas a tierra. En caso de no usar la función ANSI 59N se debe proponer un esquema de protección para detectar y despejar fallas a tierra en sistemas de potencia aislados. Esta protección deberá estar coordinada con las demás protecciones de la red.

Cuando se realiza la conexión de sistemas de generación con la red del SDL mediante un transformador delta o estrella no aterrizada en el PC y la red del OR cuenta con referencia a tierra, la función 59N puede usarse como respaldo ante fallas externas desbalanceadas y debe garantizarse la coordinación con las demás funciones de protección y con las curvas FRT, cuando aplique.

- o. En sistemas de generación síncronos menores a 5 MW, y conectados a los niveles de tensión 2 y 3 la protección, de pérdida de paso y pérdida de campo es opcional.
- p. La medición para la función de protección de frecuencia puede ser monofásica.
- q. Sistemas de generación conectados a niveles de tensión 1, 2 y 3 mayores a 1 MW deberán disponer de una protección anti-isla²¹ principal y respaldo, menores o iguales a 1 MW no es necesario el respaldo. Según el tipo de esquema anti-isla²² para sistemas de generación y autogeneración mayores a 1 MW se deberá considerar:

²¹ De acuerdo al RETIE, Artículo 3.17.21. Inversores, literal j, numeral 1, se debe disponer de por lo menos los siguientes mecanismos de protección: El inversor debe permitir que el generador cese la energización de la red del operador de red local en un tiempo no mayor a 2,0 s contados a partir de la pérdida de la tensión de la red.

Para las demás tecnologías de generación mantener las recomendaciones del tiempo de la IEEE 1547 de 2018 indica que “para *islas no intencionales en el cual un recurso de generación distribuido (DER) energice una porción de la red, el DER debe detectar la isla, cesar de energizar y disparar con un retardo máximo de hasta 2 seg*”. Este mismo estándar indica que este tiempo puede ser extendido hasta 5 segundos con previo acuerdo con el OR.

²² No se recomienda implementar esquemas tipo Vector Shift porque podría operar ante cambios súbitos en la impedancia del sistema eléctrico de la potencia.

- ✓ Donde sea técnicamente viable²³ considerar un esquema intertrip como protección anti-isla principal y la función ROCOF como función de respaldo. En caso de usar la función ROCOF como protección anti-isla, se deberá ajustar el valor indicado por el CND en los estudios eléctricos²⁴, con temporización mínima de 250 ms²⁵.
- ✓ Donde no sea técnicamente viable el intertrip, considerar un esquema con la función ROCOF²⁶ como principal y una función activa basada en realimentación positiva²⁷ como respaldo a nivel de inversor u otro tipo esquema para el caso de generadores síncronos y de inducción.
- ✓ La protección anti-isla tipo ROCOF se deberá implementar en el PC para generadores; para el caso de los autogeneradores podrá implementarse en PC o en el mismo nivel de tensión del PC.

Para sistemas de autogeneración conectados a niveles de tensión 1, 2 y 3 se requiere que el promotor evalúe la posibilidad de formación de islas internas no intencionales y, en caso de materializarse, se deberá tener protección anti-isla en el PC o el mismo nivel de tensión del PC y en la UG.

Para la implementación del Intertrip, la posición del interruptor se podrá tomar de la salida del relé, del gabinete o MK en el patio o de la salida del interruptor, según disponibilidad para tomar la señal y en previo acuerdo con el operador del equipo, en todo caso, esta información deberá ser considerada desde el inicio del proyecto e incluida en el diseño de ingeniería secundaria del nuevo proyecto de generación, según los resultados del Estudio de Conexión.

Si el sistema de generación se va a conectar a un circuito que tenga activo un esquema de recierre, los tiempos de operación de la protección anti-

²³ Se refiere a que cuente con las comunicaciones necesarias para la implementación del esquema.

²⁴ Este valor será el definido por el CND. El CND evalúa y publica periódicamente el valor de ajuste mínimo de ROCOF, el último valor calculado y vigente es 2 Hz/s.

²⁵ Este valor puede ser reajustado en común acuerdo entre OR y agente generador, según resultados de análisis de eventos postoperativos.

²⁶ El desempeño de la función anti-isla se puede ver afectado cuando se presenta un balance carga-generación en la red aislada o cuando se dispongan sistemas de generación conectados en paralelo a un mismo ramal, ya sean de diferente tecnología (inversores, síncronos, inducción, entre otros) o inversores de diferentes fabricantes, por esta razón es necesario también contar con una protección activa a nivel de inversor.

²⁷ La realimentación positiva es una función propia de los inversores y solo aplica para este tipo de generación, por tanto, no aplica para generadores síncronos y de inducción.

isla se deberán coordinar (y ser menores) con los tiempos de operación del recierre y el OR le indicará los tiempos del recierre.

- r. Esta lógica de control y/o protección chequea que previo a la conexión del sistema de generación con el SDL se verifiquen condiciones seguras de cierre o energización en el PC en las tres fases con la red del OR²⁸, permitiendo contar con un sistema de detección de tensión en el PC a fin de no permitir el cierre del interruptor de interconexión cuando el circuito del OR esté desenergizado.

El promotor del proyecto debe tomar todas las medidas necesarias para garantizar que la energización del sistema de generación se ejecute con la validación de las condiciones de sincronización para evitar daños irreversibles en las unidades de generación.

Para el caso de autogeneradores donde las unidades de generación estén conectadas en un nivel de tensión diferente al PC, específicamente en transformadores utilizados conjuntamente para atender demanda y generación, la verificación de sincronismo puede implementarse a nivel de UG (inversores), ya que estos equipos deben cumplir con estándar IEEE 1547 o IEC 62109 y la función de sincronismo estaría cubierta en el *numeral* 5.1.2 *Synchronization*.

En caso de que el sistema de generación disponga de re-energización automática²⁹, se deberán coordinar entre OR y promotor del proyecto las condiciones técnicas y operativas para que la re-energización del sistema de generación se ejecute de forma segura para el SDL; es decir, el sistema de generación se podrá re-energizar, si y solo si, se detecta tensión en las tres fases del circuito³⁰ o barra y/o secuencia de fase en rangos normales de operación, según tecnología de generación.

²⁸ CREG 070 de 1998, define “g) la unidad generadora deberá contar con un sistema de detección de tensión a fin de no permitir el cierre del interruptor de interconexión cuando el circuito del OR esté desenergizado”.

²⁹ Re-energización automática luego de activación de curva (FRT) o luego de falla. El tiempo de reconexión automática típicamente se ajusta entre 3 – 5 minutos después se detectan condiciones normales de operación en la red.

³⁰ El valor de tensión será definido entre el OR y el promotor del proyecto.

7.3 Ajustes requeridos para las funciones de protección sistémicas para generadores conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3.

En la Tabla 8 se presentan los ajustes requeridos para las funciones de protección sistémicas en generadores síncronos y de inducción de cualquier capacidad instalada o nominal conectados al SDL.

Tabla 8. Ajuste de protecciones sistémicas para generadores síncronos conectados al SDL

FUNCIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN	OBSERVACIONES
Etapas 1: Bajatensión (ANSI 27)*	0.8 p.u.	10 -15 s	Actuación con medida trifásica y tensiones F-F
Etapas 2: Bajatensión (ANSI 27)*	0.6 p.u.	5 s	Actuación con medida trifásica y tensiones F-F
Etapas 1: Sobretenensión (ANSI 59)	1.12-1.2 p.u.	5-10 s	Actuación con medida trifásica y tensiones F-F
Etapas 2: Sobretenensión (ANSI 59)	1.3 p.u.	0.5 s	Actuación con medida trifásica y tensiones F-F
Sobrefrecuencia (ANSI 81 U/O)	--	--	Ajustados según regulación vigente ³¹

(*) La función ANSI 27 no es necesaria para generadores síncronos, en caso de implementarse se deberá cumplir con los ajustes indicados en la tabla.

Tabla 9. Ajuste de protecciones sistémicas para generación basada en inversores y frecuencia variable de capacidad instalada o nominal ≤ 0.25 MW conectados al SDL

FUNCIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN
Etapas 1: Bajatensión (ANSI 27)	0.85 p.u.	2 s
Etapas 2: Bajatensión (ANSI 27)*	0.5 p.u.	≥ 0.2 s
Etapas 1: Sobretenensión (ANSI 59)	≥ 1.15 p.u.	2 s
Etapas 2: Sobretenensión (ANSI 59)	≥ 1.2 p.u.	0.1 s - 0.2 s
Bajafrecuencia (ANSI 81 U)	57 Hz	0.2 s
Sobrefrecuencia (ANSI 81 O)	63 Hz	0.2 s

(*) La función ANSI 27 deberá garantizar la protección del inversor y coordinada con los tiempos de operación de las funciones de sobrecorriente en la zona de influencia.

Tabla 10. Ajuste de protecciones sistémicas para generadores basados en inversores y frecuencia variable de capacidad instalada o nominal > 0.25 MW conectados al SDL

³¹ Código de operación sección "2.2.5 Ajustes de los relés de frecuencia de las unidades de generación del SIN".

FUNCIÓN	AJUSTE	TEMPORIZACIÓN	OBSERVACIONES
Etapas 1: Bajatensión (ANSI 27)	0.8 p.u.	<u>Ver nota</u>	Actuación con medida segregada por fase y tensiones F-T
Etapas 2: Bajatensión (ANSI 27)	0.6 p.u.	<u>Ver nota</u>	Actuación con medida segregada por fase y tensiones F-T
Etapas 1: Sobretensión (ANSI 59) **	1.15 p.u.	2.5 s	Actuación con medida trifásica
Etapas 2: Sobretensión (ANSI 59)	1.25 p.u.	0.5 s	Actuación con medida trifásica
Bajafrecuencia (ANSI 81 U)	57 Hz	0.2 s	Actuación tensiones F-T
Sobrefrecuencia (ANSI 81 O)	63 Hz	0.2 s	Actuación tensiones F-T

(**) Se recomienda que la medida de la función ANSI 59 sea con tensiones F-F, siempre y cuando la tecnología del relé lo permita; en caso de no ser posible, se podrá tomar la medida de tensión F-T, siendo esta última más susceptible a fenómenos sistémicos.

Nota:

En la Tabla 9 y Tabla 10 se presentan los ajustes para las funciones de protección sistémicas de los generadores basados en inversores y frecuencia variable conectados al SDL. Para el ajuste de las funciones de tensión tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- **Capacidad instalada o nominal ≤ 0.25 MW:** aplican valores recomendados en la tabla.
- **Capacidad instalada o nominal entre $0.25 \text{ MW} < P < 5 \text{ MW}$:** definir los umbrales de ajuste de la función ANSI 27 considerando las verificaciones y resultados del EACP, en previo acuerdo con el OR. Además, para los generadores entre 1-5 MW, validar que el ajuste propuesto sea por fuera de las curvas de depresiones de tensión (LVRT, por sus siglas en inglés) y sobretensiones (HVRT, por sus siglas en inglés) de los inversores y permitir el reingreso según capacidad de la planta definida en la regulación vigente, CREG 101-011 de 2022 o aquella que la modifique o sustituya.

Cuando se ajuste la función ANSI 27 con activación trifásica el ajuste recomendado para la etapa más rápida debe ser una temporización mayor o igual a 3 segundos. En caso de estar habilitada la función ANSI 27 a nivel de inversor (control) deben estar armonizadas con lo expuesto y evitar el disparo físico de planta por anticipado, lo que significa que la temporización del PC debe ser mayor a la temporización del inversor.

- **Capacidad instalada o nominal $\geq 5 \text{ MW}$:** definir los umbrales de ajuste de las funciones ANSI 27/59 considerando las verificaciones y resultados del EACP, en previo acuerdo con el OR. Además, validar que el ajuste

propuesto sea por fuera de las curvas de depresiones de tensión (*LVRT*, por sus siglas en inglés) y sobretensiones (*HVRT*, por sus siglas en inglés) de los inversores y permitir el reingreso según capacidad de la planta definida en la regulación vigente, CREG 148 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya. Los valores de las funciones de tensión deben ser acordados con el OR.

Cuando se ajuste la función ANSI 27 con activación trifásica el ajuste recomendado para la etapa más rápida debe ser una temporización mayor o igual a 3 segundos. En caso de estar habilitada la función ANSI 27 a nivel de inversor (control) deben estar armonizadas con lo expuesto y evitar el disparo físico de planta por anticipado, lo que significa que la temporización del PC debe ser mayor a la temporización del inversor.

7.4 Sistema de interrupción

Todo sistema de generación conectado a los niveles 1, 2 y 3 deberán disponer de un equipo de interrupción o corte con la capacidad de abrir ante las máximas corrientes de cortocircuito. En la Tabla 11 - Tabla 14 se presentan los requisitos de los equipos de corte según el tipo de tecnología.

Previo a la conexión de un autogenerador al SIN se debe garantizar que existe un equipo de maniobra y corte ubicado en el PC de la carga existente, o en acople físico con el SDL. Dicho equipo debe coordinar con las protecciones del OR y cumplir con la capacidad de interrupción requerida por el nivel de cortocircuito presente en el PC. Posterior a la conexión del sistema de autogeneración dentro de la red industrial, se deben conservar las condiciones de coordinación y la capacidad de interrupción del equipo de corte, asegurando su conformidad con los parámetros eléctricos y normativos aplicables.

Tabla 11. Requisitos equipos de corte para sistemas de generación/autogeneración síncronos

Capacidad instalada o nominal	Equipo de Corte	Notas
$P \leq 0.25 \text{ MW}$	Interruptor termomagnético o Interruptor con unidades de disparo	<i>s</i>
$0.25 \text{ MW} < P < 1 \text{ MW}$	Interruptor con unidades de disparo, Reconectador o Interruptor de potencia	<i>t</i>
$P > 1 \text{ MW}$	Reconectador o Interruptor de potencia	<i>u</i>

Tabla 12. Requisitos equipos de corte para sistemas de generación/autogeneración de inducción

Capacidad instalada o nominal	Equipo de Corte	Notas
$P \leq 0.25 \text{ MW}$	Interruptor termomagnético o	<i>s</i>

Capacidad instalada o nominal	Equipo de Corte	Notas
	Interruptor con unidades de disparo	
$0.25 \text{ MW} < P < 1 \text{ MW}$	Interruptor con unidades de disparo, Reconectador o Interruptor de potencia	<i>t</i>
$P > 1 \text{ MW}$	Reconectador o Interruptor de potencia	<i>u</i>

Tabla 13. Requisitos equipos de corte para sistemas de generación basados en inversores y de frecuencia variable

Capacidad instalada o nominal	Equipo de Corte	Notas
$P \leq 0.25 \text{ MW}$	Interruptor termomagnético o Interruptor con unidades de disparo	<i>v</i>
$0.25 \text{ MW} < P < 1 \text{ MW}$	Interruptor con unidades de disparo, Reconectador o Interruptor de potencia	<i>t</i>
$P \geq 1 \text{ MW}$	Reconectador o Interruptor de potencia	<i>u</i>

Tabla 14. Requisitos equipos de corte para sistemas de autogeneración basados en inversores y de frecuencia variable

Capacidad instalada o nominal	Equipo de Corte	Notas
$P \leq 0.25 \text{ MW}$	Interruptor termomagnético o Interruptor con unidades de disparo	<i>v</i>
$0.25 \text{ MW} < P < 1 \text{ MW}$	Interruptor con unidades de disparo, Reconectador o Interruptor de potencia	<i>t</i>
$1 \text{ MW} \leq P < 5 \text{ MW}$	Interruptor con unidades de disparo, Reconectador o interruptor de potencia	<i>w</i>
$P \geq 5 \text{ MW}$	Reconectador o Interruptor de potencia	<i>u</i>

Notas relacionadas en la tabla:

- s. El equipo de corte de generadores debe estar en el PC; para autogeneradores el equipo de corte pueden estar en el PC, en el mismo nivel de tensión del PC o en el nivel de tensión la UG.
- t. El equipo de corte de generadores debe estar en el PC o en el mismo nivel de tensión del PC, en caso que este equipo no este instalado directamente en el PC se deberá instalar físicamente otro elemento de corte para despejar fallas entre el PC y el equipo de corte. Las características técnicas del equipo de corte del PC deberán ser definidas y acordadas con el OR.

El equipo de corte de autogeneradores podrán estar instalados en un lugar diferente al PC con el OR, y la actuación de alguna función de protección deberán emitir disparo tripolar transferido (DDT) al equipo de

corte del sistema de generación que podrá estar, incluso, a nivel de inversor y recibirá las señales del DDT para reproducir su propia apertura. Para este rango de potencia es permitido contar con la instalación de los fusibles existentes en el PC o en el acople físico entre el sistema de generación con el SDL, siempre y cuando el fusible se encuentre coordinado con las protecciones del OR y cumpla con la capacidad de corto circuito.

- u. Para generadores este requerimiento se debe cumplir en el PC; para autogeneradores en el PC o en el mismo nivel de tensión del PC. El uso del reconectador o interruptor de potencia dependen de los resultados del nivel de cortocircuito disponibles en los resultados del estudio de conexión y de la evaluación conjunta con el OR que otorga el PC con los demás equipos de corte existentes en la barra y/o zona de influencia.
- v. La protección principal y el equipo de corte podrá estar integrada en el propio equipo de generación o en el inversor, siempre y cuando se cuente con certificado de conformidad por entidad reconocida de acuerdo al UL 1741 o IEC 62109, las cuales reúnen los requisitos de las protecciones principales.
- w. Para los autogeneradores el equipo de corte puede estar en un lugar y/o nivel de tensión diferente al PC con el OR, en cuyo caso las protecciones deberán emitir un disparo tripolar transferido (DDT) al equipo de corte del sistema de generación; el cual debe recibir las señales del DDT para reproducir su propia apertura. La comunicación de la señal de disparo deberá ser duplicado y el tiempo de apertura del interruptor no deberá ser mayor de 100 ms. Para este rango de potencia es permitido contar con la instalación de los fusibles existentes en el PC o en el acople físico entre el sistema de generación con el SDL, siempre y cuando el fusible se encuentre coordinado con las protecciones del OR y cumpla con la capacidad de corto circuito

7.5 Sistema de puesta a tierra:

El diseño de la puesta a tierra de instalación de todo sistema de generación incluyendo el PC, además de cumplir con los requerimientos técnicos del RETIE, debe considerar en combinación con los sistemas de protección propuestos, el despeje oportuno de todo tipo de fallas a tierra.

La conexión de sistemas de generación basados en inversores no deberá aportarán corrientes de secuencia cero ante fallas a tierra en la red del OR, para ello el devanado de alta de los transformadores de acoplamiento entre el sistema de generación con la red del OR, deberán disponer de un grupo de conexión con delta o “Y” no aterrizado.

7.6 Servicios Auxiliares

Para todos los equipos de protección, control y equipos de interrupción alimentados con corriente alterna – AC o corriente directa DC, deberán disponer de fuentes de alimentación que garanticen la operación de los equipos de protección y control durante fallas ante la pérdida de la alimentación principal. Para sistemas de generación mayores o iguales a 5 MW la fuente de alimentación deberá ser propia.

8. Equipos de registro de eventos

Para sistemas de generación mayores a 1 MW deben disponer de registro cronológico de eventos (SOE). El SOE debe capturar el cambio de estado del equipo de corte, y el arranque y disparo de los sistemas de protección con resolución de 1 ms³².

Para sistemas de generación mayores a 5 MW se debe disponer de registros oscilográficos de los sistemas de protección en formato COMTRADE con las señales análogas de tensión y corriente por fase y con las señales digitales de arranque y disparo de los sistemas de protección. Los registros oscilográficos de los equipos de protección deben capturar eventos con un tiempo mínimo de pre-falla de 500 ms y de post-falla sea mayor a 2 segundos, para el nivel de tensión 4 o superior, y 1 segundos, para los niveles de tensión 1, 2 y 3, además, contar con una resolución mínima de muestreo de 960 Hz y almacenar mínimo 8 registros.

Para sistemas de generación mayores a 5 MW el error máximo de sincronización del SOE y/o registros oscilográficos (relés de protección y registradores de falla) no deberá ser superior a ± 200 ms³³. El OR, TN o CND podrán solicitar al generador la información técnica para análisis de los eventos. Los relés de protección deben estar sincronizados con la hora oficial colombiana.

Para el caso de instalaciones de generación que compartan activos de conexión se debe disponer de un registro cronológico de eventos (SOE) y de un sistema de registro oscilográfico, tanto en la FC como en cada sistema de generación, independiente de su capacidad instalada o nominal.

³² Valor referenciado de la resolución CREG 025 de 1995.

³³ Margen de error acordado en el Subcomité de protecciones, Acta 67 del 22 de septiembre de 2017.

9. Pruebas

En cumplimiento de la regulación vigente, en el anexo 2 de este Acuerdo CNO se detallan las pruebas de protecciones que deben realizarse sobre los siguientes sistemas de generación:

- **Resolución CREG 148/21:** Sistemas de generación basados en inversores con capacidad efectiva neta mayores a 5 MW, conectados al SDL.
- **Resolución CREG 174/21:** sistemas de autogeneración a pequeña escala y gran escala con potencia máxima declarada menor a 5 MW y generación distribuida al SIN.
- **Resolución CREG 011/22:** Sistemas de generación basados en inversores con capacidad efectiva neta igual o mayor 1 MW y menor a 5 MW, conectados al SDL.

El alcance de la auditoria de las pruebas de protecciones requerido en las regulaciones descritas será el indicado en los anexos 2 y 3 del presente acuerdo, según se indica a continuación:

- ✓ Revisar resultados de las pruebas funcionales a las protecciones del PC o mismo nivel de tensión del PC definidos en el anexo 2.
- ✓ Revisar el diligenciamiento y visto bueno de la lista de verificación definidos en el anexo 3.

Tener en cuenta el cumplimiento a las pruebas y verificación del correcto funcionamiento de las protecciones, acorde a lo solicitado en el RETIE, así como, dejar los registros que permitan conocer la trazabilidad de estas.

10. Lista de verificación

En el anexo 3 de este Acuerdo CNO se presenta la lista de verificación de requisitos de protecciones para sistemas de generación conectados a los niveles de tensión 1, 2 y 3 del SIN colombiano. Esta lista aplica para todos los requisitos detallados en el ítem 7 de este Acuerdo y para cada caso deberán diligenciarse los campos que apliquen, según el tipo de tecnología, capacidad y nivel de tensión.

11. Referencias

La información de referencia y el soporte técnico de este Acuerdo se encuentra descrito en el documento “Soporte técnico Acuerdo CNO vigente”.