Acuerdo 1605 Por el cual se acuerdan los 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 1 MW y menor a 5 MW no despachadas centralmente

Acuerdo Número:	**Fecha de expedición:**	**Fecha de entrada en vigencia:**
1605	16 Septiembre, 2022	16 Septiembre, 2022

El Consejo Nacional de Operación en uso de sus facultades legales, en especial las conferidas en el Artículo 36 de la Ley 143 de 1994, el Anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995 y su Reglamento Interno y según lo aprobado en la reunión No. 678 del 16 de septiembre de 2022 y

CONSIDERANDO

1	Que mediante la Resolución CREG 101-011 de 2022 “se adicionó transitoriamente un Capítulo al Anexo General del Reglamento de Distribución, adoptado mediante la Resolución CREG 070 de 1998, en aspectos técnicos relacionados con la integración de plantas eólicas y solares fotovoltaicas (SFV) en los Sistemas de Distribución Locales (SDL), y con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW”
2	Que la Resolución CREG 101 011 de 2022 prevé en su artículo 6 lo siguiente: "Artículo 6. Acuerdos expedidos por el Consejo Nacional de Operación. Los Acuerdos encargados al C.N.O. en esta Resolución, deberán ser previamente consultados con el público en general para recibir comentarios por un tiempo de por lo menos quince (15) días hábiles. El C.N.O. deberá responder dichos comentarios en la documentación de soporte de los Acuerdos. En los Acuerdos que tienen relación con supervisión y coordinación de la operación de los generadores y autogeneradores objeto de esta resolución, deberá especificarse o hacerse relación al cumplimiento de las reglas de comportamiento de que trata la Resolución CREG 080 de 2019, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. El C.N.O. tendrá un plazo máximo de setenta días hábiles (70) siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución para expedir los Acuerdos encargados en esta resolución. Cuando, de forma previa, el CND tenga algún documento técnico de los indicados en esta resolución, para entregar al C.N.O. en el desarrollo de algún Acuerdo, el CND tendrá un tiempo máximo de treinta días (30) hábiles siguientes a la expedición de la presente resolución para la elaboración de lo que se indique, y presentarlo ante el C.N.O. Luego, el C.N.O. tendrá un tiempo máximo de cuarenta días hábiles (40) posteriores para la expedición del (de los) Acuerdo(s)."
3	Que en el artículo 10 de la Resolución CREG 101-011 de 2022 se establece: “En el caso de que un generador o autogenerador objeto de esta resolución opte por el despacho centralizado, le aplicarán todos los requisitos técnicos establecidos para plantas eólicas y solares fotovoltaicas, SFV, conectadas en los Sistemas de Distribución Locales, SDL, y con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW establecidos en la regulación vigente.”
4	Que en el numeral 12.2.2 del Reglamento de Distribución modificado por la resolución CREG 101-011 de 2022 se establece que: "Los generadores objeto de este capítulo deben poder aportar al control de la tensión en el rango operativo normal de su punto de conexión, y garantizando un rango operativo mínimo y máximo de factor de potencia. El C.N.O. debe identificar el rango operativo mínimo y máximo de factor de potencia y evaluar las características del control de tensión más adecuado conforme el nivel de tensión 1, 2 o 3, y tener en cuenta los siguientes lineamientos mínimos: a) Los parámetros del control de tensión deberán ser configurables. b) El control de tensión deberá tener el modo de control factor de potencia.

	c) No se deberá solicitar envío de consignas remotas para el control de tensión. No obstante, se puede acordar entre el representante del generador y operador de red. d) El control de tensión deberá disponer de un estatismo (V/Q) configurable. e) El control que se aplique debe ajustarse de tal manera que sea estable. f) El C.N.O. debe definir la configuración inicial del control por nivel de tensión, y deberá especificar el proceso para el cambio en la configuración del rango del factor de potencia. Para lo anterior, el C.N.O. debe definir la forma y el tiempo de anticipación en que el Centro de Control del operador de red le informa al representante de la planta de generación del cambio requerido para operar en un nuevo rango de factor de potencia. g) En el Acuerdo no se podrán solicitar curvas de operación fijas en el punto de conexión con la red, por ejemplo, de la potencia reactiva en función de la tensión u otras. El C.N.O deberá definir mediante Acuerdo los requisitos anteriores para los generadores objeto de este capítulo, y diferenciados por nivel de tensión.”
5	Que la Resolución CREG 101 011 de 2022 fue publicada en el Diario Oficial el 2 de junio de 2022 y el plazo para que el CNO expida los acuerdos de que trata el artículo 6 de la Resolución CREG 101 011 vence el 16 de septiembre de 2022.
6	Que se organizó un grupo de trabajo integrado por los integrantes del Comité de Distribución y los Subcomités de Análisis y Planeamiento Eléctrico y Controles, quienes se encargaron de los plantear los requisitos de control de tensión aplicables a las plantas objeto de la Resolución CREG 101-011 de 2022.
7	Que en el plazo para comentarios del público en general se recibieron observaciones al presente acuerdo por parte de ENEL.
8	Que en el documento soporte (Anexo A) se publican para todos los Acuerdos, todos los comentarios recibidos del público en general y la respuesta a los mismos.
9	Que el Comité de Distribución y el Comité de Operación en las reuniones extraordinarias 285 y 391 del 15 de septiembre de 2022 respectivamente, recomendaron al CNO la expedición del presente Acuerdo.
	ACUERDA:
1	**AMBITO DE APLICACIÓN** El presente Acuerdo aplica para plantas de generación objeto de la resolución CREG 101-011 de 2022 no despachadas centralmente. Para el caso de plantas objeto de la resolución CREG 101-011 de 2022 que opten por el despacho centralizado aplica el Acuerdo C N O 1531 o aquel que lo modifique o sustituya.
2	**DEFINICIONES** **Capacidad efectiva Neta** De acuerdo con la Resolución CREG 081 de 2000 es la máxima capacidad de potencia neta (expresada en valor entero en MW) que puede suministrar una planta y/o unidad de generación en condiciones normales de operación, medida en la frontera comercial. Se calcula como la Capacidad Nominal menos el Consumo Propio de la planta y/o unidad de generación. **Delta de cambio esperado** Diferencia en valor absoluto entre el valor inicial de la señal y el valor final esperado. **Estatismo en tensión** Característica técnica de una planta de generación, que determina la variación porcentual de la tensión dividida por cada variación porcentual de la potencia reactiva (en términos de la Potencia Nominal de la planta), ello en todo el rango de regulación de tensión

Instalaciones internas o red interna

Ver definición en el Anexo General del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica.

Potencia Nominal (Pn)

Para efectos de este Acuerdo se considera la potencia nominal como:

- Plantas de generación: La capacidad efectiva neta expresada en MW adicionando una precisión de dos cifras decimales.
- Plantas autogeneración: La Potencia máxima declarada.

Punto de Conexión al SIN

De acuerdo con la Resolución CREG 038 de 2014, es el punto de conexión eléctrico en el cual los activos de conexión de un usuario o de un generador se conectan al STN, a un STR o a un SDL; el punto de conexión eléctrico entre los sistemas de dos (2) Operadores de Red; el punto de conexión entre niveles de tensión de un mismo OR; o el punto de conexión entre el sistema de un OR y el STN con el propósito de transferir energía eléctrica.

Rango Operativo Normal de la Tensión en el SDL

Rango de tensiones admisibles, alrededor de la tensión nominal, para la operación continua en el SDL. El rango de operación normal está definido en el Capítulo 6 del Anexo General del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica.

Tiempo de establecimiento (Te)

Tiempo que tarda una señal en alcanzar y mantenerse dentro de una banda de 3% del delta de cambio esperado y alrededor de su valor final, ante una entrada escalón. Para más detalles ver explicación en el Acuerdo C.N.O 1223 o aquellos que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Tiempo de respuesta inicial (Tr)

Tiempo que tarda una señal en alcanzar un 3% del delta de cambio esperado respecto de su valor inicial, ante una entrada escalón. Para más detalles ver explicación en el Acuerdo C.N.O 1223 o aquellos que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Unidades de Generación (UG)

Inversores solares fotovoltaicos o aerogeneradores individuales que conforman una planta de generación objeto de la resolución CREG 101 011 de 2022.

3

PARTICIPACION EN CONTROL DE LA TENSION DEL SIN

Cuando la tensión en el Punto de Conexión de las plantas de generación objeto de este Acuerdo esté dentro del rango operativo normal, estas plantas deben participar en el control de la tensión por medio de la entrega y absorción de potencia reactiva, cumpliendo con las condiciones definidas en los Artículos del 4 a 6 del presente Acuerdo.

4

CAPACIDAD DE INTERCAMBIO DE POTENCIA REACTIVA CON EL SDL PARA PLANTAS CONECTADAS EN LOS NIVELES DE TENSION 2 y 3

Para tensión nominal en el Punto de Conexión y potencia entregada (en el punto de conexión) entre el valor nominal y el 20% del valor nominal, las plantas objeto de este Acuerdo deberán como mínimo estar en capacidad de entregar y absorber una potencia reactiva total de +- el 32.8% de su potencia activa nominal (es decir, como mínimo las plantas deben estar en capacidad de operar a potencia activa nominal en el Punto de Conexión con un factor de potencia entre 0.95 inductivo y 0.95 capacitivo).

Para potencia activa en el punto de conexión menor al 20% del valor nominal, el agente generador deberá informar al Operador de Red – OR, una máxima (entrega) y mínima (absorción) potencia reactiva para tensión nominal en el punto de conexión. Estos valores podrán ser constantes o un conjunto de puntos dependientes de la potencia activa.

Adicionalmente:

- La capacidad de entrega de potencia reactiva mínima (factor de potencia capacitivo de 0.95 a potencia nominal) debe garantizarse para un rango de tensiones en el punto de conexión entre 0.95 p.u y 1.0 p.u.
- La capacidad de absorción de potencia reactiva mínima (factor de potencia inductivo de 0.95 a potencia nominal) debe garantizarse para un rango de tensiones en el punto de conexión entre 1.0 p.u y 1.05 p.u.

Además de cumplir con los requerimientos mínimos establecidos arriba, los agentes generadores deberán

informar al Operador de Red – OR su capacidad de aporte y absorción de potencia reactiva para participar en el control de tensión con estatismo y de factor de potencia constante, cuando las tensiones en el punto de conexión sean diferentes al valor nominal y no esté establecido un requerimiento mínimo.

- Deberá informarse la capacidad de aporte y absorción de potencia reactiva de la planta para los valores de tensión en el punto conexión definidos por todo el rango operativo normal de la tensión en el SDL, teniendo en cuenta la dependencia que la capacidad de potencia reactiva de la planta pueda tener con respecto al nivel de potencia activa entregada.
- Para los rangos de tensión donde se establece un requerimiento mínimo (tensión en el Punto de Conexión entre 0.95 p.u y 1.05 p.u) el agente generador puede informar valores superiores a los mínimos requeridos.

La entrega y absorción de potencia reactiva dentro del rango de capacidad informado por el agente generador deberá hacerse de acuerdo con un control continuo y dinámico, cumpliendo con los tiempos de respuesta inicial y establecimiento definidos en el Artículo 5 del presente Acuerdo. El control de la potencia reactiva deberá llevarse a cabo según los modos de control establecidos en el Artículo 5 del presente Acuerdo.

De manera continua deberá monitorearse la variable controlada en el Punto de Conexión (potencia reactiva dependiente del voltaje para el modo de control de voltaje con estatismo o factor de potencia para el modo de control de factor de potencia constante, ver Artículo 5). La potencia reactiva en el Punto de Conexión deberá corregirse de forma automática de acuerdo con la desviación en la variable controlada respecto al valor de referencia, cumpliendo con los tiempos de respuesta inicial y establecimiento definidos en el Artículo 5.

Los requerimientos mínimos establecidos en este Artículo corresponden a la capacidad mínima que debe entregarse o absorberse con todos los elementos que componen la planta de generación en servicio. Temporalmente esta capacidad puede ser menor si algún elemento de los que componen la planta (inversor, aerogenerador o equipos de compensación, etc) están fuera de servicio.

Antes de la entrada en operación comercial, se realizarán pruebas para verificar la capacidad de entrega y absorción de potencia reactiva de la planta, según lo definido en el Acuerdo C.N.O 1604.

5

CONTROL DEL APORTE DE POTENCIA REACTIVA PARA PLANTAS CONECTADAS EN LOS NIVELES DE TENSION 2 y 3

Las plantas de generación deberán contar con un sistema de control para la entrega y absorción de potencia reactiva en el punto de conexión, que permita como mínimo la activación (mutuamente excluyente) de los siguientes modos o funciones:

- **Control de voltaje con estatismo**: En este modo la planta debe controlar de forma activa su intercambio de potencia reactiva en el Punto de Conexión, de acuerdo con la característica lineal desviación de voltaje-potencia reactiva (droop o estatismo) y la banda muerta parametrizadas. El voltaje de referencia para calcular la desviación, el estatismo y la banda muerta deberán ser parametrizadas de acuerdo con las consignas y configuraciones definidas por el OR. El intercambio de potencia reactiva con el SDL exigido estará limitado por las capacidades informadas por el agente generador, según lo definido en el Artículo 3 de este Acuerdo.
- **Control de factor de potencia:** En este modo la planta debe operar con un factor de potencia constante en el punto de conexión, de acuerdo con el valor de consigna definido por el OR. La planta deberá tener la capacidad técnica para recuperar el factor de potencia de consigna tras un cambio repentino en la potencia activa o en el valor de la tensión en el punto de conexión, siempre y cuando el nuevo punto operativo se encuentre dentro de los rangos de capacidad informados por el agente generador.

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 del factor de potencia, la potencia reactiva de la planta tenga un tiempo de respuesta inicial menor a 2 segundos y un tiempo de establecimiento menor a 15 segundos.

El control debe tener la capacidad de recibir consignas locales de voltaje de referencia (para modo de control de voltaje con estatismo) y factor de potencia constante de acuerdo con lo establecido en la sección 12.2.2 numeral 3 del Anexo General del Reglamento de Distribución, adicionado por la Resolución CREG 101-011 de 2022. El operador de la planta será el responsable de la ejecución de dichas consignas. El tiempo máximo que tendrá una planta de generación para la implementación de un cambio de consigna dado por el OR no podrá ser mayor a 24 horas. Se podrá acordar entre el agente generador y el Operador de Red el envío de consignas remotas.

Para plantas de generación que no cuenten con un control centralizado de la potencia reactiva, el agente deberá informar de esta característica al OR. En este caso si se solicitan cambios en la consigna del control de la potencia reactiva, el agente generador deberá acordar con el OR un cronograma para la implementación de dicho cambio. El tiempo máximo para la implementación del cambio podrá ser diferente al tiempo mínimo de 24 horas.

El modo de control por defecto para las plantas objeto de este Acuerdo 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 tendientes 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 el 0 y el 2% de la tensión nominal en el Punto de Conexión.
- Estatismo del 15.2% referido a la potencia nominal de la planta. Es decir que para desviaciones de tensión del 5% del valor nominal (con respecto a los límites de la banda muerta) se deben presentar cambios del 32.8% de la potencia nominal de la planta en la potencia reactiva (valor mínimo requerido en el numeral 3 del presente Acuerdo).

Los valores de la parametrización inicial del control definidos por el OR deberán ser informados al CND por parte del OR.

El OR podrá, dependiendo de las condiciones operativas del SDL, solicitar al agente generador la implementación de cambios en la configuración definida inicialmente para el control de voltaje con estatismo (tensión de referencia, pendientes, y banda muerta). El agente generador será el responsable de la implementación de estos cambios. El OR deberá informar al CND sobre los mismos en un plazo no mayor a 15 días calendario.

El OR podrá, dependiendo de las condiciones operativas del SDL donde se conecte la planta, solicitar al agente generador cambiar el modo de control definido por defecto. El agente generador será el responsable de la implementación de estos cambios. El OR será responsable de informar al CND sobre los mismos. El ajuste en los parámetros de los modelos de las plantas se hará según lo establecido en los Acuerdos CNO correspondientes. Los cambios en el modo de control deberán ser justificados por el OR desde el punto de vista técnico por medio de análisis eléctricos. Ningún cambio puede comprometer la calidad y la seguridad en la prestación del servicio a los usuarios finales. Los tiempos máximos que tendrá el agente generador para la implementación de los cambios solicitados por el OR con respecto al modo de control serán acordados entre las partes.

De común acuerdo entre el OR y las plantas se pueden implementar modos de control diferentes a los especificados en este numeral.

Antes de la entrada en operación comercial de las plantas, se realizarán pruebas para verificar la capacidad de control de potencia reactiva, según lo definido en el Acuerdo C.N.O 1604.

PARÁGRAFO PRIMERO: En caso que se demuestre por medio de estudios técnicos detallados por parte del agente generador, que cumplir con los tiempos de establecimiento y respuesta inicial definidos en este Artículo y con la capacidad requerida en el Artículo 6 , requiere el uso de equipos de compensación dinámica adicionales a las unidades de generación, la situación podrá ser evaluada antes de la entrada en operación de la planta por el Subcomité de Controles y el SAPE del CNO, y de manera excepcional se podrán aceptar capacidades diferentes

PARÁGRAFO SEGUNDO: El operador de red – OR podrá solicitar al agente generador de la planta tiempos de repuesta inicial o de establecimiento mayores a los definidos en este Artículo si de acuerdo con sus estudios técnicos encuentra que los tiempos mínimos establecidos pueden afectar la calidad en la prestación del servicio a los usuarios finales conectados en el circuito o circuitos adyacentes a la planta de generación. En caso de presentarse esta situación, el OR deberá informar al CND y presentar la situación al Subcomité de Controles y el SAPE del CNO.

PARÁGRAFO TERCERO: La configuración del control de voltaje con estatismo o de factor de potencia constante que plantee el OR debe permitir una operación de la planta dentro del rango de capacidad informado por la misma y no puede en ningún momento llevar a puntos operativos que comprometan su operación segura.

6

APORTE Y CONTROL DE POTENCIA REACTIVA PARA PARA PLANTAS CONECTADAS EN EL NIVEL DE TENSION 1

Teniendo en cuenta las corrientes nominales esperadas para plantas con capacidad igual o menor a 5 MW, y los límites que establece cada OR para la regulación de la tensión, no se recomienda la conexión de plantas dentro del ámbito de aplicación de este Acuerdo a sistemas con tensiones nominales en el Nivel 1. En caso de que el Punto de Conexión de una planta de generación que se encuentre dentro del ámbito de aplicación del presente Acuerdo sea en el Nivel de Tensión 1, aplicarán los mismos requisitos definidos en los artículos 4 y 5 del presente Acuerdo.

7

APORTE Y CONTROL DE POTENCIA REACTIVA PARA PLANTAS DE AUTOGENERACIÓN

En el caso de plantas de autogeneración, que voluntariamente y de común acuerdo con el Operador de

	Red-OR aporten al control de tensión por medio de la absorción y entrega de potencia reactiva, la cantidad de potencia reactiva en el Punto de Conexión y su control serán los acordados entre las dos partes.
8	En el marco del presente Acuerdo, los agentes involucrados deben dar cumplimiento a las reglas de comportamiento de que trata la Resolución CREG 080 de 2019, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, tal como lo establece la Resolución CREG 101-011 de 2022, o aquella que la modifique o sustituya.
9	El presente Acuerdo rige a partir de la fecha de su expedición

Presidente - Juan Carlos Guerrero

Secretario Técnico - Alberto Olarte Aguirre