

CND - Temas de discusión reglamento de distribución para plantas solares y eólicas en el SDL

23-JUNIO-2020

TABLA DE CONTENIDO

1	Clasificación de generadores	6
1.1	Literatura de referencia	6
1.2	Consideraciones caso colombiano	6
1.3	Propuesta	6
2	Control potencia activa y frecuencia	7
2.1	Literatura de referencia	7
2.2	Consideraciones caso colombiano	7
2.3	Propuesta	8
2.4	Rampas operativas de entrada y salida	10
2.4.1	Requerimiento	10
2.4.2	Verificación y alternativas de cumplimiento	11
2.4.3	Justificación	11
3	Control Potencia reactiva / tensión y huecos	12
3.1	Literatura de referencia	12
3.2	Consideraciones caso colombiano	12
3.3	Propuesta	12
4	Calidad de la potencia	18
4.1	Literatura de referencia	18
4.2	Consideraciones caso colombiano	18
4.3	Propuesta	18
5	Supervisión y control	19
5.1	Literatura de referencia	19
5.2	Consideraciones caso colombiano	19
5.3	Propuesta	20
6	Protecciones	24
6.1	Literatura de referencia	25
6.2	Consideraciones caso colombiano	25
6.3	Propuesta de ajuste al acuerdo CNO 1258	25
7	Pruebas	27
7.1	Literatura de referencia	27

7.2	Consideraciones caso colombiano	28
7.3	Propuesta de ajuste al documento preliminar CNO	29
Consideraciones adicionales		30
8	ANEXOS	32
8.1	Anexo 1: Responsabilidades	32
8.2	Anexo 2: Literatura de referencia	34
8.3	Anexo 3: Listado de proyectos menores a 20 MW notificados a XM a abril 30/2020.	
	37	

Lista de Figuras

Figura 1. Ejemplo incremento y decremento escalonado-lineal de generación basada en inversores en el SDL e impacto en la frecuencia.	12
Figura 2. Característica de LVRT y HVRT – Plantas eólicas y solares.	14
Figura 3. Curva de capacidad de plantas eólicas y solares fotovoltaicas.	15
Figura 4. Característica de LVRT y HVRT – Plantas eólicas y solares.	16

Lista de tablas

Tabla 1. Propuesta de clasificación	6
Tabla 2. Requisitos de control de frecuencia	8
Tabla 3. Requisitos control de frecuencia.	10
Tabla 4. Referencias internacionales rampas de arranque y parada. Valores dados en % de la capacidad neta por minuto. Ver Anexo 2: C, Q, S, T, U, V	12
Tabla 5. Medidas requeridas para la supervisión de los sistemas de generación > 5 MW conectados en el SDL.	21
Tabla 6. Variables meteorológicas mínimas que se deben monitorear en las plantas eólicas.	22
Tabla 7. Variables mínimas que se deben monitorear en puntos de medición de plantas fotovoltaicas.	23
Tabla 8. Criterios de calidad variables análogas.....	23
Tabla 9. Banderas de calidad variables análogas y digitales.	24
<i>Tabla 10. Comentarios Acuerdo 1258</i>	25
Tabla 11. Principales comentarios al documento con referencia.	28
Tabla 12. Referencias consultadas para el desarrollo de la propuesta	34
Tabla 13. Referencias consultadas para el desarrollo de la propuesta	37

1 Clasificación de generadores

En el ámbito de este documento, se consideran como generadores aquellos activos que se encuentren entregando potencia activa a la red. Esto incluye también a los autogeneradores eólicos y solares fotovoltaicos.

En esta sección se presenta la propuesta para clasificar los generadores eólicos y solares que servirá como marco de referencia para incluir posteriormente requisitos diferenciales a dichos generadores con base en la clasificación.

1.1 Literatura de referencia

En el Anexo 2 se detalla la bibliografía consultada para este tema que corresponde a las referencias con ID: **G, I, J.**

1.2 Consideraciones caso colombiano

A la fecha se han notificado a XM la conexión, entre 2020-2023, de 125 proyectos de generación solares fotovoltaicos y eólicos que suman 1543 MW de capacidad, de los cuales el 75% corresponden a generadores basados en inversores; para la mayoría de estos proyectos el punto de conexión se encuentra en los niveles de tensión 2 y 3. En el Anexo 3 se presenta la información básica de estos proyectos. Además, se suman a estos nuevos proyectos, la conexión al Sistema de Distribución Local -SDL- de generadores distribuidos y autogeneradores de pequeña escala cuyo proceso de conexión en la actualidad se realiza directamente con el Operador de Red -OR-.

1.3 Propuesta

La clasificación propuesta para los generadores está basada en la capacidad de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas. Según esta capacidad se recomienda considerar los requerimientos de información tal como se describe a continuación en la Tabla 1:

Tabla 1. Propuesta de clasificación

Umbral	Modelo	Parámetros
Mayores 5 MW	Modelo validado	Validados
Entre 1 y 5 MW	Modelo verificado	Fabricante
Menores a 1 MW	Modelo agregado verificado entre OR y agentes	Fabricante

Para la Tabla 1 aplica:

Modelo validado*: Es el modelo de simulación RMS y EMT que permite representar las funciones de control asociadas a cada generador, y que es validado mediante pruebas en campo con el fin de verificar que cumpla con indicadores de calidad, en su forma y magnitud al comparar las simulaciones y los registros en campo.

Modelo verificado*: Es el modelo de simulación RMS y EMT que permite representar las funciones de control asociadas a cada generador y que es obtenido utilizando la información reportada por el fabricante.

*Nota: Adicional al modelo de la planta de generación que debe ser representado en el nodo de conexión al Sistema de Distribución Local -SDL- junto con el transformador de conexión, se debe reportar el equivalente de red entre el punto de conexión del generador y nodo más cercano del Sistema de Transmisión Regional -STR- o Sistema de Transmisión Nacional -STN-.

Modelo agregado verificado entre OR y agentes: Es aquel modelo de simulación RMS que representa por tipo de tecnología el agregado de plantas generadoras conectadas al SDL con capacidad menor a 1 MW. Este modelo deberá ser entregado cuando se supere 1 MW de agregación de plantas con capacidad inferior a 1 MW.

El nodo de agregación debe corresponder al nodo asociado al lado de baja del transformador de conexión al STR y debe considerar el valor mínimo y máximo de la impedancia de conexión equivalente de los generadores.

Parámetros validados: Son los valores de los parámetros que son verificados tanto en pruebas de fábrica como en pruebas en campo.

Parámetros del fabricante: Son los valores de los parámetros que son verificados en pruebas de fábrica.

2 Control potencia activa y frecuencia

En esta sección se presenta una propuesta de los requerimientos de respuesta ante eventos de frecuencia de las plantas de generación solares fotovoltaicas y eólicas teniendo en cuenta la clasificación de generadores definida en la sección 1 de este documento.

Para el caso de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al SDL, estas deben estar en capacidad de operar en el rango de frecuencias normales de operación que establezca el Código de Operación vigente.

2.1 Literatura de referencia

En el Anexo 2 se detalla la bibliografía consultada para este tema que corresponde a las referencias con ID: **C, D y J**.

2.2 Consideraciones caso colombiano

En el documento técnico con **ID D** se presenta un estudio de la necesidad de que la generación conectada a nivel de SDL cuente con los requerimientos propuestos para el control de frecuencia ante eventos de la red.

2.3 Propuesta

PLANTAS MENORES A 1 MW:

Para plantas eólicas y solares fotovoltaicas cuya capacidad esté por debajo de 1MW no se propone considerar algún requisito de control de frecuencia.

PLANTAS ENTRE 1 Y 5 MW:

Para el caso de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al SDL (entre 1 y 5 MW), estas deben contar con un control de potencia activa/frecuencia que incluya una banda muerta y un estatismo permanente ajustado en un valor entre el 2 y el 6% y, permitiendo su participación en la regulación primaria de frecuencia del sistema para eventos de sobre frecuencia cuando el Centro Nacional de Despacho -CND- lo consideren necesario. Lo anterior teniendo en cuenta que para estos casos no se requiere de aporte de reserva de estas plantas.

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.
- 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 banda muerta de acuerdo a las necesidades del SIN.
- Deben cumplir por defecto con los siguientes parámetros de respuesta de la potencia activa ante las variaciones de frecuencia.

Tabla 2. Requisitos de control de frecuencia

Parámetro	Valor
Tiempo de respuesta inicial máximo - Tr	5 seg
Tiempo de establecimiento máximo - Te	20 seg

PLANTAS MAYORES A 5 MW:

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. Se recomienda que la activación de la función de regulación de frecuencia para eventos de sub-frecuencia se realice teniendo en cuenta la penetración de este tipo de generación.

Adicionalmente, el control debe tener la capacidad de recibir al menos una consigna de potencia activa de forma local o 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 a las necesidades 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:
 - 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.
 - El aporte adicional de potencia activa debe ser limitado 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 3.

Tabla 3. Requisitos control de frecuencia.

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

2.4 Rampas operativas de entrada y salida

2.4.1 Requerimiento

Los sistemas de generación solares fotovoltaicos conectados en el SDL deben contar con una rampa operativa para arranque y parada ajustable, de acuerdo con 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 fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR (CREG 060 de 2019) 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 solar fotovoltaica en el SDL del SIN (contando productores y auto productores) no exceda los 200 MW, se permitirá el valor que por defecto suministre el fabricante de los equipos.

2.4.2 Verificación y alternativas de cumplimiento

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 parametrizable. Ver Anexo 2: **C, Q, S, T, U, V**.

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 Consejo Nacional de Operación -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 verificada por la entidad que la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- designe para tal propósito. Esta información deberá ser remitida al CND para su uso en el planeamiento operativo del SIN.

Para sistemas de generación con capacidad instalada mayor o igual a 5 MW, la verificación del cumplimiento de este requisito se hará por medio de pruebas y por medio de seguimiento posoperativo, de acuerdo con el procedimiento propuesto por el CND y, aprobado por el CNO.

2.4.3 Justificación

De acuerdo con los estudios de simulación llevados a cabo para escenarios del SIN a 2023 para el periodo 12 (entre la 11:00 y las 11:59:59 horas), cuando se espera la mayor participación de la generación solar fotovoltaica en los SDL, una rampa de alrededor de 240 MW/min de estos recursos podría producir un evento de frecuencia (ver Figura 1).

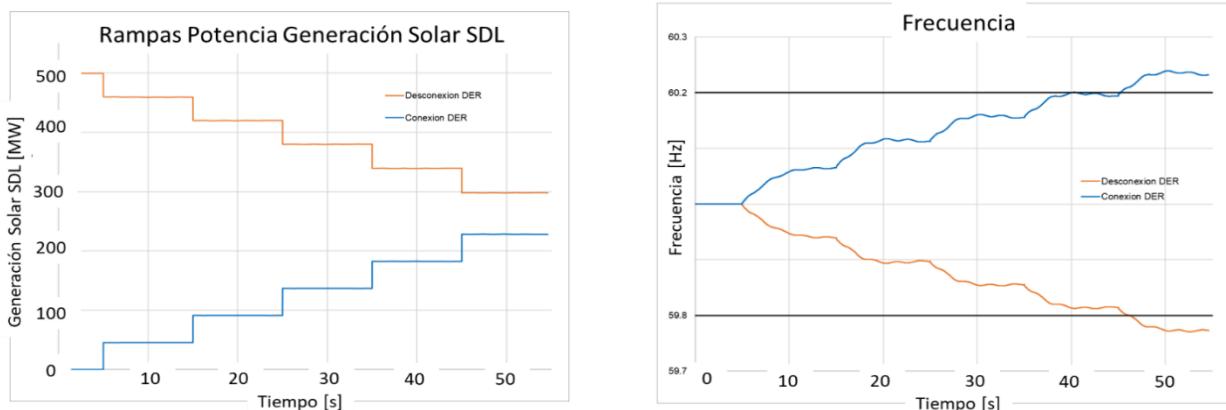


Figura 1. Ejemplo incremento y decremento escalonado-lineal de generación basada en inversores en el SDL e impacto en la frecuencia.

De acuerdo con referencias internacionales analizadas (ver Tabla 4) 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/min que pueda afectar la calidad de la frecuencia en el SIN.

Tabla 4. Referencias internacionales rampas de arranque y parada. Valores dados en % de la capacidad neta por minuto. Ver Anexo 2: C, Q, S, T, U, V.

	CA Rule 21	IEEE 1547 2018	Hawai 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%

3 Control Potencia reactiva / tensión y huecos

En esta sección se presenta una propuesta de los requerimientos de control de potencia reactiva/tensión y comportamiento ante huecos de tensión para las plantas de generación solares fotovoltaicas y eólicas teniendo en cuenta la clasificación de generadores definida en la sección 1 de este documento.

3.1 Literatura de referencia

En el Anexo 2 se detalla la bibliografía consultada para este tema que corresponde a las referencias con ID: **I, C, D, E y J.**

3.2 Consideraciones caso colombiano

En el documento técnico con **ID D** se presenta un estudio de la necesidad de que la generación distribuida cuente con los requerimientos propuestos para el control de frecuencia ante eventos de la red.

3.3 Propuesta

PLANTAS MENORES A 1 MW:

Curva de carga

En el punto de conexión de la unidad se debe garantizar que la instalación cumpla con los límites de voltaje permitidos en condiciones normales de operación, manteniendo un factor de potencia unitario.

Requerimientos control de tensión:

Cuando los agregados de generación de un área/subárea o porción de red superen un valor definido por el CND según las condiciones del sistema, se deberá implementar un control de tensión en el punto de agregación que cumpla con los siguientes requisitos:

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 o factor de potencia, la potencia reactiva de la planta tenga un tiempo de establecimiento menor a 10 segundos.

PLANTAS ENTRE 1 Y 5 MW:

Curva de carga

Se recomienda que se tenga una curva de carga tal que tanto para entrega como absorción de reactivos tenga un factor de potencia máximo de 0.95.

Requerimientos control de tensión:

Las plantas de generación basadas en inversores con capacidad entre 1 y 5 MW que se conecten en el SDL deben poder aportar al control de la tensión en el rango operativo normal de su punto de conexión, por medio de la entrega o absorción de potencia reactiva, de acuerdo con su curva de carga definida en esta sección y según las consignas de operación definidas por el CND en coordinación con el OR.

Para esto las plantas deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Los parámetros del regulador de tensión deberán ser configurables. El control deberá contar al menos con los siguientes modos:
 - Estatismo de voltaje (Q(V))
 - Factor de potencia constante
- 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 o factor de potencia, la potencia reactiva de la planta tenga un tiempo de establecimiento menor a 10 segundos.
- En caso de que el CND lo requiera, el control debe tener la capacidad de recibir al menos una consigna de tensión o factor de potencia de forma local o remota.

A partir de los estudios de conexión y de los estudios de planeamiento operativo eléctrico el OR y el CND, en forma coordinada, definirán el modo de control para cada planta y su parametrización. Por defecto y a menos que se solicite por parte del OR o el CND otra configuración, la configuración inicial será con un factor de potencia constante igual a 1.

Si una vez entre en operación comercial la planta y si de acuerdo con los estudios de planeamiento operativo eléctrico, el CND encuentra la necesidad de contar con el aporte de potencia reactiva de determinada planta, este deberá coordinar con el OR y el agente generador, de acuerdo con el procedimiento propuesto por el CND y aprobado por el CNO, la implementación de los cambios requeridos en la parametrización del control de la planta.

Sopportabilidad ante huecos 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 2, 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 2.

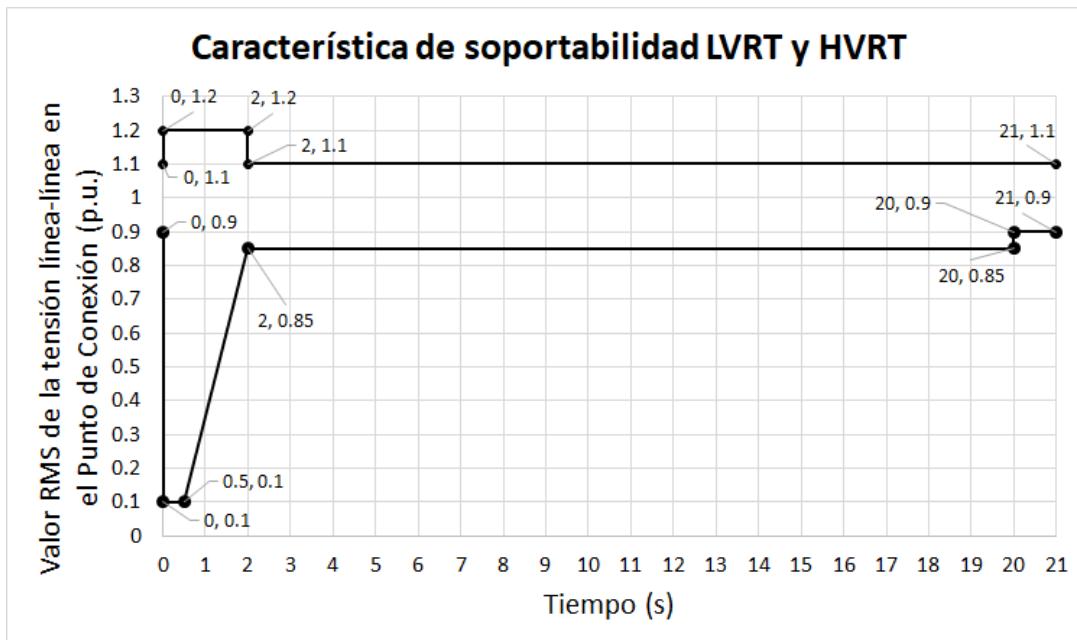


Figura 2. Característica de LVRT y HVRT – Plantas eólicas y solares.

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.

PLANTAS MAYORES A 5 MW:

Curva de carga:

Se recomienda que las plantas de generación eólica y solar fotovoltaica conectadas a nivel del SDL cuenten con la curva de carga propuesta en la Figura 3. Curva de capacidad de plantas eólicas y solares fotovoltaicas., la cual también se aplica para las plantas de generación solar fotovoltaica y eólicas conectadas al STN y al STR según lo establecido en la Resolución CREG 060 de 2019:

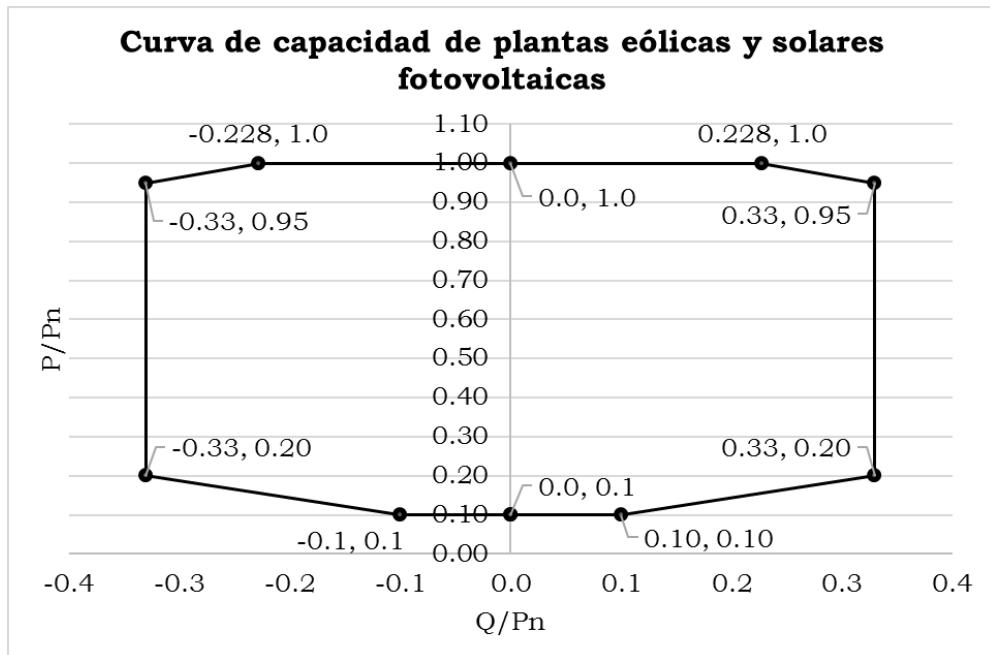


Figura 3. Curva de capacidad de plantas eólicas y solares fotovoltaicas.

Donde:

P y Q son la potencia activa y reactiva y P_n es la potencia activa nominal.

Requerimientos control de tensión:

Las plantas de generación basadas en inversores mayores o iguales a 5 MW que se conecten en el SDL deben poder aportar al control de la tensión en el rango operativo normal de su punto de conexión, por medio de la entrega o absorción de potencia reactiva, de acuerdo con su curva de carga definida en esta sección y según las consignas de operación definidas por el CND en coordinación con el OR.

Para esto las plantas deberán cumplir los siguientes requisitos:

Los parámetros del regulador de tensión deberán ser configurables. El control deberá contar al menos con los siguientes modos:

*Estatismo de voltaje (Q(V))

*Factor de potencia constante

*Potencia Reactiva

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 o factor de potencia, la potencia reactiva de la planta tenga un tiempo de establecimiento menor a 10 segundos.

En caso de que el CND lo requiera, el control debe tener la capacidad de recibir al menos una consigna de tensión, factor de potencia y potencia reactiva de forma local o remota.

Por defecto y a menos que se solicite por parte del OR o el CND otra configuración, la configuración inicial será en control de tensión.

Soporabilidad ante huecos de tensión:

Para el caso de las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL (mayores o iguales a 5 MW), estas deben tener un comportamiento ante desviaciones de tensión de acuerdo con la Figura 4, 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 4.

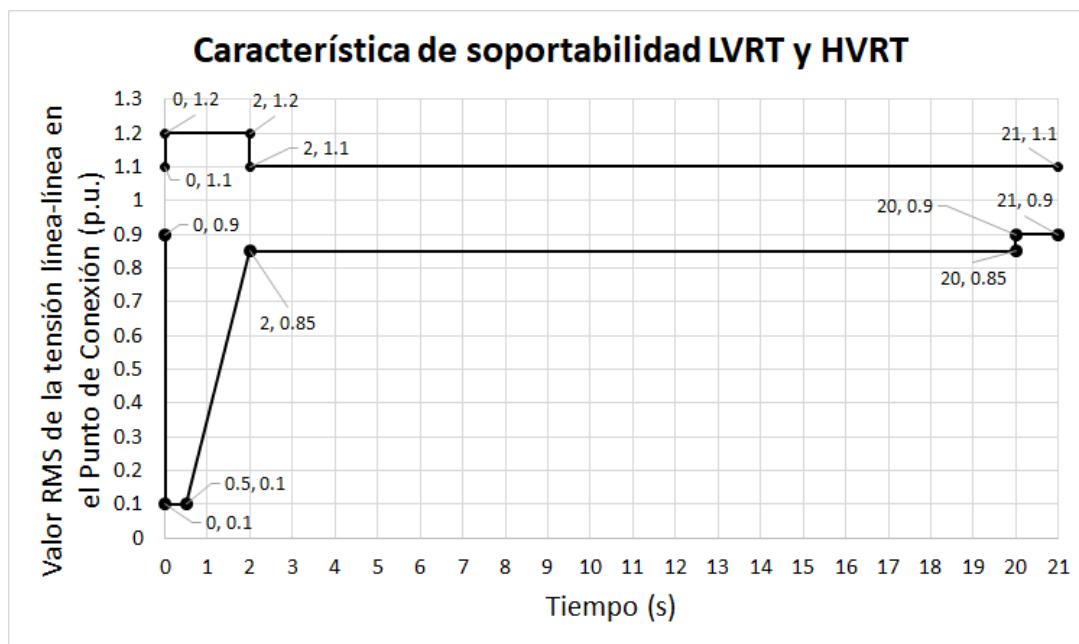


Figura 4. Característica de LVRT y HVRT – Plantas eólicas y solares.

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 fotovoltaicas, 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.

Inyección de corriente reactiva adicional:

Para el caso de las plantas eólicas y solares, 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 5 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.).

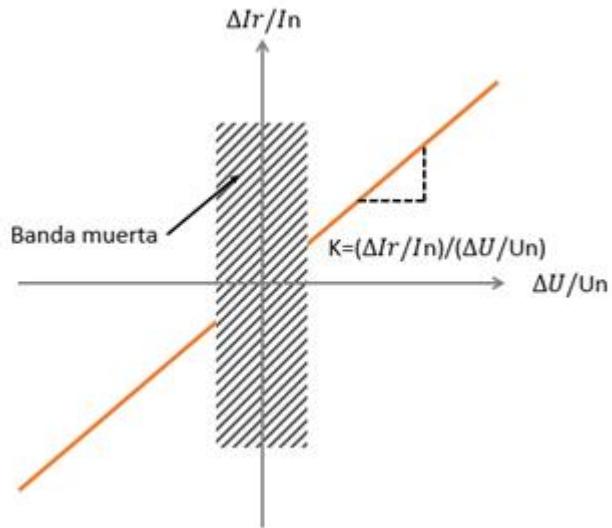


Figura 5. Característica de aporte adicional de corriente reactiva en el punto de conexión.

4 Calidad de la potencia

En esta sección se presenta una propuesta de verificación de la calidad de la potencia a causa del equipo electrónico (inversores, otros) asociados a la generación solar fotovoltaica y eólica.

4.1 Literatura de referencia

En el Anexo 2 se detalla la bibliografía consultada para este tema que corresponde a las referencias con ID: **E, K y M**.

4.2 Consideraciones caso colombiano

Resolución CREG 024 del 2005 (Normas de calidad de la potencia eléctrica, aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica)

4.3 Propuesta

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.”

5 Supervisión y control

En esta sección se presenta una propuesta de los lineamientos respecto a la supervisión y el control de los Centros Locales de Distribución - CLD del OR y su articulación con el CND; teniendo en cuenta que pueden existir plantas que sean Despachadas Centralmente.

5.1 Literatura de referencia

En el Anexo 2 se detalla la bibliografía consultada para este tema que corresponde a las referencias con ID: **B, C, D, L y N**.

5.2 Consideraciones caso colombiano

Para el caso colombiano actualmente se tiene como obligatoria la supervisión de todas las plantas de generación mayores a 5 MW independiente de su tecnología.

Sin embargo, dado el incremento de solicitudes para conexión de generación de pequeña escala se hace necesario establecer lineamientos de supervisión para este tipo de unidades debido el alto impacto que podrían llegar a tener en el sistema eléctrico colombiano.

5.3 Propuesta

PLANTAS MENORES A 1 MW:

Para plantas menores a 1 MW se requiere supervisar el agregado definido en la sección 1.

PLANTAS ENTRE 1 Y 5 MW:

Para las plantas entre 1 y 5 MW dependiendo de la necesidad de supervisión se podrían tener las siguientes opciones, las cuales podrán ser analizadas y exigidas por el CND:

1. 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 SIN.

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.

Por lo anterior, este tipo de supervisión se podría adoptar para medidas de baja criticidad y en redes del SDL con un solo punto de conexión al STR de manera que se pueda tener un modelo equivalente del generador en la barra del STR con supervisión de variables básicas para el generador (potencia activa, potencia reactiva, tensión de línea AB o BC y corriente fase B así como los estados lógicos del equivalente que indiquen cuándo la (o las) unidad(es) está(n) conectada(s) a la red).

2. Utilizar la supervisión convencional, la cual se podrá realizar desde el CND de manera directa por medio de unidades terminales remotas (RTU) o equivalente (de acuerdo con la regulación vigente) y de manera indirecta utilizando los protocolos de comunicación entre centros de control vigentes al momento de la integración. En este caso aplicaría lo establecido para plantas mayores a 5 MW

PLANTAS MAYORES A 5 MW:

Para la supervisión de plantas mayores a 5 MW conectadas en el SDL se pueden tener en cuenta dos escenarios:

1. Cuando la red del SDL donde se ubica la planta tiene un solo punto de conexión con el STR o STN, en este caso se podrá hacer un modelo equivalente en el punto de conexión en donde se podrá tener la supervisión de la planta.

2. Cuando la red del SDL a la que se conecta la planta se conecta con varios puntos del STR, en este caso, para tener información en tiempo real de la incidencia que puedan tener esta generación en el sistema; el CND podría requerir tener supervisada toda la red enmallada operativa del SDL o un modelo simplificado de la misma. La supervisión puede ser enviada por los centros de control de los Operadores de Red – CRDs. El CND, teniendo en cuenta el impacto de las plantas, definirá si la información de la supervisión se puede recibir a través de internet.

Para los dos escenarios mostrados anteriormente, el intercambio de información entre el CND y los CRDs se hace 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*".

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 despacho.

Las variables requeridas para la supervisión de los generadores eólicos y solares se definen en el anexo 4 del Acuerdo CNO 1214. 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.

De otro lado, para la supervisión de recursos de la red enmallada operativa y la generación conectada en el SDL se tiene lo siguiente:

Datos Análogos

Las medidas que se requieren para supervisión se listan en la Tabla 5. Medidas requeridas para la supervisión de los sistemas de generación > 5 MW conectados en el SDL.:

Tabla 5. Medidas requeridas para la supervisión de los sistemas de generación > 5 MW conectados en el 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)

Elemento	Variables requeridas
	Tensión fases AB o BC (U)
Reactor	Potencia reactiva (Q)
	Tensión fases AB o BC (U)
Inyección	Potencia activa (P)
	Potencia reactiva (Q)
	Tensión fases AB o BC (U)
Barra	Tensión (U)

Datos Digitales

Los datos digitales comprenden las indicaciones utilizadas para señalizar 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). También debe enviarse el estado conectado o no (como punto doble) de los modelos equivalentes en caso de que esa sea la representación.

Datos Meteorológicos

Para el caso de las plantas eólicas y solares, conectadas al SDL mayores a 5 MW, estas deben contar con sistemas de monitoreo de las variables hidrometeorológicas 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 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 hidrometeorológicas que se reporten en tiempo real al CND deben contar con la calidad y confiabilidad que permitan estimar la generación de la planta.

Las tablas siguientes describen las variables meteorológicas a supervisar en cada tipo de planta:

Tabla 6. 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 7. 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

Adicionalmente el OR es responsable por la supervisión de las siguientes variables en diferentes puntos de su área de operación, con una separación igual o inferior a 10 km, los cuales podrán estar en las subestaciones del STR y/o del SDL o pertenecer a entidades con las que el OR establezca alianzas:

- Irradiación Global Horizontal [W/m²]
- Temperatura ambiente [°K]
- Velocidad y dirección del viento [m/s]
- Presión atmosférica [hPa]
- Humedad relativa [%]

La información de las estaciones debe transmitirse al CND cada 30 segundos o menos utilizando el medio que el CND tenga habilitado para esta finalidad. El OR o el agente deben garantizar los criterios de calidad de las medidas establecidos por el CND y cumplir con estándares nacionales e internacionales de calidad en la instalación, calibración, y mantenimiento, de tal forma que se garantice la calidad y continuidad de la información.

El CND hará seguimiento a la calidad y disponibilidad de los datos telemedidos de la red enmallada operativa del SDL, de la generación conectada en el SDL mayor a 5 MW y de los datos meteorológicos. 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 C57.13 [IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers], ver Tabla 8.

Tabla 8. 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 confiabilidad las banderas de calidad con las que estas señales lleguen al centro de control del CND, ver Tabla 9.

Tabla 9. 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 llegar 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 telemedidas 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.

6 Protecciones

En esta sección se presentan los aspectos básicos del tema sin entrar en gran detalle técnico.

6.1 Literatura de referencia

En el Anexo 2 se detalla la bibliografía consultada para este tema que corresponde a las referencias con ID: **E, F, G y H.**

6.2 Consideraciones caso colombiano

En la *Tabla 10* se presentan los comentarios al acuerdo del CNO 1258.

Tabla 10. Comentarios Acuerdo 1258

Tema	Numeral	Comentario	Propuesta	Referencia técnica
Funciones de protección	6.2 Tabla 8	Incluir protección adicional en el punto de conexión con funciones más selectivas	Para sistemas de generación con soporte dinámico de tensión y frecuencia Incluir protección independiente en el punto de conexión con funciones ANSI 21 y ANSI 51V.	Códigos de conexión para generadores que se conecten a MT: Hydroquebc, Alemania.

Nota: en el numeral 6.3 se da mayor contexto al comentario y la propuesta.

6.3 Propuesta de ajuste al acuerdo CNO 1258

Respecto de la información contenida en el Acuerdo CNO 1258, el CND considera que contiene la mayoría de los aspectos técnicos de protecciones mínimos requeridos para la conexión de Fuentes de Energía Renovables No Convencionales -FERNC-, no obstante, se debería complementar con los aspectos indicados en la tabla anterior y sustentados a continuación:

- a. 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 1258 solicita en el punto de conexión una función de bajatensión (ANSI 27) con dos etapas: rápida y lenta.

La etapa rápida tiene ajustes sensibles para detectar fallas monofásicas en la red del OR; no obstante, esta protección puede no ser selectiva 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 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.

- b. 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.

Adicionalmente, a las propuestas de ajuste del Acuerdo CNO 1258, se propone analizar de forma integral en el SDL los requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación y los esquemas de protecciones existentes en las redes de distribución.

A continuación, se detallan los requerimientos adicionales en la red del SDL:

- c. 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 sistemas de generación embebidos, tales como esquemas diferenciales de línea, esquemas de sobrecorriente direccional, distancia o esquemas especiales asistidos por comunicaciones. También, se propone evaluar esquemas de protección adaptativos y redundancia en los esquemas de protección.
- d. 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 reconectadores 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 en 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.
- e. Definir criterios para permitir conexiones de sistema de generación en T en líneas del SDL. Esta recomendación sugiere establecer un valor de capacidad máxima de sistemas de generación instalada en una derivación en T, en caso de superarse este valor se deberá conectar a través de una barra.

7 Pruebas

En esta sección se presentan comentarios respecto al documento preliminar sobre pruebas elaborado por CNO. En este numeral se incluyen los aspectos básicos del tema sin entrar en gran detalle técnico.

7.1 Literatura de referencia

En el Anexo 2 se detalla la bibliografía consultada para este tema que corresponde a las referencias con ID: **C, G, J, O y P**.

7.2 Consideraciones caso colombiano

En la Tabla 11 se presentan los principales comentarios asociados al documento con *ID X*

Tabla 11. Principales comentarios al documento con referencia.

Tema	Numeral	Comentario	Propuesta	Referencia técnica
VERIFICACIÓN DEL SISTEMA FUNCIONAL DE CONTROL	4.2.3	Falta incluir información de pruebas adicionales a todos los sistemas de control	Adicional a las pruebas de verificación funcional del sistema de control, se propone realizar pruebas para validar el cumplimiento de los requisitos de control de frecuencia propuestos en este documento e incluir certificados para la función de soportabilidad de huecos de tensión.	C, J, O
Verificación de cumplimiento de la normatividad	4.1	El documento de pruebas solo tiene en cuenta los autogeneradores de 1 a 5 MW	Realizar pruebas de verificación de la curva de carga para todas las plantas conectadas en el SDL con capacidad superior a 1 MW. Se propone considerar una curva de carga de referencia tal como se presenta en la sección 3 de este documento. Se propone que el CND pueda definir a qué plantas se les debe realizar auditoría de pruebas.	O
VERIFICACIONES REALIZADAS POR EL OR	4.2.2, 4.2.4, 4.2.5, 4.2.7, 4.2.9,	ELIMINAR NUMERALES	En general se propone eliminar los numerales 4.2.2, 4.2.4, 4.2.5, 4.2.7,	P

	4.2.10 y 4.2.11		4.2.9, 4.2.10 y 4.2.11 y se recomienda incluir el listado de verificación de cumplimiento del Acuerdo CNO 1258.	
--	--------------------	--	--	--

7.3 Propuesta de ajuste al documento preliminar CNO

Se recomienda incluir adicionalmente las siguientes pruebas no consideradas en el documento preliminar:

- Pruebas para la validación de los modelos de los sistemas de generación de las plantas con capacidad mayor a 5 MW.
- Requisitos de certificaciones que aplican para la verificación de los modelos de los sistemas de generación de las plantas con capacidad entre 1 y 5 MW.
- Pruebas para validar el modelo agregado que aplica en el caso de plantas con capacidad inferior a 1 MW.
- Pruebas para verificar la recepción y el envío de consignas de potencia activa, potencia reactiva, tensión o factor de potencia según sea solicitado por el CND para plantas o agregados con capacidad mayor a 1 MW.

Consideraciones adicionales

1. Si bien en este documento se proponen requisitos para la generación solar fotovoltaica y eólica, es importante tener en cuenta que en el sistema eléctrico colombiano también se cuenta con una significativa participación actual y proyección futura de pequeñas centrales hidroeléctricas y térmicas y plantas filo de agua, por lo que también se recomienda considerar en el muy corto plazo la definición de requisitos aplicables a estas fuentes de generación conectadas en el SDL. Asimismo, se propone considerar de forma independiente requerimientos técnicos y para los modelos de la carga, tal como se definió en el documento *Propuesta Regulatoria Modelo de carga* enviado por XM a la CREG en agosto de 2019.
2. La Resolución CREG 070 de 1998 estable en el capítulo 5 los lineamientos de operación de los STR y SDL para el planeamiento, la supervisión, manejo operativo de carga e información operacional, y es en este último ítem al que hacemos especial énfasis, dado que allí se estipula que:

“5.5.3.3 Estadísticas de Eventos

Los reportes de los Eventos deberán ser almacenados en forma magnética durante un periodo no inferior a tres (3) años. La base de datos correspondiente deberá estar disponible en el momento que lo soliciten las autoridades competentes.

El OR deberá, antes de finalizar el primer trimestre de cada año, efectuar informes y diagnósticos anuales sobre su desempeño operativo. Estos diagnósticos e informes serán agregados por los Centros de Control respectivos y presentados al CND, quien publicará un informe anual sobre esta materia.” (subrayado fuera de texto)

Al respecto, consideramos que no es necesario que el CND siga publicando la información a la que se referencia sobre los informes operativos de los OR, dado que esto se suple con otras regulaciones vigentes, además que se genera una posible redundancia en la información respectiva, bajo las siguientes consideraciones:

- a) En cumplimiento de lo establecido en la Resolución No. SSPD – 20192200020155 del 25/06/2019, “*Por la cual se expedien los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información – SUI aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional – SIN*”, toda la información técnica, administrativa, comercial y financiera de los OR reposa en la base de datos del SUI, la cual fue diseñada según el Artículo 15 de la Ley 689 de 2001 para satisfacer las necesidades y requerimientos de las Comisiones de Regulación, los Ministerios y demás organismos y autoridades que tengan competencias en el sector de los servicios públicos.

- b) Según el mismo Artículo 15 de la Ley 689 de 2001, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD- cuenta con un Formato Único de Información, elaborado para el cumplimiento de los objetivos de todos los entes listados en el punto anterior.
- c) La SSPD tiene establecidas en la Resolución No. SSPD – 20192200020155 del 25 de junio de 2019 frecuencias de recolección de datos de los prestadores de servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica del SIN para generar indicadores relacionados con las funciones del sector, con mayor oportunidad respecto a una publicación anual como la que está actualmente establecida.
- d) La actual estructura del Sistema Único de Información -SUI- permite, en cuanto a la información técnica, que los OR registren pérdidas reconocidas, planes de acción de reducción de pérdidas, esquemas de evaluación de la calidad del servicio, información de los activos de uso en operación, eventos del sistema, entre otros.
- e) Adicionalmente, en la Resolución CREG 030 de 2018 se estable que:

“Artículo 6. Información de disponibilidad de red. Los OR deben disponer de información suficiente para que un potencial AGPE o GD pueda conocer el estado de la red según las características requeridas en el artículo 5 y proceder a la solicitud de conexión al sistema.

Cada OR deberá disponer, en su página web, un sistema de información georreferenciado que permita a un potencial AGPE o GD observar el estado de la red y las características técnicas básicas del punto de conexión deseado...

... Durante el mes siguiente al de entrada en vigencia de la presente resolución y hasta que se encuentre disponible el sistema de información de que trata el presente artículo, el OR dispondrá, en su página web, la información en formato de hoja de cálculo de uso común que permita una búsqueda fácil para consulta de la ciudadanía.”

Si bien la resolución es sobre autogeneración y generación distribuida, de lo anterior se deriva que los OR cuentan con un sistema de información publicado en su página web con toda la información operativa sobre el estado de la red y por tanto se recomienda dentro de la actualización de la Resolución CREG 070 de 1998, revisar la disposición mediante la cual se envían al CND por parte de los operadores de red informes y diagnósticos anuales sobre su desempeño operativo los cuales presentados al CND, para que éste último publique un informe anual en el mismo sentido.

8 ANEXOS

Se presenta información de referencia y soporte para la elaboración del documento.

8.1 Anexo 1: Responsabilidades

La incorporación masiva de recursos de generación al SDL requiere de la creación de nuevos roles en la operación del sistema, tales como *Agregadores* o *Integradores*, los cuales permiten la interacción con el operador nacional. A continuación, se proponen las principales responsabilidades que se sugiere deberían asumir los Agregadores:

Supervisión: Se propone que exista un agregador o varios agregadores los cuales tendrían como responsabilidad concentrar la información requerida de las plantas menores a 5 MW para garantizar la seguridad y confiabilidad del SIN. Para el caso de las plantas mayores a 5 MW se puede enviar la información al CND de forma individual o a través de un agregador o varios agregadores, en cuyo caso deberá enviar la información de forma individual para cada planta. En ambos casos se debe enviar la información al CND a través del medio y formato que definida el CND.

Seguimiento: Se propone que exista un agregador o varios agregadores los cuales tendrían como responsabilidad validar el cumplimiento de los requisitos definidos para las plantas menores a 5 MW con el fin de garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema. Para el caso de las plantas mayores a 5 MW el CND realizará el seguimiento teniendo en cuenta los requerimientos definidos en la regulación vigente.

Modelos: Se propone que exista un agregador o varios agregadores los cuales tendrían como responsabilidad validar el cumplimiento de los requisitos definidos para garantizar la calidad de los modelos de las plantas menores a 5 MW y enviar los resultados de las mismas al CND. Para el caso de las plantas mayores a 5 MW, se puede enviar la información al CND de forma individual o a través de un agregador o varios agregadores en cuyo caso se deberá enviar la información de forma individual para cada planta y el CND será quien valide los modelos correspondientes.

Estabilidad: Los operadores de red deben gestionar con los agentes generadores el ajuste de los controles de los mismos cuando se presenten condiciones de interacción que causen inestabilidad en algunas de las variables del sistema.

Verificación de cumplimiento de requisitos de control: Se propone que exista un agregador o varios agregadores los cuales tendrían como responsabilidad validar el cumplimiento de los requisitos definidos asociados al control para plantas menores a 5 MW y enviar los resultados de esta verificación al CND. Para el caso de las plantas mayores a 5 MW, se puede enviar la información al CND de forma individual o a través de un agregador o varios agregadores en cuyo caso se deberá enviar la información de forma individual para cada planta y el CND será quien valide el cumplimiento de los requisitos de control.

Verificación de cumplimiento de requisitos de protecciones: Las responsabilidades y requisitos de conexión correspondientes están definidas en el Acuerdo CNO 1214 y 1258, o aquellos que los modifiquen o sustituyan. Para el caso de análisis de eventos con operación de protecciones para plantas mayores a 5 MW, el agregador del recurso de generación deberá validar mediante análisis el desempeño de los sistemas de protecciones y, en caso de ser necesario, ejecutar conjuntamente con el propietario del recurso las acciones correctivas necesarias.

8.2 Anexo 2: Literatura de referencia

En la Tabla 12 se presentan las referencias consultadas en cada numeral del documento. En cada numeral se incluye el ID de la referencia.

Tabla 12. Referencias consultadas para el desarrollo de la propuesta

ID	Año	Título	Apunte
A	2020	Proyectos notificados al proceso de entrada de nuevos proyectos de XM. Abril 2020.	Información de proyectos de generación con tecnología basada en inversores de capacidad menor a 20 MW, reportada a XM con FPO 2020-2023.
B	2019	Acuerdo CNO 1214:	Anexo 4 - Señales SCADA requeridas para generación eólica y solar fotovoltaica.
C	2019	Resolución CREG 060: Modificaciones transitorias al código de operación para permitir la conexión de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones	Este documento contiene los requisitos de conexión y operación para sistemas de generación eólicos y fotovoltaicos conectados al STN y STR.
D	2019	Propuesta regulatoria: Requisitos técnicos y operativos de los sistemas de generación conectados al SDL. XM	Este documento contiene una propuesta regulatoria elaborada por XM con los requisitos de conexión y operación de los sistemas de generación basados en inversores conectados al SDL. Contiene resultados de las simulaciones dinámicas de las principales variables operativas.
E	2018	IEEE 1547- Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interface.	Este documento es un estándar IEEE que contiene los requisitos para la conexión e interoperabilidad de sistemas de generación distribuidos en las redes de media tensión.
F	2017	Technical Connection Rules for Medium-Voltage (VDE-AR-N 4110)	Este documento contiene los requisitos de conexión de sistemas de generación en la red de media tensión en Alemania. Este documento actualiza el documento de 2008.
G	2017	Reliability guideline distributed resource modeling (DRAFT). NERC	Este documento contiene lineamientos de cómo deben definirse los modelos para generación distribuida.
H	2016	On Stability of Sustainable Power Systems: Network Fault Response of Transmission Systems with Very High Penetration of Distributed Generation.	Este documento investiga la respuesta de fallas en redes de transmisión y distribución con alta penetración de fuentes de generación distribuidos de tecnología basados en inversores y síncronos.
I	2016	Establishing a network code on requirements for grid connection of generator: ENTSO-E	Este documento contiene los requisitos de conexión sistemas de generación en la red en Europa
J	2009	Exigences relatives au raccordement de la production decentralisee au reseau de distribution moyenne tension d'Hydro- Quebec	Este documento contiene los requisitos de conexión sistemas de generación en la red de media tensión en la red de HydroQuebec en Canada.

ID	Año	Título	Aporte
K	2005	Resolución CREG 024 por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica.	Este documento contiene los requisitos técnicos de los equipos de medición, registro y estándares de la calidad de la potencia.
L	1999	Resolución CREG 080: Por la cual se reglamentan las funciones de planeación, coordinación supervisión y control entre el Centro Nacional de Despacho (CND) dentro de las cuales se detalla la supervisión operativa.	Este documento contiene las funciones del Centro Nacional de Despacho (CND) dentro de las cuales se detalla la supervisión operativa.
M	1998	Resolución CREG 070: Normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de distribución de energía eléctrica.	Este documento establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.
N	1995	Resolución CREG 025: Código de redes.	Este documento contiene el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional que contiene los reglamentos de Código de Planeamiento, Código de Conexión, Código de Medida y Código de Operación.
O	2019	www.caiso.com: Código de redes	Se definen pruebas para los sistemas de control de los sistemas de generación.
P	2019	Acuerdo CNO 1258 y lista de verificación del Acuerdo 1258.	El Acuerdo 1258 define los requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación conectados al SIN y la lista de verificación de cumplimiento del Acuerdo 1258. Ambos productos fueron elaborados por subcomité de protecciones del CNO.
Q	2008	EW. Technical Guideline: generating Plants Connected to the Medium Voltage Network.	En este documento se presenta una guía técnica de conexión de plantas en redes de media tensión
S	2018	HECO. Rule No. 14, Service Connections and Facilities in Customer Premises.	En este documento se presentan las reglas y disposiciones para servicio de conexión de plantas en redes de Hawaii Electric Company INC.
T	2017	PG&E. (2017). Pacific Gas and Electric Company: Electric Rule No 21 Generating Facility Interconnections.	En este documento se presentan las reglas y disposiciones para servicio de conexión de plantas en redes de Pacific Gas and Electric Company
U	2017	SCE. (2017). Southern California Edison: Rule 21 Generating Facility Interconnections.	En este documento se presentan las reglas y disposiciones para servicio de conexión de plantas en redes de Southern California Edison
V	2017	SDGE. (2017). San Diego Gas & Electric Company Rule 21 Generating Facility Interconnections.	En este documento se presentan las reglas y disposiciones para servicio de conexión de plantas en redes de San Diego Gas & Electric Company
X	2019	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	Este documento contiene las pruebas propuestas por el CNO para generadores distribuidos, autogeneradores a pequeña escala y autogeneradores a gran escala hasta 5 MW en el SIN.

8.3 Anexo 3: Listado de proyectos menores a 20 MW notificados a XM a abril 30/2020.

En este anexo, en la Tabla 13 se presenta el listado de proyectos FERNC (con clasificación menores a 20 MW), la mayoría de ellos con solicitud de conexión al SDL. La fecha de conexión está programada entre 2020 y 2023. En la referencia con ID **A** se presenta la fuente de consulta de la información.

Tabla 13. Referencias consultadas para el desarrollo de la propuesta

Proyecto	CEN (Capacidad Efectiva Neta)
Parque de Generación Fotovoltaico Alejandría (S)	10
Wayúu (E)	12
Bosques Solares de los Llanos 1 (S)	20
Celsia Solar Espinal (S)	10
Planta de Generación JIREH I (S)	10
Bosques Solares de Bolívar 503 (S)	20
Bosques Solares de Bolívar 504 (S)	20
PV Since (S)	20
Celsia Solar El Carmelo (S)	10
Bosques Solares de los Llanos 2 (S)	20
Bosques Solares de los Llanos 3 (S)	20
Solar La Sierpe (S)	20
La Ceiba (S)	8
Los Colorados III (S)	10
Prosperidad (S)	20
Solar Guayacan (S)	8
Pétalo del Cesar (S)	10
La Filigrana (S)	10
El Tamarindo I (S)	10
El Tamarindo II (S)	10
Granja Solar Belmonte (S)	6
Planta Fotovoltaica PN1 (S)	10
PV Latam Solar 2 (S)	10
Parque Fotovoltaico La Toluca (S)	20
Parque Solar Los Morrosquillos I (S)	20
PV Latam Solar 1 (S)	20
Parque Solar Zambrano II (S)	16
El Colibrí (S)	20
Los Ocobos (S)	20
Pétalo del Córdoba I (S)	10
Bayunca 1 (S)	3
Generación Fotovoltaica Codazzi 2 (S)	20
Generación Fotovoltaica Codazzi 1 (S)	20
Parque Solar Los Morrosquillos II (S)	20
Parque de Generación solar Fotovoltaico Oicatá (S)	10
Planta Fotovoltaica Flandes (S)	20
Granja Solar Lanceros (S)	10

Proyecto	CEN (Capacidad Efectiva Neta)
Granja Solar San Felipe (S)	10
Alma Solar 1 (S)	10
JUMI (S)	10
Pétalo del Sucre (S)	10
Yuma (S)	10
Solar Zarzal 1 (S)	20
Solar la Paila (S)	10
Solar Andaluci (S)	10
Planta Fotovoltaica Cerrito (S)	10
PFV CRLI (S)	10
Los Caballeros (S)	10
La Medin (S)	10
Parque Solar Zawad (S)	10
Planta Fotovoltaica SGD (S)	10
Solar Zarzal 2 (S)	60
Bosques Solares Bolívar 3x19.9 MW (S)	60
Delphi Helios 1 META (S)	17
Bosques Solares de los Llanos 4 (S)	20
Bosques Solares de los Llanos 5 (S)	18
Atlántico solar 2 Polo Nuevo (S)	10
Atlántico solar 1 Polo Nuevo (S)	19
Parque solar Atlántico IV (S)	20
Proyecto Solar Pétalo de Cesar II (S)	20
Sol de Gamarrita 1 (S)	15
Sol de Gamarrita 2 (S)	15
Sol de Gamarrita 3 (S)	15
Puerto Wilches (S)	15
Kairos I (S)	20
Kairos II (S)	19,9
Kairos III (S)	20
CSF Continua Barbosa I (S)	10
CSF Continua Barbosa II (S)	10
Planta menor Awarala (S)	20
Solar Cimitarra (S)	20
Planta Solar Sabana de Torres (S)	15
Macaregua (S)	20
La Iguana (S)	20
La Cayena (S)	20
Pétalo del Córdoba II (S)	10
Cordobita (S)	10
Parque Eólico El Carreto (E)	10
Parque Solar Fotovoltaico Badel I (S)	9
Parque Solar Tierra Linda (S)	10
Proyecto Solar Fotovoltaico PEESA (S)	4
Generación fotovoltaica SE Ponedera (S)	10
Parque Solar Fotovoltaico Baranoa (S)	20