

COMENTARIOS Y RESPUESTAS - DOCUMENTOS RESOLUCIÓN CREG 148 DE 2021		
Recibidos a través de la página WEB del CNO		
DOCUMENTOS	COMENTARIOS	RESPUESTA
Acuerdo Supervisión de las variables eléctricas plantas solares fotovoltaicas y eólicas	ENEL CODENSA: En nombre de ENEL-CODENSA, me permito hacer los siguientes comentarios sobre el documento "Acuerdo Supervisión de las variables eléctricas para plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL". En general los acuerdos y demás documentos se deben limitar estrictamente a lo que establece la Resolución CREG 148 de 2021, sin incorporar asuntos complementarios. La Resolución CREG 148 de 2021 asigna al Operador de Red la Operación y Supervisión de su sistema, por tanto es el OR quien define el tipo de supervisión a implementar. De acuerdo con lo anterior, es necesario replantear el Numeral 2, página 4, Propuesta de ajuste: El OR debe contar con la supervisión directa de todas las plantas sean o no despachadas centralmente de su red. Para aquellas plantas despachadas centralmente en caso de que el CND lo solicite podrá supervisarla a través del centro de control del OR o de forma indirecta utilizando los protocolos de comunicación entre centros de control. Respecto a lo planteado en la página 5 Numeral 2: Se están contemplando variables que no se encuentran definidas en la Resolución CREG 148 de 2021 como lo es la Capacidad máxima instantánea y eliminado variables que son exigidas por la Resolución CREG 148 de 2021 como lo es la señal de estado de conexión de la planta conectado a red y operando o no a red. Propuesta de ajuste: Las variables requeridas para la supervisión de los generadores eólicos y solares son las siguientes variables de supervisión y control: • Valor de potencia activa • Valor de potencia reactiva • Tensión línea - línea • Corriente de fase • Estado de la función de control de frecuencia • Valor consigna de control de tensión, factor de potencia o potencia reactiva (en caso aplique conforme el Acuerdo del CNO por nivel de tensión). • Modo del control de tensión. • Modo del control de frecuencia. • Señal de estado de conexión de la planta conectado a red y operando o no a red. Respecto al numeral 3 página 5: La Resolución CREG 148 de 2021 establece que el CND debe definir con los Operadores de Red el modelo de red del SDL de las plantas despachadas centralmente, para consideraciones en su análisis energético y eléctrico, no para temas asociados a supervisión remota de la operación del SDL. Adicionalmente la citada Resolución define que los modelos de planta serán referenciados al nodo más cercano asociado al lado de baja del transformador de conexión al STR o STN, considerando el valor mínimo y máximo de la impedancia de conexión equivalente de los generadores. Por tanto es necesario replantear la propuesta planteada en el numeral, para que se ajuste a la realidad.	Parte 1 del comentario: 1- El texto del Acuerdo se modificó en reunión extraordinaria del Comité de Supervisión. En el texto final se especifica que la supervisión se hará de acuerdo con lo previsto en la resolución CREG 148 de 2021, lo cual implica que el OR contará con supervisión de todas las plantas en su red. 2- Para las plantas despachadas centralmente, de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 148 de 2021, además de la supervisión indirecta a través de los centros de control del OR, el CND podrá solicitar supervisión directa (Artículo 11.3.1 literal c) Parte 2 del comentario: De acuerdo con lo definido en el Artículo 3 Numeral 2, literales a) y b) de la resolución CREG 080 de 1999 el CND tiene la función de: a) Supervisar directamente las variables de operación de los generadores despachados centralmente. b) Supervisar directamente las variables de operación de los generadores no despachados centralmente que a su criterio se requiera Con base en las funciones anteriores el CND solicita la supervisión de las variables definidas en el Anexo 4 del Acuerdo 1535 Parte 3 del comentario: Si bien en la Resolución CREG 148 de 2021 no se establece la supervisión operativa del SDL, la supervisión por parte del CND de las variables asociadas a la red modelada en el caso de las plantas despachadas centralmente se hace de acuerdo con las funciones del CND, establecidas en el Artículo 3 de la resolución CREG 080 de 1999, en cuyo numeral 2 literal f) incluye: "f) Supervisar directamente las variables de operación de los activos de los STR's y/o SDL's que a su criterio se requiera. " Parte 4 comentario: Dada la dinámica que se presenta en estos casos, el CND basado en su experiencia recomienda no dejar especificado un protocolo en particular en los Acuerdos del CNO.
Anexo Metodología seguimiento calidad y confiabilidad variables meteorológicas	ISAGEN: En el numeral 6 del documento se indica: "Si dicho plazo es incumplido por parte del agente, el CND tendrá potestad de elevar el caso al subcomité encargado en el CNO, con el fin de determinar las medidas que se deben llevar a cabo para garantizar la calidad y disponibilidad de la señal. En el subcomité, el agente deberá exponer las causales que generan las fallas en la señal, y se definirá un nuevo plazo para la corrección de esta." Se sugiere aclarar el texto que todas las pruebas y validaciones no deberán desarrollarse o programarse en el Sistema SCADA en tiempo real y que el proceso de revisión de datos y aplicación de las pruebas de calidad no son en tiempo real y pueden aclararse con el CND posteriormente.	El comentario fue discutido en el marco del Subcomité de Recursos Energéticos Renovables (SURER). Con respecto a la periodicidad del análisis, en el documento está definido que el proceso de revisión de los datos y aplicación de las pruebas de validación se realizará mensualmente, independiente del sistema que defina el CND para aplicar la metodología de seguimiento a la calidad y disponibilidad de los datos. Si bien se comentó que inicialmente las pruebas y validaciones no serán programadas o desarrolladas en el SCADA, no se considera conveniente limitar los sistemas que el CND podría usar para realizar el seguimiento a la información meteorológica.
Anexo Protocolo verificación calidad confiabilidad al CND variables meteorológicas plantas solares	ISAGEN: En el numeral 8.3 del documento se indica: "En este sentido, la ubicación de los sensores es determinante para que se consiga un conjunto de datos representativo de las variables meteorológicas[2]. 1. Para la medición de la irradiancia global horizontal, GHI, y la temperatura ambiente. También, el número mínimo de sensores requeridos es de dos (2), donde uno es el sensor principal y el otro, denominado secundario, tiene la función de sensor de control cruzado para verificación de calidad y respaldo. 2. El número mínimo de instrumentos principales requeridos para la medición de la irradiancia en el plano (POA) y la temperatura de los módulos fotovoltaicos se establece en función de la capacidad AC de la planta según la tabla 5 [2]. " Se propone: a) Para plantas entre 5 y 19.9 MW, la medición de la irradiancia global horizontal - GHI, y la temperatura ambiente - También, se considera suficiente con un (1) sensor. b) El número mínimo de instrumentos principales requeridos para la medición de la irradiancia en el plano (POA) y la temperatura de los módulos fotovoltaicos se establece en función de la capacidad AC de la planta según la siguiente tabla, la cual se ajusta incluyendo la recomendación técnica para plantas menores a 20 MW. Capacidad del sistema (AC) Número de sensores < 20 MW 1 20 MW y < 40 MW 2 40 MW y < 100 MW 3 100 MW y < 200 MW 4 200 MW y < 300 MW 5 300 MW y < 500 MW 6 500 MW y < 750 MW 7 750 MW 8	El comentario fue discutido en el marco del Subcomité de Recursos Energéticos Renovables (SURER). El subcomité recomendó acogerse al estándar internacional en el que se basa la tabla y mantener la cantidad mínima de 2 sensores
Anexo Protocolo verificación calidad confiabilidad medición reporte variables meteorológicas plantas eólicas	ISAGEN: En el numeral 5.2 del documento se indica: "Dentro de los instrumentos requeridos para la medición de variables meteorológicas, el número mínimo de anemómetros requeridos para la medición de velocidad y dirección del viento a la altura del cubo es de dos (2), donde uno es un anemómetro principal y el segundo tiene la función de anemómetro de control y respaldo. El número de velositas (o instrumentos de medición de dirección de viento) es de uno (1), al igual que el número de sensores para temperatura, humedad relativa y presión atmosférica. " Se propone: a) Para plantas entre 5 y 10 MW, se propone que la medición de velocidad y dirección del viento se realice en las góndolas de los aerogeneradores y sin necesidad de lecturas de respaldo. Se incluiría una estación climática convencional en tierra para la medición de la Temperatura, la humedad relativa y la presión atmosférica. b) Para plantas entre 10 MW y 19.9 MW se realizaría la medición en torre, igual a las que hoy se exigen en el protocolo anexo al Acuerdo CON 1227 (plantas conectadas al STN y STR), pero sin incluir sensores de respaldo.	El comentario fue discutido en el marco del Subcomité de Recursos Energéticos Renovables (SURER). A partir de las discusiones se acordó: 1- Mantener el número mínimo de instrumentos de medición en dos (2), el cual corresponde al valor recomendado en el estándar internacional en el cual se basa el texto. 2- Para plantas con capacidad nominal menor a 20 MW permitir la medición en las góndolas de los aerogeneradores teniendo como referencia los estándares internacionales. Específicamente: →Las condiciones establecidas en el estándar IEC 61400-12-2 →El procedimiento de corrección de la medición de la velocidad del viento, dada la interferencia de la turbina, establecido en el estándar IEC 61400-12-2. Así mismo el SURER se encargará de realizar la revisión del estándar internacional IEC 61400-12-2, con el objetivo de establecer los requisitos técnicos exigidos para la medición en góndola, y definir el respectivo protocolo.
Acuerdo Requerimientos obtención y validación de parámetros unidades y plantas y modelos	ENEL CODENSA: En nombre de ENEL-CODENSA, me permito hacer los siguientes comentarios sobre el documento "Acuerdo Requerimientos obtención y validación de parámetros unidades y plantas y modelos"	Acogiendo el comentario, en el Anexo 1 del Acuerdo donde se nombran los tipos de aerogeneradores se incluyó una definición de los mismos.
Acuerdo Metodología calidad confiabilidad medición reporte variables meteorológicas plantas solares eólicas	Numeral 8 página 13: Es necesario definir que es un Aerogenerador Tipo I, II, III y IV ISAGEN: En el numeral 6 del documento se indica: "Si dicho plazo es incumplido por parte del agente, el CND tendrá potestad de elevar el caso al subcomité encargado en el CNO, con el fin de determinar las medidas que se deben llevar a cabo para garantizar la calidad y disponibilidad de la señal. En el subcomité, el agente deberá exponer las causales que generan las fallas en la señal, y se definirá un nuevo plazo para la corrección de esta." Se sugiere aclarar el texto que todas las pruebas y validaciones no deberán desarrollarse o programarse en el Sistema SCADA en tiempo real y que el proceso de revisión de datos y aplicación de las pruebas de calidad no son en tiempo real y pueden aclararse con el CND posteriormente.	El comentario fue discutido en el marco del Subcomité de Recursos Energéticos Renovables (SURER). Con respecto a la periodicidad del análisis, en el documento está definido que el proceso de revisión de los datos y aplicación de las pruebas de validación se realizará mensualmente, independiente del sistema que defina el CND para aplicar la metodología de seguimiento a la calidad y disponibilidad de los datos. Si bien se comentó que inicialmente las pruebas y validaciones no serán programadas o desarrolladas en el SCADA, no se considera conveniente limitar los sistemas que el CND podría usar para realizar el seguimiento a la información meteorológica.

Acuerdo Procedimiento envío consignas potencia activa eventos de emergencia	ENEL CODENSA: En nombre de ENEL-CODENSA, me permito hacer los siguientes comentarios sobre el documento " Acuerdo Procedimiento envío consignas potencia activa eventos de emergencia" Página 4 - Numeral 5: Tal como lo establece la regulación vigente, los tiempos máximos de respuesta están relacionados según la criticidad del activo en el SIN. De acuerdo con lo anterior, no vemos procedente que un activo conectado en el SDL niveles de tensión 3, 2, 1, tenga condiciones más exigentes que activos del STR y el STN. Proponemos que, al ser información del SDL, puedan ser entregadas a las 72 horas.	En el marco Comité de Operación del CND, se acordó ampliar el tiempo de suministro de la información en el aplicativo desarrollado por el CND de 25 a 30 minutos a partir del envío de la consigna a la planta. Se debe considerar que las consignas enviadas por el OR a las plantas afectan el balance carga - generación que en tiempo real debe realizar el CND, por esta razón se considera que los tiempos propuestos no se deben comparar con los tiempo establecidos para el envío de información postoperativa, la cual no tiene incidencia en la operación del SIN.
Anexo Requisitos protecciones conexión de sistemas de generación	ISAGEN: En el capítulo: "5.1 Funciones de protección mínimas en el PC o en la unidad de generación (UG)" se incluye el siguiente requisito: 1.- Las líneas del nivel de tensión cuatro (4) o superior que se conecten en el PC o la PC con sistemas de generación basados en inversores o frecuencia variable con el STN o STR deberán estar dotadas con esquemas de protección basados en protecciones diferenciales como función de protección principal y disponer de respaldo de esquemas asistidos de protección." Consideramos pertinente flexibilizar el requerimiento de función diferencial como función principal para la línea de conexión, esto porque derivado del diseño del esquema de protecciones y el estudio de coordinación de protecciones, se pueden implementar otras funciones de protección con esquemas suplementarios con los cuales se pueden identificar y despejar de manera confiable y en los tiempos requeridos las fallas que se presenten en la línea. De acuerdo con lo anterior, solicitamos incluir la siguiente nota o aclaración para este requisito: "[1]. Cuando se demuestren limitaciones, técnicas y/o tecnológicas y/o de infraestructura y/o de índole socio ambiental y/o normativo para instalar el esquema de protección definido en este ítem, el agente podrá disponer de otro esquema de protección que sea adecuado para detectar y despejar fallas con y sin impedancia en la línea de conexión y avalado por el OR o TR que otorga PC; este esquema deberá ser probado en sitio durante las pruebas SAT"	El comentario fue discutido por el Subcomité de protecciones. Acogiendo el comentario, se incluye el siguiente texto del Anexo 1 del Acuerdo: "Cuando se demuestren limitaciones, técnicas y/o tecnológicas para instalar el esquema de protección definido en este ítem, el agente podrá disponer de otro esquema de protección que sea adecuado para detectar y despejar fallas con y sin impedancia en la línea de conexión, el cual debe ser avalado por el OR o TR que otorga PC y probado en sitio durante las pruebas SAT. Estos casos serán excepcionales y deberán ser presentados en el subcomité de protecciones para su aval".
Acuerdo - Requerimientos de Protecciones	SER Colombia: Numeral 6.2 Tabla 8: La protección de sobre corriente de fases y tierra, se debería poder cumplir en autogeneradores tanto en nivel de tensión de punto de conexión como en nivel de tensión en unidad de generación. Si bien es claro que estos sistemas es poco probable que se conecten directamente en baja tensión por su corriente elevada, si se deben poner interruptores termomagnéticos a la salida de cada inversor y una protección totalizadora anterior al transformador elevador, además de una protección de corriente posterior al transformador en su lado de alta. Todas estas protecciones deben coordinar y ser selectivas por lo que adicionar una protección adicional a nivel de tensión del punto de conexión, que puede ser un nivel de tensión diferente al nivel de tensión de los bornes de alta del transformador, no adiciona protección a la red. Adicionalmente en autogeneradores la frontera posee normalmente protecciones tipo fusible que también protegen a la red del aporte de cortocircuito por parte del sistema de autogeneración.	Para sistemas de generación mayores a 250 kW es necesario disponer de un relé, el cual podrá tener disponible la función 5I/5IN en el punto de conexión (y no representa un relé adicional). Se confirma además, qué según las notas W y x: "El equipo de corte podrá estar instalado en un lugar diferente al PC con el OR, y la actuación de alguna función de protección deberán emitir disparo tripolar transferido (DDT) al equipo de corte del sistema de generación (podrá ser incluso a nivel de inversor)".
Acuerdo - Requerimientos de Protecciones	SER Colombia: Numeral 6.2 Tabla 6.7 y 8: La función de sobrepotencia adelante en autogeneradores podrá estar en un punto diferente al punto de conexión ya que la implementación de la protección en un tablero o barraje aguas abajo del punto de conexión garantiza que tampoco habrá flujo de potencia en el punto de conexión.	Teniendo en cuenta el comentario, el Subcomité de protecciones acuerda ajustar el texto del Anexo 1 del Acuerdo de la siguiente forma: "J. Aplica solo para autogeneradores, la medida de entrega de excedentes a la red, debe ser en el punto de conexión o en mismo nivel de tensión del punto de conexión y la limitación de la potencia debe implementarse en los sistemas de medida, control y/o protección de un autogenerador con y sin entrega de excedentes a la red; la función debe estar en capacidad de limitar la potencia entregada a la red o desconectar al autogenerador del sistema según las condiciones pactadas con el OR". Tener en cuenta, además, lo indicado en el Acuerdo notas w y x: "El equipo de corte podrá estar instalado en un lugar diferente al PC con el OR, y la actuación de alguna función de protección deberán emitir disparo tripolar transferido (DDT) al equipo de corte del sistema de generación (podrá ser incluso a nivel de inversor)". Acorde a lo anterior, la medida de la función ANSI 32 deberá estar en el punto de conexión o mismo nivel de tensión para lograr la medida real de excedentes a la red; el equipo de corte podrá estar dentro del sistema de generación.
Anexo 1 - Lista de pruebas requerimientos protecciones.	SER Colombia: Numeral 3.2 Anti isla: Retirar el término "Adicionalmente" ya que se estaría probando el funcionamiento de un elemento con certificado otorgado por fabricante. Se plantea el siguiente ajuste "Para los casos que se cuente con funciones anti-isla a nivel de inversor, bastará con presentar el certificado de prueba por parte del fabricante del equipo."	Teniendo en cuenta el comentario, el Subcomité de protecciones acuerda ajustar el texto del Anexo 2 del Acuerdo, incluyendo el siguiente párrafo: "Para los casos que se cuente con funciones anti-isla a nivel de inversor, bastará con presentar el certificado de prueba por parte del fabricante del equipo."
Procedimiento de envío de consignas de potencia activa ante eventos de emergencia para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW	CELSIA: El acuerdo no es claro respecto a que el OR quien debe ejecutar la consigna con la planta o plantas de generación, y no directamente el CND. Si bien es claro que es el OR quien recibe la consigna por parte del CND, debe ser claro que la definición de que recursos deben ajustar la potencia la debe realizar el OR. Propuesta: Aquellas instrucciones que correspondan a plantas despachadas centralmente se realizarán utilizando la metodología definida mediante acuerdo C.N.O según lo establecido en el numeral 11.3.1 literal a) punto 3 del Anexo General del Reglamento de Distribución, adicionado por la Resolución CREG 148 de 2021. Para aquellas plantas que no sean despachadas centralmente, las consignas se darán por parte del CND mediante comunicación telefónica grabada y cumpliendo los protocolos establecidos para dar este tipo de instrucciones operativas. Esta comunicación la realizará el CND al centro de control del OR, quien será el responsable de darla instrucción final a las plantas, las cuales deben cumplir con la instrucción dada desde el CND.	Los textos finales de los Acuerdos 1526 (para plantas despachadas centralmente) y 1527 para plantas no despachadas centralmente se ajustaron y hacen claridad con respecto a la responsabilidad en la ejecución de las consignas originadas desde el CND.
Procedimiento de envío de consignas de potencia activa ante eventos de emergencia para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW	CELSIA: El tiempo de 30 minutos puede congestionar los centros de control. Todas las comunicaciones telefónicas entre CND y el OR quedan grabadas; por lo cual no se hace necesario la creación de un nuevo aplicativo, o que se reporte en la periodicidad exigida. Propuesta: MECANISMO DE INTERCAMBIO DE INFORMACION ENTRE EL OR Y EL CND Una vez el OR por condiciones de emergencia realice el envío de consignas de potencia activa a una planta o un grupo de plantas delas que son objeto este Acuerdo, el OR deberá informar al CND por teléfono grabado comunicándose directamente al centro de control del CND y utilizando el protocolo de comunicaciones establecido para este tipo de información. La información deberá incluir una descripción de la causa, los periodos, las consignas brindadas y la planta o grupo de plantas a los cuales se les dio dichas instrucciones.	En el marco Comité de Operación del CNO, se acordó ampliar el tiempo de suministro de la información en el aplicativo desarrollado por el CND de 25 a 30 minutos a partir del envío de la consigna a la planta. Se debe considerar que las consignas enviadas por el OR a las plantas afectan el balance carga - generación que en tiempo real debe realizar el CND, por esta razón se considera que los tiempos propuestos no se deben comparar con los tiempo establecidos para el envío de información postoperativa, la cual no tiene incidencia en la operación del SIN.
Requisitos técnicos para el control de tensión para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW	CELSIA: Exigencia de la misma curva P-Q de la Resolución CREG 060 de 2019, pero limitada al rango entre 0.95 y 1.05 p.u. y por fuera de esos rangos hasta el límite del rango de operación (1.1 p.u. u 0.9 p.u.) solo se exige absorber en caso de altas tensiones e inyectar en caso de bajas tensiones Sugerimos que el complemento que se esta realizando, en el cual se trata de eliminar las exigencias cuando no se requieren (absorber reactivos al mínimo en el límite máximo - 0.9 p.u. y entregar reactivos en el máximo en el límite 1.1 p.u.) , se realice de acuerdo a una análisis de referenciamiento internacional en el cual se complemente la curva PQ con la curva QV en todo el tango de operación.	Los requisitos propuestos se plantean siguiendo la practica internacional, mediante la definición de una curva PQ, la cual es complementada por una curva VQ que flexibiliza el requerimiento de acuerdo con las necesidades específicas del sistema. De acuerdo con información suministrada por los agentes para la preparación de los Acuerdos que instrumentalizan la Resolución CREG 148 de 2021, cuatro de cinco ORs encuestados tienen tensiones objetivo en sus circuitos de Nivel 2 y Nivel 3 entre 0.95 y 1.05 p.u. El quinto OR reportó un rango mas amplio entre 0.90 y 1.05 p.u. La curva VQ propuesta tiene un rango de voltajes en el Punto de Conexión entre 0.95 y 1.05 p.u., dentro del cual la planta debe contar con toda la capacidad requerida en la curva PQ de referencia (tener en cuenta que la curva PQ propuesta está dentro de los estándares de exigencia internacionales y es incluso menos exigente que las curvas incluidas en los códigos de red mas modernos). Con esto: • Con el rango establecido se permite que las plantas puedan aportar potencia reactiva para ayudar al OR a llevar las tensiones hasta 1.05 p.u o bajarlas hasta 0.95 p.u en caso de que este así lo requiera. • Se permite que los OR cuenten con potencia reactiva de las plantas, aún si las tensiones se acercan al límite alto de sus valores objetivo (1.05 p.u.) Esto para contribuir a mantener la relación entre demanda de energía activa y demanda de energía reactiva, en su sistema dentro de los límites establecidos. • El tener la capacidad controlable de potencia reactiva dentro de los rangos operativos identificados permite además a los OR optimizar el punto de operación de las plantas, para que además de contribuir al control de tensión y balance energía reactiva sobre energía activa, estas contribuyan a disminuir o manejar pérdidas en los circuitos. Para garantizar un balance entre los requerimientos que se hacen a las plantas y el aporte que estas deben hacer al SDL, donde se conectan, se propone que a partir de la experiencia adquirida se revise el nivel de flexibilidad de la curva VQ (su rango de voltajes). Esta revisión se incluirá en los planes operativos de los comités y subcomités del CNO. Así mismo se incluye en el texto del Acuerdo un párrafo en cual se especifica que si técnicamente se demuestra que el cumplimiento de los requisitos dinámicos asociados al aporte de potencia reactiva requiere de la instalación de dispositivos dinámicos para el control de potencia reactiva, adicionales a los inversores, se podrán hacer excepciones en el cumplimiento de este requisito.

Requisitos técnicos para el control de tensión para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW	CELSIA: En el enunciado se indica que la configuración de control serán definidas por el OR, sin embargo se indica que es modo de control por estatismo que considera una configuración inicial sin banda muerta. Lo anterior implica que el modo de control se encuentra en ejecución ante cambios permanentes de voltaje en el punto de conexión. Se sugiere establecer una banda muerta para evitar estas variabilidades y las consecuencias que se tendrían con una variabilidad constante. Propuesta: El modo de control por defecto para las plantas objeto de este numeral será el de voltaje con estatismo. La configuración de la característica del control (estatismo y banda muerta) serán las definidas por el OR para cada planta. Esta configuración dependerá de las características específicas de cada circuito donde se conecten las plantas y deberá resultar de los análisis de planeamiento operativo de cada OR, garantizando la operación continua, segura y eficiente de su sistema. Como valor de referencia inicial (a ser modificado por parte del OR dependiendo de las características específicas del punto de conexión de la planta y tendencias a garantizar la operación continua, segura y eficiente de su sistema) se propone un control con: • Voltaje de referencia en 1.0 p.u. • Banda muerta entre 0-2% • Estatismo del 30.30% referido a la potencia nominal de la planta. Para tensiones por encima y por debajo del valor de referencia. Es decir que para cambios de tensión del 10% del valor nominal se deben presentar cambios del 33% de la potencia nominal de la planta en la potencia reactiva (máximos valores de la curva PQ de referencia)	En versión final del Acuerdo se acogió la recomendación, incluyendo un rango por defecto en la banda muerta entre 0 y el 2%
Mediante el cual se aprueba la "Metodología para el seguimiento de la calidad y la confiabilidad de la medición y el reporte al CND de las variables meteorológicas asociadas a las plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con potencia nominal o capacidad máxima declarada igual o mayor a 5 MW	CELSIA: Esta información solamente se envía al CND, no obstante esta información también es necesaria para el planeamiento del OR. Se sugiera que la información de las variables meteorológicas sea remitida igualmente al OR como al CND en todos los aspectos del acuerdo.	La resolución CREG 148 de 2021 y su documento de respaldo son claros en cuanto a que el único receptor de la información de las variables meteorológicas es el CND. Los Acuerdos se plantearon bajo esa directriz.
Por el cual se aprueba el Procedimiento para la realización de las pruebas de verificación de la curva de cargade las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW–ANEXO 1	CELSIA: Las pruebas deben ser validadas por un auditor que cumpla con los requisitos y exigencias establecidas por el CNO, teniendo en cuenta la flexibilización de las plantas objeto de la resolución. Recomendamos que el acuerdo quede de manera explícita cuales serán los requisitos y las exigencias que el CNO establecerá para la selección de los auditores que realizan la verificación de la prueba, con el objetivo de ser claros en el proceso.	Los términos de referencia para la selección de los auditores fueron compartidos con los miembros del CNO en un documento aparte independiente de los Acuerdos. En la reunión extraordinaria del comité de distribución se acordó la revisión de los términos de referencia iniciales para permitir una mayor oferta de posibles auditores.
Requisitos adicionales para la entrada en operación de: plantas de generación mayores a 5 WM eólicos y solares fotovoltaicos y autogeneradores que usen tecnología eólica y solar fotovoltaica, conectadas al SDL.	CELSIA: La exigencia es idéntica a las plantas conectadas al STN y STR, en donde se tiene un impacto considerable en el SIN. Sin embargo, consideramos que esta exigencia no debería ser igual debido a que los impactos en los SDL son diferentes y deberían estar acordes a las necesidades de planeación del SDL, consideramos que se debería reevaluadas las exigencias y los tiempos de series de datos que se están considerando acordes con las plantas que se conectan al SDL. Se sugiere que se realice un análisis de la pertinencia del tiempo que se necesita para el reporte de la información de serie histórica, con el fin que sea acorde con las plantas en análisis.	Dada la capacidad de las plantas y su esperada masificación, esta información es considerada por el CND como crítica para el planeamiento de la operación confiable y segura del SIN.
Requisitos técnicos para el aporte de las plantas durante condiciones anormales de voltaje para en plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW–Revisión rangos tiempo fallas sucesivas y recuperación de la potencia activa	CELSIA: Se indica que este parámetro podrá ser modificado cada año de acuerdo con los análisis de planeamiento operativo que realice tanto el CND como el OR. Al respecto, consideramos que este parámetro es definido en el diseño de la planta y no es susceptible de modificación, ya que sería un cambio en el diseño y afectaría el diseño de la planta. Por lo anterior y, de acuerdo con la estabilidad regulatoria, recomendamos que este aspecto sea modificado de acuerdo con un análisis técnico debidamente justificado y que no sea una posibilidad de cambio recurrente que afectaría las plantas y los inversionistas. Propuesta: REVISIÓN CAPACIDAD PARA SOPORTAR FALLAS SUCESIVAS EN PLANTAS CONECTADAS EN EL SDL CON CAPACIDAD EFECTIVA NETA O POTENCIA MÁXIMA DECLARADA IGUAL O MAYOR A 5 MW. El CND y los OR mediante estudios de planeamiento operativo eléctrico verificarán la necesidad de actualizarlos requerimientos vigentes mediante un estudio técnico detallado, al momento del estudio, relacionados con la capacidad para soportar depresiones sucesivas de tensión en las plantas objeto de este Acuerdo y definidos el numeral 11.2.4 del Anexo General del Reglamento de Distribución. Para el caso de plantas existentes o con punto de conexión aprobado al momento de publicación de los estudios que demuestran la necesidad de la actualización, de común acuerdo entre el OR, el CND y la planta se podrán aplicar los requerimientos actualizados. La actualización de los requerimientos se aprobará mediante Acuerdo del C.N.O	Acogiendo la recomendación, en el texto final del Acuerdo se enfatiza en la necesidad de una justificación, para cualquier cambio en los requerimientos, mediante estudios técnicos detallados que demuestren la necesidad de dichos cambios para la operación Así mismo se hace mayor claridad en la condición de que los requisitos nuevos solo aplican a plantas existentes o con Punto de Conexión asignado si hay un consenso en su implementación entre el CND, el OR y el agente generador.
Supervisión de las variables eléctricas para plantas de solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW	CELSIA: Se encuentran solicitando información exigente para este tipo de plantas, en donde se deberá mirar la pertinencia y no extralimitar las establecidas en la regulación. La regulación únicamente establece las variables del numeral c del artículo 11.3.1 supervisión, coordinación y control de la operación. Sugerimos que se implemente una lista de las variables pertinentes a este tipo de plantas de acuerdo con los requerimientos de la regulación. Contrario a lo estipulado que es acorde a las exigencias de las plantas conectadas al STN y STR.	De acuerdo con lo definido en el Artículo 3 Numeral 2, literales a) y b) de la resolución CREG 080 de 1999 el CND tiene la función de: a) Supervisar directamente las variables de operación de los generadores despachados centralmente. b) Supervisar directamente las variables de operación de los generadores no despachados centralmente que a su criterio se requiera Con base en las funciones anteriores el CND solicita la supervisión de las variables definidas en el Anexo 4 del Acuerdo 1535.
Supervisión de las variables eléctricas para plantas de solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW	CELSIA: La exigencia de que sea por condiciones de confiabilidad que defina el CND es una posibilidad que no esta sustentada bajo un análisis de aplicación de criterios que se realice a cada planta. La resolución establece que el CND debe presentar los criterios de aplicación, es decir las consideraciones técnicas que va a tener en cuenta para la exigencia de la medición sincro fasorial no que inicialmente a todas las condiciones enumeradas les va a exigir la medición sincro fasorial. Sugerimos que se implemente los criterios sobre los cuales el CND va a realizar los estudios técnicos para solicitar la exigencia de medición sincro fasorial, tal como lo establece la regulación y no como criterios específicos.	En la reunión extraordinaria del CNO se modificó el texto del artículo mencionado en el comentario, permitiendo que la implementación de la MFS se haga cuando haya un acuerdo entre el CND y los agentes representantes de cada planta y no bajo las condiciones planteadas en el borrador del Acuerdo.
Supervisión de las variables eléctricas para plantas de solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW	ASOCODIS El numeral 2, "supervisión plantas eólicas y solares objeto del capítulo 11 del anexo general del reglamento de distribución" establece que el CND, respecto de las plantas despachadas centralmente, será quien defina el tipo de supervisión a implementar y el medio que requiera, sea a través del OR o directamente entre el CND y la planta de generación, contraviene lo dispuesto en el literal d) del artículo 5 de la Resolución CREG 148 de 2021, que le atribuye al OR la función de supervisar la operación de las plantas SFV y eólicas objeto de la citada resolución. Consideramos que el CND, solo de manera incidental y mediando solicitud de su parte, podrá respecto de las plantas objeto de la Resolución 148 de 2021 y que sean despachadas centralmente, ejercer la supervisión. Es decir, esta supervisión no funciona como regla general, como se propone en el acuerdo del CNO, pues de esta manera se estaría invirtiendo lo establecido en la citada resolución al convertir la excepción en regla general. Además de lo anterior, consideramos que estas solicitudes deben estar justificadas, pues en caso contrario duplicaría dispositivos y gestión, contra el principio de operación continua, eficiente, económica y segura, y de responsabilidad de operar el SDL. Si el CND observa imprescindible llevar a cabo la supervisión directa de alguna planta despachada centralmente, esta petición no debe ser genérica e indiscriminada a todas las plantas del SDL, sino que debe ser específica a la planta objeto de interés para no ir en contra de la norma general (el OR se obliga a supervisar mientras que para el CND es una posibilidad, "podrá supervisar"). Tampoco consideramos que las anteriores funciones atribuidas al CND por la Resolución CREG 080 de 1999 puedan servir de expediente para sustentar esta inversión de roles en la medida que la Resolución CREG 148 de 2021, es derogatoria de la 080 de 1999, en todo aquello que sea contrario a sus postulados, por ser norma posterior. El OR debe contar con la supervisión directa de todas las plantas sean o no despachadas centralmente de su red. Para aquellas plantas despachadas centralmente, en caso de que el CND lo solicite, podrá supervisarlas a través del centro de control del OR, de forma indirecta utilizando los protocolos de comunicación entre centros de control o directamente sólo en casos específicos que así lo requiera.	El texto del Proyecto de Acuerdo se modificó en su versión final acogiendo parcialmente las recomendaciones propuestas. En el texto final se especifica que: La supervisión se hará de acuerdo con lo previsto en la resolución CREG 148 de 2021, lo cual implica que el OR contará con supervisión de todas las plantas en su red sean o no despachadas centralmente. Esto teniendo en cuenta las funciones adicionales, a las definidas en la Resolución CREG 080 de 1999, de los OR, que se establecen en el Artículo 5 de la Resolución CREG 148 de 2021. Para las plantas despachadas centralmente, el CND dando cumplimiento a lo establecido en la Resolución CREG 080 de 1999 supervisará las variables de operación de los generadores despachados centralmente. De acuerdo con lo establecido en el numeral 11.3.1 literal c) del Anexo de la Resolución CREG 148 de 2021, la supervisión del CND a las plantas despachadas centralmente podrá ser directa, en caso de que este así lo solicite de manera indirecta utilizando los protocolos de comunicación entre centros de control. Se entiende que la resolución CREG 148 de 2021 no es contraria a los postulados de la Resolución CREG 080 de 1999 sino que la complementa adicionando en su Artículo 5 funciones a los OR y el CND

Supervisión de las variables eléctricas para plantas de solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW	ASOCODIS La Resolución CREG 148 de 2021 establece que el CND debe definir con los Operadores de Red el modelo de red del SDL, de las plantas despachadas centralmente, para consideraciones en su análisis energético y eléctrico, y no para temas asociados a supervisión remota de la operación del SDL. La Resolución CREG 148 de 2021 no establece la supervisión operativa del SDL por parte del CND, por tanto, realizar seguimiento a la calidad y disponibilidad de los datos telemetidos de la red operativa modelada, tal como lo sugiere el documento, está fuera del alcance de dicha resolución.	Si bien en la Resolución CREG 148 de 2021 no se establece la supervisión operativa del SDL, la supervisión por parte del CND de las variables asociadas a la red modelada en el caso de las plantas despachadas centralmente se hace de acuerdo con las funciones del CND, establecidas en el Artículo 3 de la resolución CREG 080 de 1999, en cuyo numeral 2 literal f) incluye: "f) Supervisar directamente las variables de operación de los activos de los STR's y/o SDL's que a su criterio se requiera."
Por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de los parámetros de las unidades y plantas de generación y los modelos del sistema de control asociados a las unidades y plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles asociados	ASOCODIS En el numeral 6, parámetros requeridos de la planta de generación, se indica que se debe reportar una información mínima, entre la cual se encuentran "Tipo de generador (I, II, III, IV). Aplica solo a los generadores eólicos.", al respecto, consideramos necesario se defina la clasificación de los diferentes tipos de generadores.	Acogiendo el comentario, en el Anexo 1 del Acuerdo donde se nombran los tipos de aerogeneradores se incluyó una definición de los mismos.
Por el cual se establecen los requerimientos para la obtención y validación de los parámetros de las unidades y plantas de generación y los modelos del sistema de control asociados a las unidades y plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW y se definen las pautas para las pruebas y reajustes de los controles asociados	ASOCODIS Es preciso que en el documento se determine la forma en la que debe modelarse las plantas en el nodo de baja de la S/E del STR o STN. Según la Resolución CREG 148 de 2021 su numeral 11.3.4 dice: "... referenciados al nodo más cercano asociado al lado de baja del transformador de conexión al STR o STN, considerando el valor mínimo y máximo de la impedancia de conexión equivalente de los generadores."	Los lineamientos para el modelamiento de la red equivalente hasta el lado de baja del transformador de conexión al STR o STN estarán incluidos en el documento de requisitos de los modelos que debe publicar el CND en su página web, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 148 de 2021. Este documento será publicado por la CREG mediante circular.
Procedimiento de envío de consignas de potencia activa para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW y Despachadas Centralmente	ASOCODIS Los tiempos máximos de respuesta están relacionados según la criticidad del activo en el SIN. Dado lo anterior, no resulta lógico que un activo conectado en el SDL a niveles de tensión 1, 2 o 3 de potencias poco representativas al STN, tengan condiciones más exigentes que activos del STR y STN.	En el marco Comité de Operación del CNO, se acordó ampliar el tiempo de suministro de la información en el aplicativo desarrollado por el CND de 25 a 30 minutos a partir del envío de la consigna a la planta. Se debe considerar que las consignas enviadas por el OR a las plantas afectan el balance carga - generación que en tiempo real debe realizar el CND, por esta razón se considera que los tiempos propuestos no se deben comparar con los tiempo establecidos para el envío de información postoperativa, la cual no tiene incidencia en la operación del SIN.
Procedimiento de envío de consignas de potencia activa para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW y Despachadas Centralmente	ASOCODIS Con relación a la coordinación de las consignas, se indica que "Siempre que exista simultaneidad para estampas de tiempo idénticas en el envío de consignas a una misma planta o grupo de plantas por parte del OR y del CND, el CND en comunicación con el OR coordinará la consigna final a enviar a la planta o grupo de plantas objeto del análisis, buscando garantizar la seguridad, confiabilidad y economía en la operación del SIN...", al respecto, consideramos que dado el conocimiento del OR de su sistema y la responsabilidad asignada de gestionar la continuidad y calidad del suministro, debería prevalecer la identificación de las restricciones levantadas por el OR y en ese sentido la consigna final.	El texto final del Acuerdo 1527 "Por el cual se aprueba el procedimiento de envío de consignas de potencia activa ante eventos de emergencia para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW" en su Artículo cuatro hace énfasis en la coordinación requerida entre OR y CND para las decisiones finales, teniendo en cuenta el impacto sistémico en la activación de restricciones en el STR (causa por la cual el CND enviaría consignas de emergencia) y el conocimiento del OR de su SDL.