
REQUISITOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN BASADOS EN INVERSORES CONECTADOS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL

GERENCIA CENTRO NACIONAL DE DESPACHO
Julio de 2020

Contenido

ANTECEDENTES	1
DEFINICIONES	2
APLICACIÓN Y CONSIDERACIONES GENERALES	4
REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS PARA LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN BASADA EN INVERSORES MAYORES O IGUALES A 5 MW EN EL SDL	6
1. Rangos de operación en frecuencia	6
2. Potencia activa - control de frecuencia	6
3. Requerimiento de rampas operativas de entrada y salida	7
4. Control de tensión	8
5. Capacidad de potencia reactiva	8
6. Comportamiento ante fallas	9
7. Inyección de corriente reactiva adicional	10
8. Supervisión, Control y Comunicaciones	11
• Requerimientos supervisión de variables eléctricas	11
• Requerimientos de supervisión de variables meteorológicas	13
• Requerimientos de control	14
• Requerimientos calidad y disponibilidad	14
9. Protecciones	15
10. Pronósticos de generación	16
• Pronósticos de generación semanal	16
• Pronósticos de generación para el despacho y redespacho	16
• Pronósticos de generación para tiempo real	16
11. Series históricas para el planeamiento operativo energético de fuentes eólica y solares	16
12. Coordinación de Mantenimientos	17
13. Oferta de precios y declaración de disponibilidad	17

14. Redespacho	17
• Causales de redespacho	17
15. Modelos de simulación	18
• Modelos de simulación eléctrica preliminares	18
• Modelos de simulación eléctrica validados	18
16. Pruebas	18
17. Fraccionamiento de plantas:	19
18. Entrada en operación comercial	19

REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS PARA LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN BASADA EN INVERSORES MENOR A 5 MW EN EL SDL

20

Antecedentes	20
• Información	20
• Visibilidad	20
• Pronósticos	21
• Estimación de estado	21
• Requisitos técnicos	21
1. Rango de operación en frecuencia	23
Justificación	23
2. Soportabilidad ante desviaciones de tensión	25
Justificación	27
3. Supervisión	28
4. Protecciones	29
5. Requerimiento de información para el Planeamiento Operativo	29
6. Oferta de precios y declaración de disponibilidad	30
7. Redespacho	30
• Causales de redespacho	30
Anexos:	31
1. Requisitos de protecciones	31
2. Calidad de la Potencia	34
REFERENCIAS	36

ANTECEDENTES

Actualmente, el sistema eléctrico colombiano cuenta con 17.5 GW de capacidad instalada al SIN, de los cuales alrededor de 0.6 GW son plantas de generación conectadas en el sistema de distribución local - SDL. No obstante, se espera que en los próximos años el sistema eléctrico colombiano presente cambios importantes en su matriz energética. Según información de la UPME se espera que estas cifras se incrementen significativamente, dado que se han registrado solicitudes de conexión de generación en el SDL de aproximadamente 2 GW, donde 52 % son proyectos solares y 45 % pequeñas centrales hidráulicas.

El Código de Redes del Sistema Interconectado Nacional fue establecido en Colombia mediante la Resolución CREG 025 de 1995 y está compuesto por los códigos de planeamiento, conexión, operación y medida. Adicionalmente, el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional fue establecido mediante la Resolución CREG 070 de 1998. Esta normatividad, fue diseñada teniendo en cuenta generación síncrona y con la integración de generación eólica y solar, por su característica no síncrona, así como por su variabilidad y dependencia del clima, hace necesaria la revisión y actualización de temas particulares de la reglamentación vigente, para su adecuada integración al SIN, de modo que se pueda operar el sistema de forma flexible, manteniendo las condiciones de confiabilidad, seguridad y economía del sistema.

De acuerdo con lo anterior, XM ha adelantado una propuesta con los requisitos mínimos técnicos y operativos para la integración de generación basada en inversores en el SDL, como complemento a la propuesta regulatoria enviada en el 2017 a la CREG, la cual cubrió los aspectos mínimos técnicos y operativos para la conexión de generación basada en inversores en el STN y STR. Esta propuesta está enmarcada dentro de las funciones del CND, en particular las definidas en la Resolución CREG 080 de 1999, donde se establece que el CND debe brindar apoyo a la CREG en lo relacionado con la información operativa y demás análisis que requiera para una operación confiable, segura y económica del SIN.

DEFINICIONES

- **Bahía de generación:** Conjunto de equipos de potencia que se utilizan para conectar un sistema de generación a una barra de una subestación.
- **Control rápido de corriente reactiva:** Característica proporcionada por un módulo de control de un parque de generación eólico o solar que permite una inyección rápida de corriente reactiva ante desviaciones de tensiones en la red.
- **Ciclo de control:** Se refiere a la periodicidad con la cual se realiza un análisis del balance carga - generación del sistema y se calculan los movimientos de generación requeridos para llevar al programa de generación los recursos en línea. Mediante este ciclo se establecen los nuevos valores de referencia para todos los recursos del SIN. Actualmente este ciclo de control es de 4 segundos.
- **Desviación de Tensión:** Situación en la cual los voltajes en una o más fases a las cuáles se conecta un sistema de generación se encuentran por fuera de la región de operación continua.
- **Estatismo (frecuencia):** Característica técnica de una planta de generación, que define la relación entre la variación porcentual de frecuencia y la variación porcentual de potencia.
- **Estatismo (tensión):** Característica técnica de una planta de generación, que determina la variación porcentual de la tensión por cada variación porcentual de la potencia reactiva en todo el rango de regulación de tensión.
- **Fuentes variables:** Hace referencia a la generación de plantas filo de agua, solar fotovoltaica y eólica.
- **Generador:** Equipo destinado a convertir energía mecánica, química o basada en inversores en electricidad, incluyendo todas sus funciones de control y protecciones.
- **Generación basada en inversores:** Hace referencia a la generación solar fotovoltaica y eólica conectada al SIN a través de un inversor.
- **Inversor:** Inversor de potencia utilizado en los generadores solares fotovoltaicos y eólicos para la conversión de la corriente a la frecuencia y voltaje del SIN. Un generador basado en inversores puede contar con varios inversores inyectando potencia activa y reactiva.
- **Nivel de Tensión:** Los Sistemas de Transmisión Regionales – STR- y Sistemas de Distribución Local -SDL- se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la definición de la Resolución CREG 015 de 2018:
 - Nivel 4: Tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
 - Nivel 3: Tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
 - Nivel 2: Tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.



- Nivel 1: Tensión nominal menor a 1 kV.
- **Protección Anti-isla:** Es un esquema de protección y/o control que evita la operación de islas indeseadas en el Sistema Interconectado Nacional - SIN (CNO, 2018).
- **Punto común de acople:** Es la subestación en la cual se integran todas las unidades generadoras de una misma planta, ver Figura 1.
- **Punto de conexión:** Esta definido en la Resolución CREG 038 de 2014. Adicionalmente, es la subestación del STN/STR/SDL donde se conecta la generación eólica/ solar fotovoltaica. Este punto es en el que la UPME autoriza la conexión de la fuente de generación, ver Figura 2.
- **Red enmallada operativa:** Red del sistema de distribución local, en nivel de tensión 3, que opera normalmente de forma no radial.
- **Respuesta rápida de frecuencia:** Característica proporcionada por un módulo de control de un parque de generación eólico que permite una inyección rápida de potencia activa ante caídas de frecuencia en la red.
- **Sistema de Generación:** Conjunto de generadores, conductores y equipo asociado, que es propiedad de un generador o auto productor y se instala con el propósito de producir electricidad. Un sistema de generación puede estar constituido por uno o más generadores
- **Sistema de generación basada en inversores conectada en el SDL < 5 MW:** Incluye todos los sistemas de generación basada en inversores < 5 MW conectada en el SDL delante y detrás del medidor, la autogeneración y cogeneración independiente de su capacidad.
- **Tiempo de establecimiento - Te:** Tiempo que tarda la señal en alcanzar y mantenerse dentro de una banda de 3% del delta de cambio esperado y alrededor de su valor final, ante una entrada escalón (Ver Figura 3).
- **Tiempo de respuesta inicial- Tr:** Tiempo que tarda la señal en alcanzar un 3% del delta de cambio esperado respecto de su valor inicial, ante una entrada escalón (Ver Figura 3).
- **Voltage Ride Through:** Hace referencia a la curva de permanencia de las fuentes eólica y solar fotovoltaica ante huecos de tensión. El límite inferior de la curva es llamado LVRT y el límite superior HVRT.

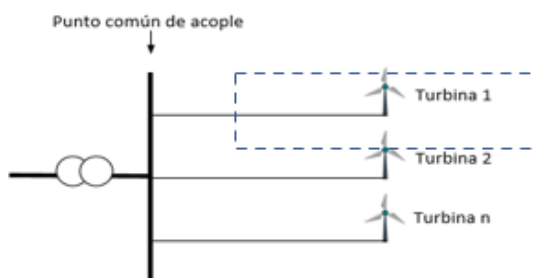


Figura 1. Punto común de acople.

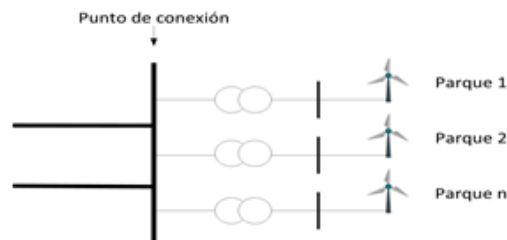


Figura 2. Punto de conexión.

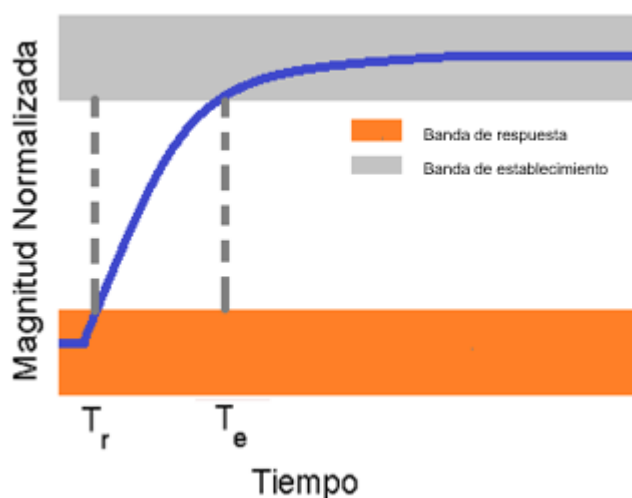


Figura 3. Representación tiempos de respuesta de controles de generadores.

APLICACIÓN Y CONSIDERACIONES GENERALES

- Si bien en este documento sólo se establecen los requisitos para la generación solar fotovoltaica y eólica, es importante aclarar que las pequeñas centrales hidráulicas y las plantas filo de agua también son fuentes variables que dependen de su recurso primario. Por tanto, todos los requerimientos operativos de este documento (pronóstico, redespacho, desviaciones, series históricas) deben ser aplicados a las plantas filo de agua y pequeñas centrales hidráulica.
- Hasta tanto no se establezca en Colombia una norma o un procedimiento para verificar el cumplimiento de los requisitos de conexión propuestos para la generación basada en inversores menor a 5 MW conectada en el SDL, se recomienda a las entidades encargadas de aprobar los puntos de conexión de la generación a nivel del SDL, solicitar que los inversores de estos generadores estén certificados por medio del estándar UL1741 SA (septiembre 2016) con la norma

Rule 21 de California¹. Las certificaciones deberán adjuntarse a los documentos de conexión y ser verificadas por las entidades que la CREG defina competentes para tal propósito. Esta información deberá ser remitida al CND para llevar a cabo el planeamiento operativo del SIN.

- Adicional a los requisitos de verificación y pruebas incluidos en esta propuesta, se deberán realizar las pruebas de puesta en marcha y operación que defina el Consejo Nacional de Operación – CNO para los sistemas de generación que se conecten al SDL.
- Dada la criticidad que tiene para la seguridad del sistema, se requiere establecer un periodo de transición, mientras que los requisitos de conexión de generación entren en rigor. En este periodo, los sistemas de generación basada en inversores conectada en el SDL menores a 5 MW, deben entregar al operador del sistema de distribución y al CND la siguiente información:
 1. Los rangos y tiempos de desconexión ante desviaciones de tensión y frecuencia en el sistema.
 2. Las rampas operativas, la curva de capacidad y el modo de control para la potencia reactiva que se ha configurado.

Esta información será utilizada por parte del CND para los análisis de planeamiento operativo del sistema.

- Los requisitos incluidos en esta propuesta no excluyen la obligación del cumplimiento de los requisitos de conexión establecidos en la regulación vigente
- Los requerimientos técnicos para las fuentes eólicas y solares conectadas en el SDL (mayores o iguales a 5 MW) son solicitados en el punto de conexión.
- Los requisitos técnicos y operativos para las plantas conectadas al SDL, se diferencian según su capacidad. Según lo anterior, se debe realizar un seguimiento continuo a la cantidad de recursos que se conecten al SDL entre 1 MW y 5MW, con el fin de definir si el límite de 5 MW que se propone en este documento para los requisitos técnicos y operativos debe de ser modificado para garantizar la seguridad y confiabilidad del SIN.

¹ 536 modelos de inversores de diferentes fabricantes de todo el mundo se encuentran certificados con esta norma. La lista de inversores certificados se puede encontrar las páginas de los programas basada en inversores de la comisión de regulación de California: <https://www.gobasada en inversorescalifornia.ca.gov/equipment/inverters.php>. Información sobre la Norma Rule 21 y su aplicación en los sistemas de distribución de California se puede consultar en: <http://www.cpuc.ca.gov/Rule21/>



REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS PARA LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN BASADA EN INVERSORES MAYORES O IGUALES A 5 MW EN EL SDL

1. Rangos de operación en frecuencia

Para el caso de las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL, estas deben operar normalmente para frecuencia entre 57.5 Hz - 63 Hz.

2. Potencia activa - control de frecuencia

Para el caso de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), estas deben contar con un control de potencia activa/frecuencia que incluya una banda muerta y un estatismo permanente ajustable, permitiendo su participación en la regulación primaria de frecuencia del sistema, tanto para eventos de sobre frecuencia como para eventos de sub-frecuencia. Según lo anterior, todas las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW) deben prestar el servicio de regulación primaria de frecuencia.

Adicionalmente, el control debe tener la capacidad de recibir al menos una consigna de potencia activa de forma local y remota.

El control de potencia activa/frecuencia debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- Ser estable: las señales de salida del control deben ser amortiguadas en el tiempo ante señales de entrada escalón, para todos los modos y condiciones operativas.
- El estatismo debe ser configurable en un rango entre el 2 % y el 6%
- La banda muerta debe ser configurable en un rango entre 0 y 120 mHz. Inicialmente se establece una banda muerta de 30 mHz.
- El ajuste de la función de control de frecuencia debe ser reportado por el agente antes de las pruebas de puesta en servicio. La función de control de frecuencia debe ser reajustada en caso de que en la operación se identifiquen riesgos a la seguridad del SIN.
- Los parámetros de ganancia y constantes de tiempo deben poder ser modificados para cumplir con criterios de estabilidad y velocidad de respuesta del SIN, teniendo en cuenta las características técnicas de las tecnologías disponibles.
- El CND dentro de los rangos establecidos, definirá el valor de estatismo y banda muerta de acuerdo con las necesidades del SIN.
- Esta función debe de estar coordinada con la respuesta rápida en frecuencia de la planta, para el caso de las plantas eólicas.
- Esta funcionalidad se debe de habilitar y deshabilitar de acuerdo con lo que defina el CND, según las condiciones del SIN.
- Para el caso de las plantas de generación eólica, el CND definirá, en función de la capacidad y el punto de conexión en la red de la planta, si se requiere la función de respuesta rápida de frecuencia la cual deberá tener las siguientes características: o



la funcionalidad debe activarse cuando la frecuencia alcance un valor igual o inferior a 59.85 Hz, contribuyendo con un aporte en potencia proporcional a la caída de frecuencia en razón a 12% de la potencia nominal de la planta de generación por cada Hertz. Este aporte deberá ser retirado automáticamente del sistema si la frecuencia entra al rango definido por la banda muerta del control frecuencia/potencia. En caso de que al cabo de 6 segundos la frecuencia no haya regresado al rango mencionado anteriormente se debe retirar el aporte adicional de potencia activa o se debe limitar a 10% de la potencia nominal del generador.

Ante desviaciones de frecuencia mayores a 0.15 Hz y menores o iguales a 0.83 Hz con respecto a la frecuencia nominal, el generador deberá alcanzar el aporte adicional en un tiempo igual o menor a 2 segundos, contabilizados a partir de que se supere el umbral de activación de la funcionalidad, y mantenerse máximo 4 segundos aportando la potencia máxima requerida de acuerdo con el evento de frecuencia. Esta característica deberá ser verificada en las pruebas de puesta en servicio y notificada al CND.

- La función de respuesta rápida de frecuencia debe cumplir con los requisitos establecidos anteriormente mientras la planta opere al menos al 25% de su potencia nominal. Cuando opere por debajo de este nivel, debe reportar el valor de contribución y los tiempos de respuesta.
- Los parámetros de esta funcionalidad: umbral de activación, velocidad de subida, tiempo de sostenimiento y tiempo de subida podrán ser reevaluados por el CND de acuerdo a las condiciones operativas del sistema.
- Esta funcionalidad se debe habilitar y deshabilitar de acuerdo con lo definido por el CND, según las condiciones del SIN.

Deben cumplir por defecto con los parámetros de respuesta de la potencia activa ante las variaciones de frecuencia definidos en la Tabla 1:

Tabla 1. Requisitos control de frecuencia.

Parámetro	Valor
Tiempo de respuesta inicial máximo - Tr	2 seg
Tiempo de establecimiento máximo - Te	15 seg

3. Requerimiento de rampas operativas de entrada y salida

Para el caso de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), estas deben de tener una rampa operativa para arranque y parada ajustable. Inicialmente se define una rampa del 14 % de la potencia nominal de la planta, en MW/min.

- Este requerimiento de arranque y parada aplica siempre que esté disponible el recurso primario de generación.
- El agente de reportar la rampa máxima de la planta.
- Este parámetro debe poder configurarse dependiendo de las condiciones del sistema, considerando la rampa natural reportada.
- El valor inicial de la rampa del 14% podrá ser revaluado por el CND cuando lo considere conveniente, considerando la rampa natural reportada.



4. Control de tensión

Para el caso de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), estas deben poder controlar la tensión en forma continua en el rango operativo normal del punto de conexión, por medio de la entrega o absorción de potencia reactiva de acuerdo con su curva de carga declarada y según las consignas de operación definidas por el CND, para esto, se deberán cumplir los siguientes requisitos:

- El regulador de tensión deberá contar con los siguientes modos de control: tensión, potencia reactiva y factor de potencia.
- El regulador de tensión deberá disponer de un estatismo configurable para limitar la interacción inestable con otros recursos conectados al mismo punto de conexión o en subestaciones cercanas.
- El control de potencia reactiva / tensión, debe ajustarse de tal manera que sea estable y que, ante cualquier cambio en lazo abierto tipo escalón en la consigna de tensión, potencia reactiva o factor de potencia, la potencia reactiva de la planta tenga un tiempo de respuesta inicial menor a 2 segundos y un tiempo de establecimiento menor a 10 segundos.
- El control debe tener la capacidad de recibir al menos una consigna de potencia reactiva, de tensión o factor de potencia de forma local.
- El CND debe de coordinar con el Operador de Red el modo de operación del control.

5. Capacidad de potencia reactiva

Para el caso de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), estas deben cumplir como mínimo con lo presentado en la Figura 4, para tensiones entre el rango normal de operación en el punto de conexión.

Cuando la planta, esté operando en valores de potencia inferiores al 10% de la capacidad nominal no habrá exigencia de entrega o absorción de potencia reactiva para control de tensión. Sin embargo, en esa condición la planta no debe exceder el 5% en aporte o absorción de potencia reactiva.

Para tensión nominal se debe cumplir como mínimo con la curva de capacidad definida en la Figura 4.



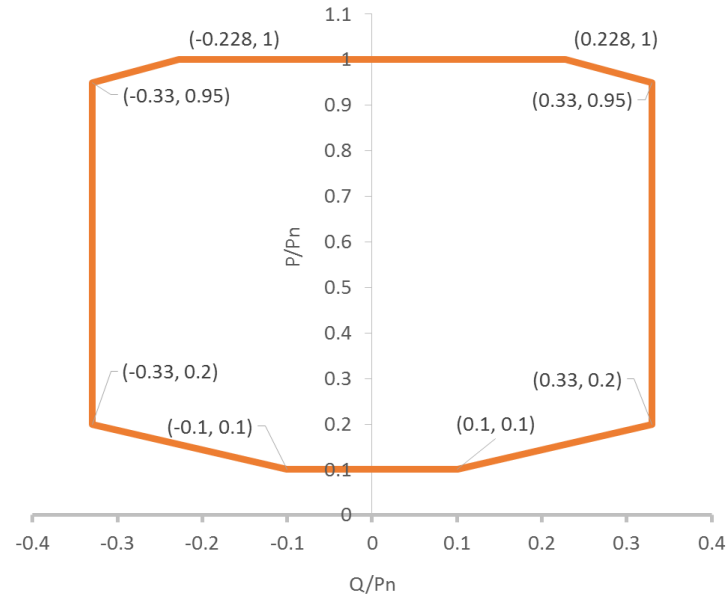


Figura 4. Curva de capacidad de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas.

6. Comportamiento ante fallas

Para el caso de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), estas deben tener un comportamiento ante desviaciones de tensión de acuerdo con la Figura 5, la cual indica que no se permite la desconexión de la generación cuando el valor RMS de la tensión de línea – línea en el punto de conexión, tanto para fallas simétricas como asimétricas, se mantenga dentro de las líneas de la Figura 5.

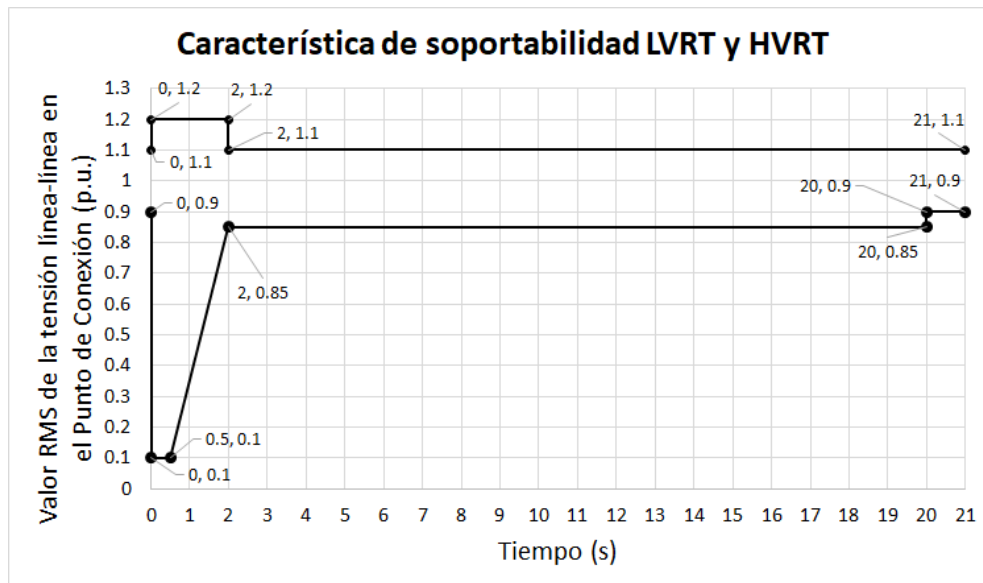


Figura 5. Característica de LVRT y HVRT – Plantas eólicas y solares.

Adicional a lo anterior, estas plantas deben ser capaces de superar huecos de tensión sucesivos así:

- Para plantas eólicas, si la energía disipada durante los huecos de tensión es menor a la capacidad nominal del recurso de generación durante dos segundos, contabilizada en una ventana móvil de 30 minutos.
- Para plantas solares fotovoltaicos, deben soportar huecos sucesivos separados por 30 segundos entre hueco y hueco.

El hueco de tensión se considera superado cuando la tensión de línea – línea es mayor a 0.85 p.u. Una vez superado el hueco de tensión, la fuente de generación debe recuperar el 90% de la potencia activa que estaba suministrando antes del hueco en un tiempo no superior a 1 segundo.

7. Inyección de corriente reactiva adicional

Para el caso de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), estas deben priorizar la inyección de corriente reactiva de forma que alcance un 90% del valor final esperado en menos de 50 ms, con una tolerancia del 20%, ante desviaciones de tensión que excedan los límites operativos de la tensión nominal en la planta de generación. Los 50 ms consideran el tiempo necesario para detectar la falla.

Las plantas conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), deben de cumplir en el punto de conexión con la característica de la Figura 6 y los siguientes criterios:

- La pendiente k de cada unidad de generación debe ser ajustable con valores entre 0 y 10.
- El aporte de potencia reactiva adicional se limitará al 100% de la corriente nominal del generador.
- El CND en coordinación con el OR determinarán el valor de k a ser usado en el punto de conexión, después de realizar los estudios eléctricos con el modelo suministrado por cada planta de generación. El representante de cada planta de generación solar fotovoltaica y eólica debe determinar el valor de k a utilizar en cada unidad de generación para cumplir con el valor de k definido por el CND y el OR en el punto de conexión, para lo cual se debe tener en cuenta una k parametrizable entre 0 y 10 en la unidad de generación y el valor máximo declarado para el generador.
- La banda muerta corresponde al rango de tensión de operación normal en el punto de conexión definido en el numeral 5.1 del Código de Conexión de la Resolución CREG 025 de 1995.
- El aporte de potencia reactiva adicional se debe mantener siempre que la tensión esté fuera del rango normal de operación.
- Se debe mantener un aporte de potencia reactiva por 500 ms después de que la tensión entre a la banda muerta manteniendo un aporte adicional proporcional a la desviación de la tensión con respecto al valor de referencia (1 p.u)



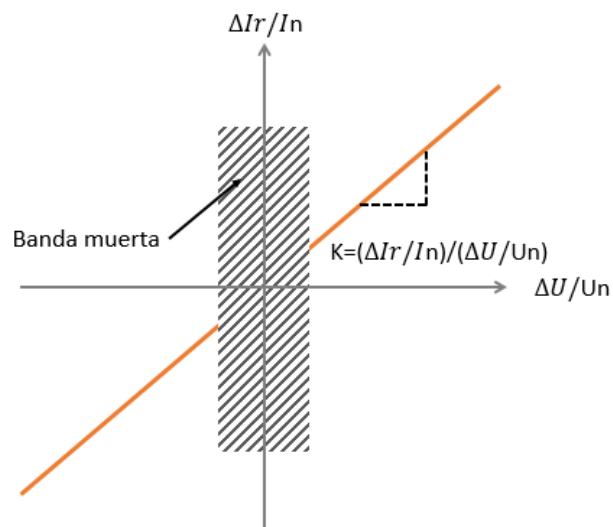


Figura 6. Característica de aporte adicional de corriente reactiva en el punto de conexión.

8. Supervisión, Control y Comunicaciones

• Requerimientos supervisión de variables eléctricas

Para tener información en tiempo real de la incidencia que puedan tener la generación conectada en el SDL, en el STR o inclusive en el STN; el CND requiere tener supervisada toda la red enmallada operativa o por lo menos un modelo simplificado de la misma y la generación conectada en el SDL mayor a 5 MW. La supervisión puede ser enviada por los centros de control de los Operadores de Red – CRDs o se podrá realizar desde el CND de manera directa por medio de unidades terminales remotas (RTU), de manera indirecta utilizando los protocolos de comunicación entre centros de control vigentes al momento de la integración.

Para el caso de las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), estas deben contar con supervisión, la cual se podrá realizar desde el CND de manera directa por medio de unidades terminales remotas (RTU), de manera indirecta utilizando los protocolos de comunicación entre centros de control vigentes al momento de la integración.

Como alternativa adicional, teniendo en cuenta el impacto de las plantas en el SDL, el CND definirá si la información de supervisión se puede recibir utilizando protocolos de comunicación sobre la red pública de datos internet, que hayan sido avalados previamente por el CND y que garanticen los criterios de seguridad y confiabilidad requeridos para la operación del Sistema Interconectado Nacional. El protocolo de comunicación usado para el intercambio de información entre el CND y los CRDs puede ser modificado cuando el CND lo requiera, previo acuerdo entre el CND y los CRDs, por otro protocolo que cumpla con estándares internacionales utilizados en la conexión entre centros de despacho.

Los datos teledados de tiempo real se deben enviar al CND con una periodicidad menor o igual a 4 segundos y con las unidades y cifras decimales definidas por el CND. El agente debe asegurar la correcta sincronización de la estampa de tiempo de las señales enviadas al centro de control y supervisión del CND; el error máximo permitido no podrá exceder ± 10 ms. Además, deberán contar con la calidad establecida por el CND para llevar una operación segura y confiable del SIN.

En caso de que el CND lo considere necesario, las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), deberán disponer de supervisión sincrofasorial en el punto de conexión al SIN. En este punto se deben medir los fasores de voltajes y corrientes cumpliendo la norma IEEE C37.118.1-2011 o la que la sustituya. La supervisión deberá ser realizada con una unidad de medición fasorial PMU o un equipo con funcionalidad sincrofasorial. El equipo utilizado para obtener los sincrofasores, no deberá compartir funciones de protección o núcleos a los cuales estén conectados elementos de protección. El envío de esta información deberá hacerse a través de un canal que se conecte con la red de comunicaciones sectorial, con la periodicidad, confiabilidad y el protocolo definido por el CND. De manera opcional los equipos de medición sincrofasorial podrán soportar el procesamiento de datos de variables meteorológicas.

Las variables requeridas para la supervisión de los generadores eólicos y solares se definen en el anexo 4 del Acuerdo CNO 1214 o aquel que lo sustituya. Se debe como mínimo realizar supervisión sobre las variables definidas en el citado Acuerdo en el punto de conexión de la planta solar fotovoltaica o eólica.

A continuación, se describe la información que se requiere para la supervisión de recursos de la red enmallada operativa.

- **Datos Análogos**

Las medidas que se requieren para supervisión se listan en la Tabla 2:

Tabla 2. Medidas requeridas para la supervisión de la red enmallada del SDL.

Elemento	Variables requeridas
Bahía Línea	Potencia activa (P)
	Potencia reactiva (Q)
	Corriente fase B (I)
	Tensión fases AB o BC (U)
Bahía Transformador	Potencia activa (P)
	Potencia reactiva (Q)
	Corriente fase B (I)
	Tensión fases AB o BC (U)
	Posición TAP
Condensador	Potencia reactiva (Q)
	Tensión fases AB o BC (U)
Reactor	Potencia reactiva (Q)



	Tensión fases AB o BC (U)
Inyección	Potencia activa (P)
*Punto de conexión y bornes de acuerdo con la necesidad de CND	Potencia reactiva (Q)
	Tensión fases AB o BC (U)
Barra	Tensión (U)

- **Datos Digitales**

Los datos digitales comprenden las indicaciones utilizadas para señalar la posición de interruptores, seccionadores y cuchillas de puesta a tierra; las cuales deben ser configuradas y enviadas al centro de control del CND como señales dobles (DP).

- **Requerimientos de supervisión de variables meteorológicas**

Para el caso de las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), estas deben contar con sistemas de monitoreo de las variables meteorológicas en el sitio de la planta y con sistemas que permitan la transmisión de sus datos al CND cada 30 segundos o menos. Esta transmisión se debe realizar usando los protocolos que defina el CNO previa revisión del CND. Además, deben garantizar los criterios de calidad de las medidas establecidos por el CND y cumplir con estándares nacionales e internacionales de calidad en su instalación, calibración, y mantenimiento, de tal forma que se garantice la calidad y continuidad de la información. Los valores de las variables meteorológicas que se reporten en tiempo real al CND deben contar con la calidad y confiabilidad que permitan estimar la generación de la planta. Adicionalmente, deben contar con al menos dos puntos de medición del recurso, un punto principal y otro redundante, de tal forma que permitan estimar la potencia de la planta. Un punto de medición se define para las plantas eólicas como una ubicación donde se supervisan todas las variables de la Tabla 3, y para las plantas solares como una ubicación donde se supervisan todas las variables de la Tabla 4.

Tabla 3. Variables meteorológicas mínimas que se deben monitorear en las plantas eólicas.

Variable	Unidad	Altura del sensor
Velocidad del viento	Metros por segundo [m/s]	Altura de buje
Dirección del viento	Grados relativos al norte geográfico [grados]	Altura de buje
Temperatura ambiente	Grados centígrados [°C]	Altura de buje o 10m
Humedad relativa	Porcentaje [%]	Altura de buje o 10m
Presión atmosférica	Hectopascales [hPa]	Altura de buje o 10m



Tabla 4. Variables mínimas que se deben monitorear en puntos de medición de plantas fotovoltaicas.

Variable	Unidad	Altura del sensor
Irradiación en el plano del panel fotovoltaico	Vatios por metro cuadrado [W/m ²]	Altura de los módulos
Temperatura posterior del panel fotovoltaico	Grados centígrados [°C]	Altura de los módulos
Irradiación global horizontal	Vatios por metro cuadrado [W/m ²]	Altura de los módulos
Temperatura ambiente	Grados centígrados [°C]	Altura de los módulos

• **Requerimientos de control**

Para el caso de las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), estas deben tener la capacidad de recibir consignas de forma local y remota de potencia activa con una periodicidad que dependerá del ciclo de control que se tenga definido para el control automático de generación en el CND.

Para esto, los generadores deberán estar en capacidad de recibir consignas de forma local y remota desde el CND y ejecutar las consignas mediante sus respectivos sistemas de control. En todo caso, los agentes operadores de estos equipos serán responsables de la ejecución de estas consignas y de las desviaciones que se generen producto de su incumplimiento.

Adicionalmente, deben estar en capacidad de recibir consignas de forma local y remota de potencia reactiva, tensión, factor de potencia y modo de operación (factor de potencia, tensión y potencia reactiva) de acuerdo a la periodicidad y necesidad definida por el CND. En todo caso, los operadores de estos equipos serán responsables de la ejecución de estas consignas. Para lo anterior se coordinará con el operador de la planta si se realiza el control directo o indirecto.

• **Requerimientos calidad y disponibilidad**

El CND hará seguimiento a la calidad y disponibilidad de los datos telemedidos de las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW). En caso de detectarse errores o problemas con las señales, el agente tiene la obligación de realizar las correcciones o los ajustes que se requieran, para garantizar la confiabilidad de la información. Para las variables análogas, los criterios de calidad se listan a continuación y se definieron teniendo en cuenta las recomendaciones dadas por la norma IEEE C57.13², ver Tabla 5:

² IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers

Tabla 5. Criterios de calidad variables análogas.

Variable	Máx. Error Permitido
P	2%
Q	4%
I	1%
V	1%

Adicionalmente, para variables análogas y digitales se tendrán en cuenta como criterio de calidad las banderas con las que estas señales lleguen al centro de control del CND, ver Tabla 6:

Tabla 6. Banderas de calidad variables análogas y digitales.

Bandera Calidad	Tipo Variable	Criterio	Comentario
Actual	Análoga - Digital	Buena	La señal llega actualizada al centro de control
No renovado	Análoga - Digital	Mala	La señal no llega al centro de control
Entrada manual	Análoga - Digital	Mala	La señal llega con esta calidad desde la fuente
Inválido	Análoga	Mala	La señal llega con esta calidad desde la fuente
Actual/Indeterminado	Digital	Mala	La señal al llega actualizada al centro de control, pero con un estado no determinable

Se propone que mensualmente, el CND calcule el error relativo mensual entre la energía horaria media con los datos suministrados por los agentes en tiempo real calculada como la integración sobre la hora de los datos de potencia supervisados por medio del sistema SCADA del CND y los datos de contadores enviados por los agentes al ASIC para efectos de liquidación de cada una de las fronteras comerciales.

En caso de que el cálculo anterior sea superior al 5%, el CND informará a los agentes responsables los incumplimientos en la validación de la calidad de las telemidas de potencia para que estos tomen las acciones necesarias. Si durante 2 meses continuos se presentan problemas con las mediciones, el CND informará a quien designe la CREG para los fines pertinentes.

9. Protecciones

Ver acuerdo el Anexo de este documento.



10. Pronósticos de generación

Para el caso de las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), el CND contará con pronósticos propios de la generación de estas plantas para los diferentes procesos de la planeación y la operación del sistema. Los pronósticos podrán ser realizados para una agregación de estas plantas, de tal forma que reflejen las variables de interés para la operación del SIN. Estos pronósticos pueden ser realizados por el CND, contratados con entidades expertas en el tema, o una combinación de ambos.

- **Pronósticos de generación semanal**

El CND elaborará los pronósticos indicativos de producción de las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), con resolución horaria para la semana (lunes a domingo) siguiente a la de operación. Estos pronósticos serán usados en los estudios energéticos y eléctricos de corto plazo.

- **Pronósticos de generación para el despacho y redespacho**

Con el fin de determinar y programar las reservas operativas necesarias, el CND realizará pronósticos (pueden ser propios, contratados por entidades expertas en el tema, o una combinación de ambos) de las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW). Los pronósticos se realizarán para un horizonte de 40 horas y la resolución del pronóstico será horaria.

- **Pronósticos de generación para tiempo real**

El CND realizará pronósticos en tiempo real de generación de las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), con el fin de lograr una operación confiable, segura y económica. Los pronósticos se realizarán para un horizonte de al menos 65 minutos, con una resolución de 5 minutos, y se actualizarán cada 5 minutos.

11. Series históricas para el planeamiento operativo energético de fuentes eólica y solares

Seis (6) meses antes de su entrada en operación comercial, todas las plantas solares, eólicas conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), deben reportar al CND series de tiempo históricas de sus variables hidrometeorológicas, así como estimación de la generación que hubiesen tenido de estar operando. Las series hidrometeorológicas por reportar corresponden a las siguientes:

- Serie de tiempo de mediciones del recurso, tomada en el sitio de la planta, para un periodo de por lo menos 1 año y con una resolución de 10 minutos.
- Serie de tiempo estimadas para el sitio de la planta, para un periodo de por lo menos 10 años, y con una resolución temporal de 1 hora o menor.

Una vez entren en operación comercial, las plantas deberán actualizar esta información histórica al CND.

La anterior información debe ser reportada mediante los canales que el CND defina, y en concordancia con los acuerdos que defina el CNO para tales fines.



12. Coordinación de Mantenimientos

Las empresas propietarias u operadoras de las plantas eólicas y solares conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), ingresarán su programa de mantenimientos y/o desconexiones mediante un sistema de información desarrollado por el CND, con el propósito de garantizar la reserva de potencia necesaria para la operación confiable y segura del SIN, de acuerdo con los criterios y parámetros técnicos definidos en el Código de Redes y en los acuerdos del CNO.

13. Oferta de precios y declaración de disponibilidad

Para el Despacho Económico Horario, las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), deben declarar diariamente al CND antes de las 08:00 horas, la mejor estimación de la generación esperada (expresada en valores enteros en MW) a nivel horario, para cada unidad generadora. Adicionalmente, los agentes representantes de las plantas deberán suministrar información al CND detallando la máxima capacidad (porcentaje) de la planta que estará disponible, para las 24 horas del día siguiente con resolución horaria.

Las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL mayores o iguales a 5 MW y menores a 20 MW, pueden optar por acceder al despacho central³, informando diariamente al CND antes de las 08:00 horas, una única oferta de precio al Despacho Económico Horario para las veinticuatro (24) horas (expresada en valores enteros de \$/MWh) por cada recurso de generación. Para el caso de las plantas que opten por el despacho central y no envíen precios de oferta para el Despacho Económico Horario, en caso de tener que limitar la generación de dos o más recursos por restricciones en el sistema, la generación se asignará en forma aleatoria equiprobable.

14. Redespacho

Para el caso de las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), estas podrán entregar una nueva estimación de generación esperada, expresada en valores enteros MWh, para las siguientes horas del redespacho y considerando los tiempos establecidos en la regulación aplicable para las solicitudes de redespacho de plantas de generación. La recepción de información y publicación de la misma se realizará utilizando los medios tecnológicos que el CND disponga para este fin.

- **Causales de redespacho**

Se recomienda incluir la siguiente causal de redespacho:

Redespacho solicitado por el agente que represente la planta de generación no despachada centralmente, debido a un aumento o reducción de disponibilidad de la planta. Esta causal podrá ser invocada para la misma planta de generación

³ De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 096 de 2019



generación no despachada centralmente hasta cuatro (4) veces durante el día de operación.

15. Modelos de simulación

- **Modelos de simulación eléctrica preliminares**

Seis meses antes de la entrada en operación los agentes representantes de la generación eólica y solar que se conecte al SDL (mayores o iguales a 5 MW), deben entregar los modelos preliminares del generador y sus controles asociados para los estudios de simulación RMS y EMT en la herramienta utilizada por el CND, actualmente para los estudios RMS es Power Factory. Estos modelos deben incluir los requisitos técnicos definidos en la presente Resolución y permitir el ajuste de los parámetros que definen estas funcionalidades.

- **Modelos de simulación eléctrica validados**

En los 30 días posteriores a la entrada en operación del proyecto, los agentes representantes de la generación eólica y solar que se conecte al SDL (mayores o iguales a 5 MW), deben entregar los modelos de simulación RMS y EMT detallados en la herramienta de simulación que utiliza el CND, los cuales deben ser validados y parametrizables de acuerdo con los requisitos técnicos establecidos en este documento.

Se propone que el CND defina la metodología para la validación de los modelos, la cual remitirá al CNO para sus comentarios, previo a que el CND remita la propuesta definitiva a la CREG para su aprobación.

16. Pruebas

Para el caso de las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), se deben realizar y remitir los resultados de las siguientes pruebas al CND, de acuerdo con los términos y plazos establecidos mediante Acuerdo CNO.

- Pruebas de respuesta al escalón para los controles de frecuencia/potencia y tensión.
- Pruebas de estatismo(s) potencia/frecuencia.
- Pruebas de rampa operativa de entrada y salida
- Pruebas de estatismo potencia reactiva/tensión.
- Pruebas de potencia reactiva.
- Pruebas a los requerimientos de comportamiento ante fallas
- Pruebas a los requerimientos de control rápido de corriente reactiva

Lo anterior, sin perjuicio de las pruebas de puesta en servicio propias que debe realizar un proyecto de generación para entrar en operación, las pruebas requeridas por el TN, TR u OR que entrega el punto de conexión y las demás pruebas establecidas en la regulación vigente.



17. *Fraccionamiento de plantas:*

La capacidad de una planta de generación eólica y solar no puede ser fraccionada para efectos de reportarlas como plantas independientes.

18. *Entrada en operación comercial*

En caso de que las plantas solares y eólicas conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), no cumplan todos los términos y plazos establecidos en este documento, los Acuerdo CNO, circulares UPME y Procedimientos XM, la planta no puede ser declarada en explotación comercial.



REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS PARA LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN BASADA EN INVERSORES MENOR A 5 MW EN EL SDL

Antecedentes

El impacto de los sistemas de generación basado en inversores conectado en el SDL, en el sistema de potencia ha captado la atención de la industria eléctrica en los últimos años (NERC, Special Report: Potential Bulk System Reliability Impacts of Distributed Resources , 2011). NERC (The North American Electric Reliability Corporation) muestra que altos niveles de integración de generación en el sistema de distribución agudizan la necesidad de estudiar en detalle el impacto y garantizar la confiabilidad del sistema de potencia. Si bien la industria ha identificado varios problemas potenciales de confiabilidad (Council, 2017) que impactan la operación y planificación del sistema, muchos de estos problemas pueden manejarse con información adecuada y visibilidad de los sistemas de generación conectados al SDL (AEMO, 2017).

Los siguientes son los principales aspectos que deben ser gestionados para la operación segura, confiable y económica del sistema ante la integración de sistemas de generación en el sistema de distribución:

- **Información**

Sin la información de la generación conectada en el SDL, los modelos del sistema de potencia usados en las herramientas para la planeación y operación del SIN no reflejarán adecuadamente los impactos de esta generación en el sistema. Por ejemplo, el Consejo de Confiabilidad de Operadores de Estados Unidos ha argumentado que los Operadores deben tener acceso a datos básicos como la ubicación, el tamaño y tecnología de la generación conectada en el SDL (Council, 2017). Adicionalmente, NERC está trabajando en desarrollar modelos que permitan identificar el impacto sistémico de la generación conectada en el SDL (NERC, 2017).

- **Visibilidad**

Según el referenciamiento internacional, muchas empresas de servicios públicos carecen de "visibilidad suficiente" de la generación conectada en el SDL (NERC, 2016) (ERCOT, 2017). Esta falta de visibilidad genera problemas para la confiabilidad del sistema, incluida la falta de conciencia situacional. Se define conciencia situacional como la forma de garantizar la información precisa sobre las condiciones actuales del sistema para los operadores (NERC, 2008). Esta información debe incluir el impacto potencial de las contingencias y debe ser lo suficientemente exhaustiva para que los operadores comprendan de una forma rápida las condiciones operativas reales y tomen medidas correctivas cuando sea necesario para mantener la seguridad y confiabilidad del sistema.

Adicionalmente, la supervisión permite a los operadores obtener visibilidad en tiempo real y conciencia situacional. Uno de los operadores de Estados Unidos (PJM) explica, si bien los datos de telemetría para algunos sistemas de generación en el SDL pueden estar disponibles, el proceso para obtener los datos varía en función de la compañía de distribución local (PJM, 2017). Adicionalmente, dependiendo del nivel de penetración de los



sistemas de generación en el SDL, se podrían requerir un mayor despacho de los recursos centralizados para cumplir con las obligaciones de balance y estabilidad del sistema en casos donde no se cuenta con la supervisión de estos recursos conectados a nivel del SDL.

Del mismo modo, El operador de Texas (ERCOT), plantea que la visibilidad de la generación distribuida es la base para una operación eficiente y confiable. Esta visibilidad debe de ser implementada y mantenida por los distribuidores y enviada al Operador del Sistema. ERCOT propone un proceso de coordinación entre los distribuidores y el operador para modelar y operar de una forma segura y confiable el sistema (ERCOT, 2017).

- **Pronósticos**

Un pronóstico de demanda que no tenga en cuenta la integración de generación en el sistema de distribución puede sobre estimar la demanda y generar modificaciones al despacho y usos inadecuado de las reservas, lo cual se traduce en sobrecostos y riesgos para la operación (ERCOT, 2017).

Si se carece de visibilidad y pronóstico de los Recursos Energéticos Distribuidos – DER, se deben incrementar las reservas para cubrir los errores de pronósticos y las variaciones que el operador no puede prever por falta de visibilidad. El operador de California (CAISO) opera un sistema con altos niveles de penetración de DER y han analizado los efectos de estos recursos en el cálculo de las reservas del sistema y los beneficios asociados a la visibilidad y el control de éstos. El estudio de CAISO concluye que con alta integración de DER y sin visibilidad de estos, los requisitos de reservas podrían triplicarse. El mismo estudio evidenció que con una mejor visibilidad y pronóstico, los requisitos de reservas podrían disminuir hasta en un 8% (CAISO, 2012).

- **Estimación de estado**

El estimador de estado determina la mejor estimación del punto de operación del sistema, de acuerdo con el modelo de red y las mediciones disponibles. El estimador de estado está equipado con una lógica de procesamiento que detecta errores en las mediciones y filtra los valores incorrectos, sus resultados permiten a los operadores conocer el estado actual del sistema. Con el incremento de los sistemas de generación conectados en el sistema de distribución, al ser considerados parte de la carga y no ser modelados y supervisados independientemente, pueden llevar a errores en la estimación de las variables del sistema de potencia. Así mismo, una alta penetración de generación en el sistema de distribución puede traducirse en cargas negativas, donde la generación es mayor que la demanda. En caso de no contar con la información suficiente, el estimador de estado filtraría todos los valores de telemetría de carga negativa y los descartaría. Según lo anterior, se hace necesario modificar la forma de modelar estos recursos en las herramientas de simulación para evitar errores y perturbaciones en las soluciones del estimador de estado (ERCOT, 2017).

- **Requisitos técnicos**

La falta de coordinación entre la integración de sistemas de generación en el SDL y el sistema de potencia puede generar eventos donde el desbalance de carga – generación del sistema puede aumentar durante las excursiones de frecuencia o las desviaciones de voltaje, debido a la desconexión de estos recursos. Lo que a su vez puede generar un



evento de mayor magnitud en el sistema de potencia (NERC, 2013), Como solución a esta problemática, IEEE desarrollo la norma 1547 (IEEE, 2018), en la cual se define los requisitos técnicos de interconexión de los DER. Adicionalmente, California y Hawaii están solicitando requisitos técnicos para la conexión de DER en sus Sistemas (PG&E, 2017) (SCE, 2017) (SDGE, 2017) (HECO, 2018).

Como operador del sistema eléctrico colombiano, XM se ha venido preparando a los retos anteriormente expuestos, para mantener una operación segura, confiable y económica del SIN. Para ello, mediante estudios de integración ha identificado el impacto de la generación conectada en el SDL al SIN y ha desarrollado una propuesta con las posibles soluciones que permitan seguir operando el sistema con la flexibilidad y resiliencia requerida para el desarrollo sostenible del Sector. Adicionalmente, esta propuesta incluye las mejores prácticas identificadas de otros operadores con alta integración de generación conectada en el sistema de distribución como CAISO y Hawai.



1. Rango de operación en frecuencia

Los sistemas de generación basada en inversores conectados en el SDL deben operar normalmente para frecuencias entre 57.5 Hz - 63 Hz.

Justificación

Un evento que ocasione un desbalance entre la generación y la carga, tal como la pérdida significativa de generación o la pérdida de una carga importante, lleva a desviaciones en la frecuencia. La magnitud de esta desviación depende del desbalance y de los recursos disponibles en primera instancia (inercia, dependencia de la carga a la frecuencia y reserva/control primario) para compensarlo.

Si no existe un requerimiento específico y verificable en cuanto al rango de frecuencia en el cual las plantas de generación basadas en inversores conectados en el SDL deben operar, se corre el riesgo de que se instalen en el sistema equipos sensibles a cualquier desviación de frecuencia en el SIN. Una presencia masiva de estos equipos (inversores sin requerimientos específicos de rangos de frecuencia) puede agravar el efecto del desbalance en los cuales la carga sea mayor a la generación, si por sus rangos de frecuencia se desconectan del sistema, ocasionando la pérdida adicional de la generación basada en inversores durante el evento.

La Figura 7, ilustra una situación como la descrita anteriormente, en un escenario de penetración de generación basada en inversores menor a 5 MW en el SDL de alrededor del 5 % de la demanda del sistema (500 MW). En este caso, se presenta la pérdida de una unidad de Hidrosogamoso (270 MW), generando un desbalance entre generación y carga que disminuye la frecuencia a 59.75 Hz, ocasionando la desconexión de los inversores conectados al SDL que no operen en este rango de frecuencia. La pérdida de la generación basada en inversores asociada a los inversores que se desconectan incrementa el desbalance entre la generación y la carga y puede llevar a la actuación del EDAC o a situaciones de inestabilidad en el SIN. La curva azul de la Figura 7, muestra como para el mismo escenario operativo analizado anteriormente (incluida la pérdida de 270 MW de generación), incluyendo el requisito de rango de operación en frecuencia propuesto, los inversores no se desconectan y el desbalance ocasionado por la pérdida de los 270 MW de generación es manejado de forma normal por el sistema.

Otra situación que puede ser factible, si no se especifican unos rangos de frecuencia consistentes con la operación esperada del sistema, es que ante eventos de sobre frecuencia factibles, causados por un desbalance donde la generación es mayor a la carga, los inversores se desconecten invirtiendo el sentido del desbalance. Según lo anterior, si no se cuenta con reserva primaria y secundaria suficiente, se puede poner nuevamente al sistema en riesgo de actuación del EDAC o incluso de inestabilidad. Una situación como la descrita anteriormente se detectó en Alemania en el año 2012, resultando en acciones correctivas con altos costos para el sistema (ECOFYS, 2011).



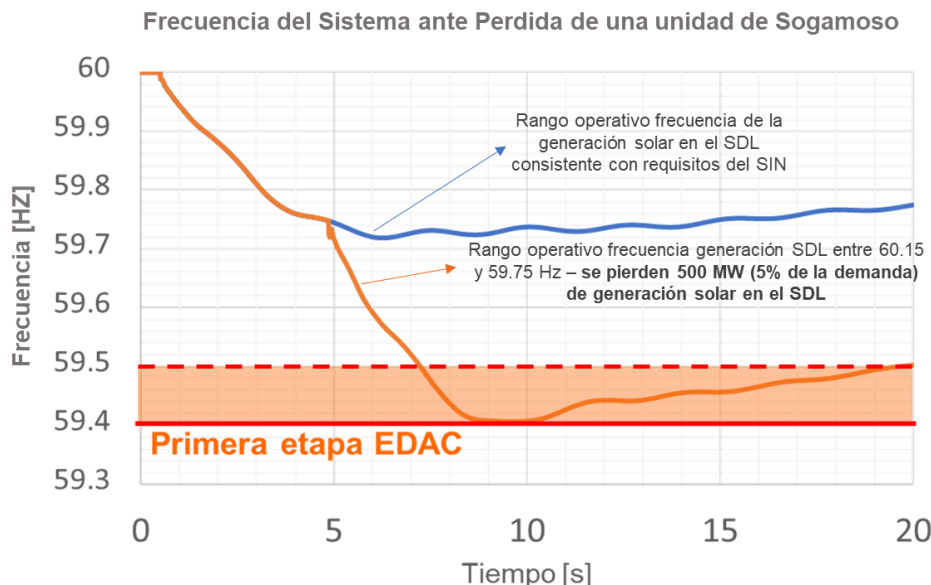


Figura 7. Análisis impacto en la frecuencia del SIN por pérdida de generación basada en inversores en el SDL ante un desbalance generación - carga.

Para mantener la seguridad del sistema ante las situaciones descritas anteriormente, se propone un rango de operación en frecuencia entre 57.5 Hz - 63 Hz, el cual es igual al propuesto para los generadores eólicos y basada en inversores conectados al STN y STR en la Resolución CREG 123 de 2018 (CREG, 2018)⁴.

Con el objetivo de facilitar la integración de recursos basada en inversores en el SDL, se permite, mientras no se establezca en Colombia un procedimiento de certificación acorde con esta propuesta, que los inversores certificados para la norma “Rule 21” de California (SCE, 2017) (PG&E, 2017) (SDGE, 2017)) se puedan utilizar.

Con más de 6,5 GW de capacidad instalada solo en programas de “Net Energy Metering” (California Distributed Generation Statistics, 2018)⁵, California es uno de los mayores mercados el mundo para la generación basada en inversores a nivel de distribución. Actualmente, hay más de 530 modelos de inversores de 37 fabricantes diferentes, cubriendo un rango de potencia de 220 W a 3.2 MW certificados para la norma “Rule 21” (CEC y CPUC, 2018).

⁴ Al momento de elaborar esta propuesta la Resolución 123 de 2018 se encuentra en consulta para comentarios.

⁵ Los programas para la conexión de generación basada en inversores a nivel distribuido en California no se limitan al de neto de energía (“Net Energy Metering”) por lo cual la capacidad instalada en los sistemas de distribución puede ser mayor a 6,5 GW (California Distributed Generation Statistics, 2018)

Si bien el rango operativo de frecuencia requerido en la norma “Rule 21 de California” no es exactamente igual al propuesto en este documento, es muy similar y por medio de los estudios técnicos de simulación se ha verificado su capacidad para cubrir las necesidades del SIN.

La Figura 8, compara los rangos de frecuencia establecidos en el SIN para generadores síncronos y el propuesto para generadores basada solares y eólicos conectados al STN y STR (CREG, 2018) con otras normas internacionales para recursos a nivel de distribución.

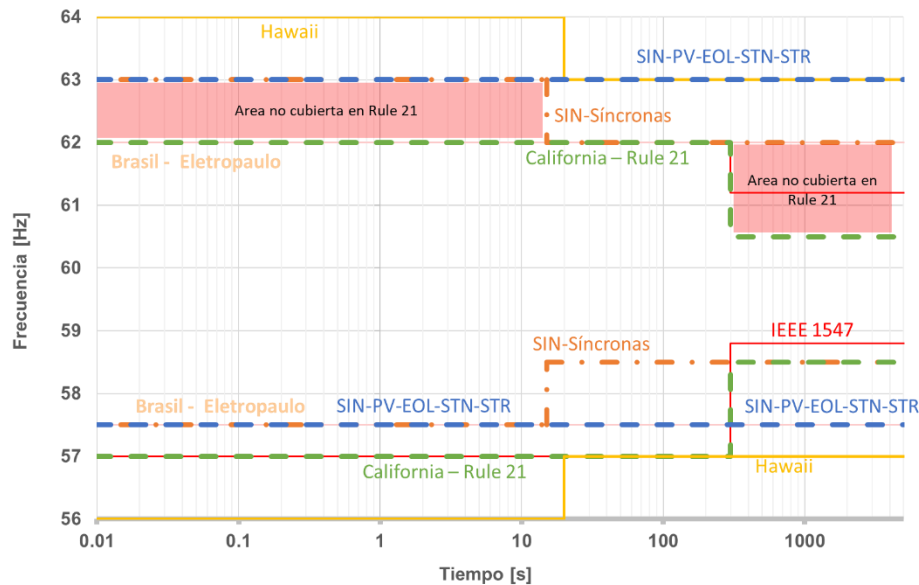


Figura 8. Comparación requisito rango de frecuencia para diferentes normas y códigos de distribución en sistemas con frecuencia nominal igual a 60 Hz (SCE, 2017), (PG&E, 2017) (SDGE, 2017), (IEEE, 2018), (HECO, 2018), (Eletropaulo, 2018), (CREG, 2018).

2. Soportabilidad ante desviaciones de tensión

Para el caso de las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL (entre 1 MW y 5 MW), estas deben tener un comportamiento ante desviaciones de tensión de acuerdo con la Figura 9, la cual indica que no se permite la desconexión de la generación cuando el valor RMS de la tensión de línea – línea en el punto de conexión, tanto para fallas simétricas como asimétricas, se mantenga dentro de las líneas de la Figura 9.

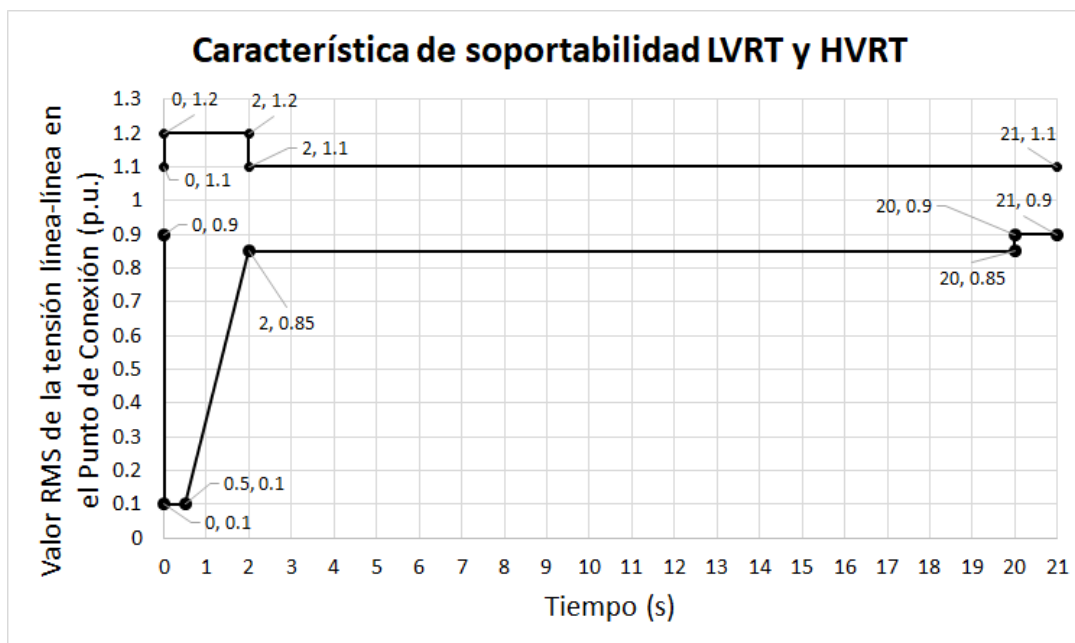


Figura 9. Característica de LVRT y HVRT – Plantas eólicas y solares.

Adicional a lo anterior, estas plantas deben ser capaces de superar huecos de tensión sucesivos así:

- Para plantas eólicas, si la energía disipada durante los huecos de tensión es menor a la capacidad nominal del recurso de generación durante dos segundos, contabilizada en una ventana móvil de 30 minutos.
- Para plantas solares fotovoltaicos, deben soportar huecos sucesivos separados por 30 segundos entre hueco y hueco.

El hueco de tensión se considera superado cuando la tensión de línea – línea es mayor a 0.85 p.u. Una vez superado el hueco de tensión, la fuente de generación debe recuperar el 90% de la potencia activa que estaba suministrando antes del hueco de tensión en un tiempo no superior a 1 segundo.

3. Rampas operativas de entrada y salida

Los sistemas de generación basado en inversores menor a 5 MW conectados en el SDL deben contar con una rampa operativa para arranque y parada ajustable, de acuerdo a lo siguiente.

- Este requerimiento de arranque y parada aplica siempre que esté disponible el recurso primario de generación.
- El valor de la rampa debe de ser modificable por medio de una consigna, en campo o de forma remota.

- El operador, por seguridad del sistema puede definir una rampa mayor o menor al valor configurado.

En concordancia con los requisitos técnicos propuestos para las plantas solares y eólicas conectadas al STN y STR (CREG, 2018) se recomienda que inicialmente esta rampa tenga un valor del 14 % de la potencia nominal de la planta, en MW/min.

Sin embargo, mientras la capacidad instalada total de generación menor a 5 MW en el SDL (contando productores y auto productores) no exceda los 200 MW, se permitirá el valor que por defecto suministre el fabricante de los equipos.

Hasta tanto no se adopte en Colombia una norma o un procedimiento para verificar y certificar el cumplimiento del requerimiento de rampas de arranque y parada configurables, se aceptará un certificado de cumplimiento, donde se especifiquen los rangos y ajustes, de alguna norma internacional donde aplique el requisito de rampas parametrizables⁶.

En su defecto se podrá usar una certificación emitida por el fabricante o un laboratorio de pruebas reconocido donde conste que el inversor tiene la capacidad de manejar rampas operativas de arranque y parada ajustables y donde se especifique el valor configurado. El CNO elaborará un listado de los laboratorios que serán reconocidos para la verificación del cumplimiento de este requisito.

La información relacionada con la configuración de la rampa de arranque y parada deberá adjuntarse a los documentos de conexión y ser verificadas por la entidad que la CREG designe la para tal propósito. Esta información deberá ser remitida al CND para su uso en el planeamiento operativo del SIN.

Justificación

De acuerdo con los estudios de simulación llevados a cabo para escenarios del SIN a 2023 y el periodo operativo 12, cuando se espera la mayor participación de la generación basada en inversores menor a 5 MW en los SDL, una rampa de alrededor de 240 MW/min de estos recursos podría producir un evento de frecuencia (ver Figura 10).

⁶ Por ejemplo, California “Rule 21” ((SCE, 2017), (PG&E, 2017), (SDGE, 2017)), Hawaii H14 (HECO, 2018) o Alemania Media Tensión (BDEW, 2008).



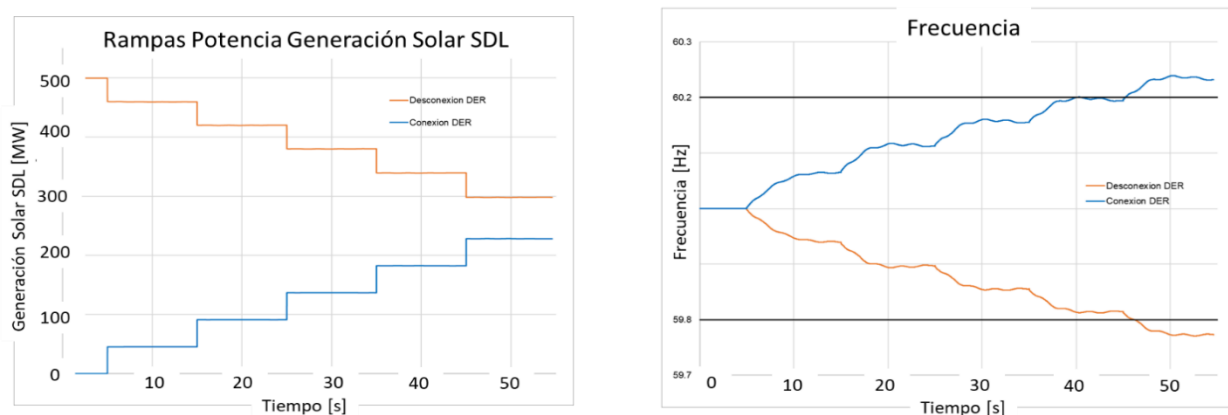


Figura 10. Ejemplo incremento y decremento escalonado-lineal de generación basada en inversores en el SDL e impacto en la frecuencia.

De acuerdo con referencias internacionales analizadas (ver Tabla 7) el mayor valor de las rampas que se recomienda por defecto es del 120% de la capacidad /minuto. En este caso si la potencia instalada es menor a 200 MW (y se da una rampa de este tipo) se garantiza que no se alcanza un valor de 240 MW/ minuto que pueda afectar la calidad de la frecuencia en el SIN.

Tabla 7 . Referencias internacionales rampas de arranque y parada. Valores dados en % de la capacidad neta por minuto. (*) Para generación conectada a las redes de media tensión (SCE, 2017), (PG&E, 2017), (SDGE, 2017)), (HECO, 2018) (BDEW, 2008), (CREG, 2018).

	CA Rule 21	IEEE 1547 2018	Hawaii H14	Alemania *	SIN STN-STR
Máximo	6000%	6000%	6000%	10%	100%
Mínimo	60%	6%	6%	NA	1%
Valor por Defecto	120%	20%	20%	NA	14%

4. Supervisión

Para tener información en tiempo real de la incidencia que puedan tener la generación conectada en el SDL, en el STR o inclusive en el STN; el CND requiere tener supervisada toda la red enmallada operativa o un modelo simplificado de la misma avalado por el CND. La supervisión puede ser enviada por los centros de control de los Operadores de Red – CRDs o se podrá realizar de manera indirecta utilizando los protocolos de comunicación entre centros de control vigentes al momento de la integración.

Teniendo en cuenta el impacto de las plantas en el SDL, el CND definirá si la información de supervisión se puede recibir utilizando protocolos de comunicación sobre la red pública de datos internet que sean soportados por el centro de supervisión y control del CND, que hayan sido avalados previamente por el CND y que garanticen los criterios de seguridad y confiabilidad requeridos para la operación del Sistema Interconectado Nacional.

Al respecto se tiene que a la fecha de elaboración de este documento ya hay prototipos de supervisión probados por el CND para la supervisión por internet, sin embargo, se debe tener en cuenta que por el momento se puede hacer supervisión de variables con una buena confiabilidad, pero no se planea usar este medio para el envío de comandos, dado que los protocolos factibles para hacerlo no incluyen la lógica de control de proceso, por lo que con este tipo de supervisión no se podrían enviar consignas de potencia o de tensión a las plantas. En este caso el CND definirá las variables que requieran supervisar.

También se puede realizar el intercambio de información entre el CND y los CRDs de la forma convencional, a través de enlaces entre centros de despacho. Estos enlaces deben utilizar el protocolo de comunicaciones acordado entre el CND y los CRDs. Actualmente se utiliza el protocolo de intercambio de información IEC-60870-6/TASE.2, también conocido como ICCP "*Inter-Control Center Communications Protocol*". En caso de utilizar este tipo de supervisión aplicaría lo establecido para las plantas con capacidad mayor o igual a 5 MW.

El protocolo de comunicación usado para el intercambio de información entre el CND y los CRDs puede ser modificado en el futuro, previo acuerdo entre el CND y los CRDs, por otro protocolo que cumpla con estándares internacionales utilizados en la conexión entre centros de control.

Tal como se establece en la Resolución CREG 025 de 1995, la información requerida para la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) debe ser suministrada o recibida, en forma oportuna y confiable, por las empresas generadoras de electricidad, las distribuidoras y las encargadas de la operación de las redes de interconexión y transmisión. Así mismo, esta información será canalizada a través del Centro Nacional de Despacho y de los Centros Regionales de Despacho, según corresponda.

El operador XM requiere la información para la supervisión y control de la operación de las redes enmalladas localizadas o reflejados en el Sistemas de Distribución Local (SDL).

5. Protecciones

Ver acuerdo el Anexo de este documento.

6. Requerimiento de información para el Planeamiento Operativo

Los pronósticos de demanda usados actualmente para el planeamiento operativo energético son los valores de la demanda publicados por la UPME. Estos valores corresponden a la demanda total agregada del sistema, sin embargo, la inclusión de generación conectada en el SDL hace necesario que el CND cuente con pronósticos por barra tanto de la demanda del SDL como de la generación menor a 5 MW. Por tanto, se propone que el CND cuente con los siguientes pronósticos para el planeamiento operativo energético del SIN:

- Demanda, sin afectaciones de las fuentes de generación del SIN, por barra del STN.



- Generación, de las fuentes de generación conectadas al SDL menores a 5MW, agregada por barra del STN.

7. Oferta de precios y declaración de disponibilidad

Para el Despacho Económico Horario, las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL (mayores o iguales a 1 MW e inferiores a 5 MW), deben declarar diariamente al CND antes de las 08:00 horas, la mejor estimación de la generación esperada para el día siguiente (expresada en valores enteros en MW) a nivel horario, para cada unidad generadora. Adicionalmente, los agentes representantes de las plantas deberán suministrar información al CND detallando la máxima capacidad (porcentaje) de la planta que estará disponible, para las 24 horas del día siguiente con resolución horaria.

Las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL mayores o iguales a 1 MW e inferiores a 5 MW, pueden optar por acceder al despacho central, informando diariamente al CND antes de las 08:00 horas, una única oferta de precio para el día siguiente al Despacho Económico Horario para las veinticuatro (24) horas (expresada en valores enteros de \$/MWh) por cada recurso de generación. Para el caso de las plantas que no opten por el despacho central y no envíen precios de oferta para el Despacho Económico Horario, en caso de tener que limitar la generación de dos o más recursos por restricciones en el sistema, la generación se asignará en forma aleatoria equiprobable.

Las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL (menores a 1 MW), deberán coordinar con el Operador de Red la consideración del programa estimado de generación en los pronósticos de demanda responsabilidad del OR.

8. Redespacho

Para el caso de las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL (Mayores a 1 MW y menores a 5 MW), estas podrán entregar una nueva estimación de generación esperada, expresada en valores enteros MWh, para las siguientes horas del redespacho y considerando los tiempos establecidos en la regulación aplicable para la solicitudes de redespacho de plantas de generación. La recepción de información y publicación de la misma se realizará utilizando los medios tecnológicos que el CND disponga para este fin.

- **Causales de redespacho**

Se recomienda incluir la siguiente causal de redespacho:

Redespacho solicitado por el agente que represente la planta de generación no despachada centralmente, debido a un aumento o reducción de disponibilidad de la planta. Esta causal podrá ser invocada para la misma planta de generación no despachada centralmente hasta cuatro (4) veces durante el día de operación.



Anexos:

1. Requisitos de protecciones

Se proponen requisitos de protección desde el punto de vista sistémico para la conexión de sistemas de generación basados en inversores al sistema de distribución, es decir, no se cubren los requerimientos de protecciones para detectar fallas al interior del 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 durante la operación del SIN.

Todo sistema de generación basados en inversores al sistema de distribución deberá disponer de esquemas de protección para proteger la instalación del generador y su conexión con el sistema de distribución local (SDL), tanto para fallas a tierra como de fases, los cuales 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 la red.

Los requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación se detallan en el Acuerdo CNO 1322, o aquel que los sustituya, no obstante, se recomienda considerar los siguientes temas:

- Sistemas de generación con bajos aportes de corrientes de cortocircuito requieren esquemas de protecciones basados en tensión, combinación tensión/corriente o impedancia para detectar y despejar fallas en la red a la cual se conectan; para este tipo de generación las funciones de sobrecorriente no son efectivas. Para el caso colombiano, el Acuerdo CNO 1322 solicita en el punto de conexión una función de baja tensión (ANSI 27) con dos etapas: rápida y lenta.

La etapa rápida tiene ajustes sensibles para detectar fallas monofásicas en la red del OR y actuar como esquema anti-isla; no obstante, esta protección puede no ser selectiva para detectar fallas y originar la desconexión de grandes bloques de generación ante fallas externas en circuitos adyacentes o paralelos. para el caso de redes de distribución con alta penetración de generación esta condición puede representar problemas de estabilidad en la red y deficiencia de potencia activa/reactiva ante condiciones post-falla.

Por otro lado, sistemas de generación con soporte dinámico de tensión deben garantizar que las funciones de tensión operen por fuera de la curva FRT propuesta. Por lo expuesto, se propone: *para sistemas de generación mayores a 1 MW o que suministren soporte dinámico a la red de distribución, se recomienda instalar en el punto de conexión una protección independiente con funciones de distancia (ANSI 21) y sobrecorriente restringida o controlada por tensión (ANSI 51V). La protección de bajatensión (ANSI 27) continúa disponible en una protección independiente, como función de respaldo y anti-isla, manteniendo activa solo la etapa lenta o ajustada según los resultados de EACP.*

- Para sistemas de generación mayores a 5 MW se propone incluir una periodicidad de cinco (5) años para elaborar estudios de protecciones o cuando se presenten cambios topológicos y/o operativos en la red o en el sistema de generación que



puedan afectar el desempeño de las protecciones, el estudio debe validar que los ajustes de protecciones existentes del sistema de generación sean selectivos con las protecciones del OR, el estudio de protecciones debe ser revisado y avalado por el OR que otorga el punto de conexión.

- La conexión de sistemas de generación al SDL modifican la dinámica en la operación del sistema de distribución y, por tanto, requiere de una evaluación integral de los requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación y los esquemas de protecciones existentes en las redes de distribución. Desafíos y propuestas de los sistemas de protecciones en el SDL.

El diseño tradicional de los sistemas de protecciones en el SDL contempla flujos de potencia de forma unidireccional por los diferentes ramales y transformadores, es decir, se considera que la potencia activa fluye en el SDL aguas abajo, desde el lado de alta al lado de baja de los transformadores de distribución y continuando por los ramales o circuitos de distribución; no obstante, con la incursión masiva de los DER en el SDL, se ha identificado como gran desafío para los sistemas de protección los siguientes ítems:

- Operación selectiva de los sistemas de protección ante la presencia de flujos de potencia bidireccionales en el SDL por multiplicidad de DER. Es importante resaltar que la mayoría de los esquemas de protección en líneas del SDL están basados en unidades de sobrecorrientes no direccionales y solo para algunas líneas enmalladas (o críticas) se cuentan con esquemas de protección más selectivos y/o redundantes. Entre los problemas más comunes de coordinación de protecciones en el SDL por incursión masiva de DER se encuentran: blinding effect y sympathetic tripping, ambos problemas han sido ampliamente estudiados en el mundo.
- Detección de fallas ante bajos aportes de corrientes de cortocircuito generados por fuentes de generación basados en inversores. En este punto se resalta que dado el principio de funcionamiento de los inversores el aporte ante fallas es cercano al valor de corriente nominal ($1.1-1.3 I_n$) siendo los esquemas de protecciones basado en sobrecorrientes los menos recomendados en redes con alta penetración de sistemas de generación basados en inversores.
- Riesgo de pérdida de grandes bloques de DER ante condición de falla externa no despejada de forma oportuna debido a los tiempos de despeje de fallas prolongados en las redes donde se conectan los DER.
- Caracterización del nivel de cortocircuito según tipo de tecnología de generación, así como, revisar capacidad de la red para evitar sobrecargas en la línea y zona de influencia a la cual se conecta el DER.

Acorde a lo mencionado y teniendo en cuenta las nuevas condiciones topológicas, retos operativos y crecimiento del SDL al evaluar las protecciones de un nuevo proyecto de generación en esta red se recomienda no solo considerar los requisitos



de los sistemas de protección en el punto de conexión y dentro del sistema de generación, los cuales son requeridos al promotor del proyecto de generación, sino revisar la integralidad de los sistemas de protección tanto de la red existente de la zona de influencia como del nuevo proyecto de generación.

En este sentido presentamos a continuación recomendaciones a tener en cuenta en la selección, diseño e implementación de sistemas de protección en el SDL por la incursión masiva de DER para mejorar de forma global su desempeño ante fallas y condiciones atípicas de operación, según los tipos de sistemas de generación y cargas conectadas, así como las condiciones topológicas y operativas particulares de cada red. Estas recomendaciones permitirán evaluar en cada caso la necesidad o no de modificar y/o renovar los esquemas de protección de la red existente, previo a la entrada de un nuevo proyecto de generación:

- Implementar en las líneas del SDL esquemas de protección más selectivos debido a presencia de flujos de potencia bidireccionales en la red por la conexión de DER, tales como esquemas diferenciales de línea, esquemas de sobrecorriente direccional, distancia o esquemas especiales asistidos por comunicaciones.
- Analizar la posibilidad y conveniencia de contar con esquemas de protección adaptativos y contar con equipos más flexibles, los cuales pueden reajustarse de forma automática ante cambios topológicos y/o reconfiguraciones en la red del SDL.
- Contar con esquemas de protección redundantes para equipos de potencia conectados a los niveles de tensión 2 y 3; es decir, implementar esquemas de protección principal y de respaldo para garantizar en todo momento el despeje de fallas en el elemento protegido ante indisponibilidad de la protección principal.
- Contar con protección diferencial en algunas barras del SDL para mejorar los tiempos de despejes de falla, esta recomendación aplica para aquellas zonas que cuenten con alta penetración de DER. Para cada caso específico deberán realizar análisis estabilidad que permitan mantener en servicio los DER ante fallas en la red, ya que la desconexión de grandes bloques de generación podría originar problemas en la estabilidad del SIN.
- Definir criterios para la selección y estándar de pruebas para realizar sobre el esquema de protección anti-isla, según nivel de confiabilidad requerida, punto de conexión y capacidad instalada.
- Revisar y definir la ubicación óptima de los equipos de corte en la red existente, es decir, definir criterios para identificar en qué casos se podrían instalar fusibles o se debe contar con reconectores o interruptores de potencia, según necesidades de red por crecimiento e incremento de corrientes tanto en condición normal de operación como ante fallas. Es importante resaltar que el Colombia ha sido bastante usado el fusible como elemento de corte en el SDL; no obstante, acorde a la integración esperada de recursos de generación en este nivel de tensión, así como la visión futura de la red de distribución es importante reevaluar su uso.



- Definir criterios de interacción entre promotor de proyecto y operador de red para el caso de que un nuevo proyecto de generación implique modernización de los sistemas de protección en la red existente.
- Definir criterios para establecer conexiones de sistema de generación permitidas en T en líneas del SDL. Esta recomendación sugiere establecer un valor de capacidad máxima de DER instalada en una derivación en T, en caso de superarse este valor se deberá conectar a través de una barra.

Las recomendaciones indicadas en este anexo se alinean con los desafíos actuales de crecimiento de SDL por la incursión masivas de DER en todos los sistemas de potencia del mundo y son tomados de experiencias operativas de otros países como España, Alemania y Estados Unidos.

Es importante resaltar el creciente número de grupos de trabajo en este tema a nivel IEEE como CIGRE, en el caso específico de IEEE hacemos mención de los siguiente Grupos de Trabajo (Working Group - WG) en los cuales tenemos participación como invitados:

- ✓ C2: Report - Role of protective relaying in the Smart grid (estado finalizado)
- ✓ C30: Report -Microgrid protection system (estado última revisión)
- ✓ C38: Guide - Design of microgrid protection system (estado en borrador inicial)

2. Calidad de la Potencia

Adoptar lo establecido en el documento del CNO: “Documentación y pruebas requeridas para la conexión de generadores distribuidos, autogeneradores a pequeña escala y autogeneradores a gran escala hasta 5 MW en el SIN colombiano” en el numeral 4.2.8: Medición indicativa de calidad de la potencia:

“En el punto de conexión deberá medirse antes y después de la incorporación del sistema de generación, a través de un equipo de clase A, la calidad de la potencia, ello con el fin de evaluar si el usuario la afectó negativamente, superando los límites permitidos por la resolución CREG 024 de 2005. De acuerdo con los resultados obtenidos se solicitarían las acciones correctivas al generador. Estas pruebas deberán realizarse siempre y cuando el sistema de generación o autogeneración cumpla con las siguientes condiciones:

Capacidad mayor o igual a 0.1 MW y menor a 1 MW, y cuando en el circuito de conexión existan usuarios sensibles, como cargas Industriales u Hospitalarias.

Capacidad mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW.

Para sistemas de generación o autogeneración con potencias mayores o iguales a 0.1 MW y menores 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, estos sistemas deberán presentar los certificados de cumplimiento del



estándar IEEE 1547 de 2018 en su capítulo asociado a calidad de la potencia, o cualquiera que lo modifique, adicione o sustituya.

En estas pruebas se debe realizar seguimiento a los siguientes fenómenos de calidad de la potencia: Flickers, armónicos, eventos de tensión, frecuencia, factor de potencia y desbalances de tensión.

Las pruebas previas serán efectuadas por el OR y las pruebas posteriores podrán ser efectuadas por el OR o por el generador o autogenerador. Los costos implicados para las pruebas posteriores podrán ser acordadas en el contrato de conexión.

Para las pruebas anteriores, las señales se podrán obtener de los equipos que hacen parte del sistema de medida.”



REFERENCIAS

- AEMO. (2017). *VISIBILITY OF DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES*.
- BDEW. (2008). *Technical Guideline: generating Plants Connected to the Medium Voltage Network*.
- CAISO. (2012). *Final Report for Assessment of Visibility and Control Options for Distributed Energy Resources*.
- California Distributed Generation Statistics. (15 de Diciembre de 2018). Obtenido de <https://www.californiadgstats.ca.gov/charts/>
- CEC y CPUC. (15 de Diciembre de 2018). *GO Basada en inversores California - California Energy Commission y California Public Utilities Commission*. Obtenido de <https://www.gobasada en inversorescalifornia.ca.gov/equipment/inverters.php>
- CNO. (2018). *Anexo Acuerdo 1071: Requisitos de Protecciones para la conexión de Sistemas de Generación 8menor a 5 MW) en el SIN colombiano*.
- Council, I. (2017). *Emerging Technologies*. Obtenido de http://www.isorto.org/Documents/NewsReleases/PUBLIC_IRC_Emerging_Technologies_Report.pdf
- CREG. (2018). *Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas basada en inversoreses fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*.
- ECOFYS. (2011). *Impact of Large-scale Distributed Generation on Network Stability During Overfrequency Events & Development of Mitigation Measures*.
- Eletropaulo. (2018). *Requisitos Minimos para Interligação de Microgeração e Minigeração Distribuída com a Rede de Distribuição da Eletropaulo com Paralelismo Permanente Através do Uso de Inversores - Consumidores de Alta, Média e Baixa Tensão*.
- ERCOT. (2017). *Distributed Energy Resources: Reliability Impacts & Recommended Changes*. Obtenido de http://www.ercot.com/content/wcm/lists/121384/DERs_Reliability_Impacts_FINAL.pdf
- Europe, T. U. (2007). *System Disturbance on 4 November 2006*. Obtenido de https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/otherreports/FinalReport-20070130.pdf
- HECO. (2018). *Rule No. 14, Service Connections and Facilities in Customer Premises*.
- IEEE. (2018). *IEEE - 1547 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*.



- NERC. (2008). *Real-Time Tools Survey Analysis and Recommendations*. Obtenido de <http://www.nerc.com/comm/OC/Realtime%20Tools%20Best%20Practices%20Task%20Force%20RTBPTF%2020/RealTime%20Tools%20Survey%20Analysis%20and%20Recommendations.pdf>
- NERC. (2011). *Special Report: Potential Bulk System Reliability Impacts of Distributed Resources*. Obtenido de http://www.nerc.com/docs/pc/ivgtf/IVGTF_TF-18_Reliability-Impact-Distributed-Resources_Final-Draft_2011.pdf
- NERC. (2013). *Integration of Variable Generation Task Force Draft Report: Performance of Distributed Energy Resources During and After System Disturbance*. Obtenido de <http://www.nerc.com/comm/PC/Integration%20of%20Variable%20Generation%20Task%20Force%2011/IV>
- NERC. (2016). *Long-Term Reliability Assessment*. Obtenido de <http://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/2016%20LongTerm%20Reliability%20Assessment.pdf>
- NERC. (2017). *DER Connection Modeling and Reliability Considerations*.
- PG&E. (2017). *Pacific Gas and Electric Company: Electric Rule No 21 Generating Facility Interconnections*.
- PJM. (2017). *PJM's Evolving Resource Mix and System Reliability*. Obtenido de <http://www.pjm.com/~media/library/reports-notice/special-reports/20170330-pjmsevolving-resource-mix-and-system-reliability.ashx>
- SCE. (2017). *Southern California Edison: Rule 21 Generating Facility Interconnections*.
- SDGE. (2017). *San Diego Gas & Electric Company Rule 21 Generating Facility Interconnections*.

