	Acta de reunión Acta N° 617 13 Octubre, 2020 NO PRESENCIAL

Presentar el acta de la reunión del C N O NO PRESENCIAL 617.

Agenda de reunión

Verificación quórum	SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo
APROBACION DE ACUERDOS	NO	Convocar al C N O NO PRESENCIAL 617 con el fin de someter a su consideración la aprobación de 3 Acuerdos, teniendo en cuenta el vencimiento del plazo de implementación que la CREG dió al CNO en la Resolución CREG 044 de 2020 el 15 de octubre de 2020:	APROBACIÓN	NO	NO

Desarrollo

Con el objeto de realizar la sesión N° 617 del CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO, bajo la modalidad de reunión no presencial, de conformidad con lo autorizado en el artículo 38 del Acuerdo CNO N° 1179 (Reglamento Interno) del 2 de mayo de 2019 y lo dispuesto en el artículo 20 de la Ley 222 de 1995, pongo a su consideración los siguientes Acuerdos:

"Acuerdo xxx

Por el cual se establece el "Procedimiento para la realización de las pruebas de verificación de la curva de carga de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR"

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, su Reglamento Interno y según lo aprobado en la reunión no presencial 617 del XX de XXX de 2020, y

CONSIDERANDO

1. Que el numeral 5.7 -Control de Voltaje- del Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 Código de Redes modificado por el Artículo 14 de la Resolución CREG 060 de 2019 prevé:

"El numeral 5.7 del Código de Operación contenido en la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por el artículo 1 de la Resolución 135 de 2013, quedará así:

5.7 CONTROL DE VOLTAJE

Los voltajes objetivo en los nodos de generación se determinarán según los resultados de las metodologías del Planeamiento Operativo Eléctrico.

Los movimientos de taps en los transformadores con cambio bajo carga, se hacen según los resultados del Planeamiento Operativo Eléctrico de Corto y muy Corto Plazo.

La disminución de voltaje se hace siguiendo las instrucciones del CND o del CRD, según el siguiente orden de prioridades:

1. Ajuste de voltajes objetivo de generadores.

2. Cambio de posición de los taps de transformadores.

3. Desconexión de condensadores.

4. Conexión de reactores.

5. Desconexión de líneas de transmisión o distribución en horas de baja carga.

El aumento de voltaje se hace siguiendo las instrucciones del CND o del CRD, según el siguiente orden de prioridades:

1. Conexión de líneas de transmisión o distribución.

2. Desconexión de reactores.

3. Conexión de condensadores.

4. Cambio de posición de los taps de transformadores.

5. Ajuste de voltajes objetivo de generadores.

Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva según la curva de capacidad declarada.

La generación o absorción de potencia reactiva de las centrales se establece en los análisis eléctricos de estado estacionario para las diferentes condiciones de demanda.

La frecuencia con la que deben realizarse las pruebas de potencia reactiva se establecen en el numeral 7.4.1 Prueba de Potencia Reactiva del Reglamento de Operación .

Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STN y STR, deberán cumplir lo siguiente:

a) Tener la capacidad de controlar la tensión en forma continua en el rango operativo normal del punto de conexión, por medio de la entrega o absorción de potencia reactiva de acuerdo con su curva de carga declarada y según las consignas de operación definidas por el CND, para esto, se deberán cumplir los siguientes requisitos:

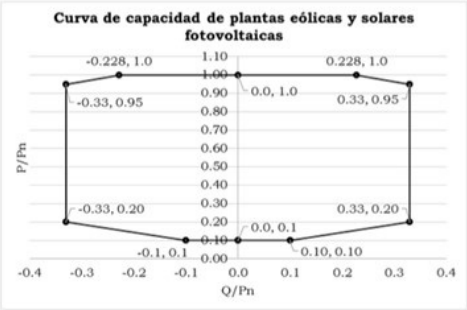
El regulador de tensión deberá contar con los siguientes modos de control: tensión, potencia reactiva y factor de potencia.

El regulador de tensión deberá disponer de un estatismo configurable.

El control de potencia reactiva/tensión, debe ajustarse de tal manera que sea estable y que, ante cualquier cambio en lazo abierto tipo escalón en la consigna de tensión, potencia reactiva o factor de potencia, la potencia reactiva de la planta tenga un tiempo de respuesta inicial menor a 2 segundos y un tiempo de establecimiento menor a 10 segundos.

El control debe tener la capacidad de recibir al menos una consigna de potencia reactiva, de tensión o factor de potencia de forma local o remota.

b) Para tensiones dentro del rango normal de operación en el punto de conexión, deberá operar dentro de los límites establecidos por la curva de capacidad de plantas eólicas y solares fotovoltaicas que se muestra a continuación.



Donde:

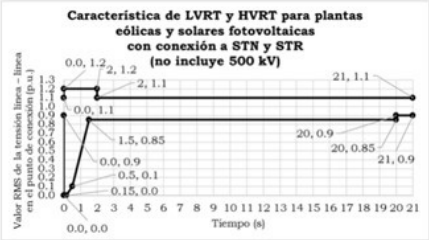
P y Q son la potencia activa y reactiva y Pn es la potencia activa nominal.

Cuando una planta de generación eólica y solar fotovoltaica, conectada al STN y STR, esté operando en valores de potencia inferiores al 10% de la potencia activa nominal no habrá exigencia de entrega o absorción de potencia reactiva para control de tensión. Sin embargo, en esa condición la planta no debe exceder el 5% en aporte o absorción de potencia reactiva respecto a la capacidad de potencia activa nominal de la planta (5 % Q/Pn).

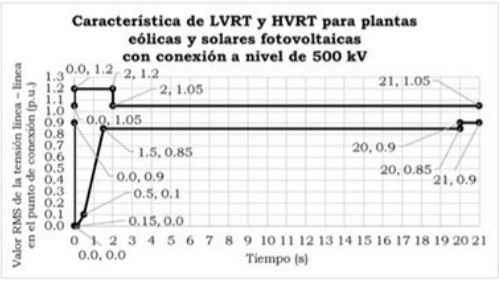
Antes de la entrada en operación comercial, se realizarán pruebas para verificar las curvas de capacidad y, posterior a la entrada en operación, el CND realizará seguimiento posoperativo para verificar que se conserve su cumplimiento.

Cuando se presenten fallas simétricas o asimétricas deben poder operar dentro de los límites establecidos por las curvas de comportamiento de depresiones de tensión (LVRT) y sobretensiones (HVRT) para plantas eólicas y solares fotovoltaicas.

La Característica de depresiones de tensión y sobretensiones para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR, que no incluye red de 500 kV, es la que se muestra a continuación:



La Característica de depresiones de tensión y sobretensiones para fuentes no síncronas conectadas a la red en el nivel de tensión de 500 kV es la que se muestra a continuación:



Adicional a lo anterior, estas plantas deben ser capaces de superar depresiones de tensión sucesivas así:

- Para plantas eólicas, si la energía disipada durante las depresiones de tensión es menor a la capacidad nominal del recurso de generación durante 2 segundos, contabilizada en una ventana móvil de 30 minutos.

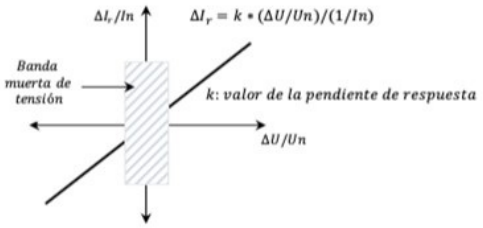
- Para plantas solares fotovoltaicas, deben soportar depresiones sucesivas separadas por 30 segundos entre depresión y depresión.

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

El CND realizará seguimiento del cumplimiento de este requisito ante eventos en el SIN.

Deben priorizar la inyección de corriente reactiva de forma que alcance un 90% del delta de cambio 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.

El valor del delta de cambio de inyección de corriente reactiva (ΔI_r), en el punto de conexión, se calcula de acuerdo con la siguiente figura:



Para la figura anterior, se deben tener en cuenta los siguientes criterios:

- \Delta I_{r} es el valor de la siguiente relación:

$$\Delta I_r = \frac{k * \left(\frac{\Delta U}{U_n}\right)}{\left(\frac{1}{I_n}\right)}$$

\Delta I_{r}=\frac{k(\frac{\Delta U}{U_{n}})}{(\frac{1}{I_{n}})}*

Donde:

- \Delta I_{r} es la variación de corriente reactiva respecto al valor de corriente reactiva que tenía antes del evento

- I_{n} es la corriente nominal

- \Delta U es la variación de tensión respecto al valor de tensión que tenía antes del evento

- U_{n} es la tensión nominal

- k valor de la pendiente de respuesta. 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 determinará 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. Cada planta de generación solar fotovoltaica y eólica debe determinar el valor de k a utilizar en cada inversor para cumplir con el valor de k definido por el CND en el punto de conexión, para lo cual se debe tener en cuenta una k parametrizable entre 0 y 10 en cada inversor y el valor máximo declarado para el generador.

- La banda muerta de tensión corresponde al rango de tensión de operación normal en el punto de conexión definido en el numeral 5.1 del Código de Operación y en el cual no operará el control de respuesta rápida de corriente reactiva definido en este literal.

- El aporte de potencia reactiva adicional se debe mantener siempre que la tensión esté por 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 de tensión manteniendo un aporte adicional proporcional a la desviación de la tensión con respecto al valor de referencia (1 p.u).

Ante eventos simultáneos de frecuencia y tensión, el CND deberá evaluar según el estado del sistema que prioridad da a la corrección de las variables de balance de frecuencia o tensión.

El CND deberá realizar evaluaciones periódicas del funcionamiento de este servicio teniendo en cuenta las condiciones del SIN."

2. Que el numeral 7.1 -Solicitud de Prueba- del Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 Código de Redes. modificado por el Artículo 16 de la Resolución CREG 060 de 2019 prevé:

"7.1 SOLICITUD DE PRUEBA

El CND y los organismos de control pueden solicitar en cualquier momento a cualquier empresa generadora y a costo de esta última, pruebas de la capacidad efectiva de potencia activa o reactiva, estatismo, arranque rápido, restablecimiento, disponibilidad o parámetros de operación para demostrar que cumple con los parámetros declarados.

Las pruebas se hacen de acuerdo con los procedimientos establecidos en los numerales 7.4 a 7.6. La certificación se obtiene mediante prueba ante una empresa de auditoría técnica, debidamente registrada ante las autoridades competentes. La prueba deberá ser realizada antes de 96 horas después de realizada la solicitud. No se podrán solicitar más de dos pruebas para una misma unidad en cada año calendario, excepto cuando el generador haya fallado en las dos primeras pruebas.

La solicitud para realizar una prueba solo cubre generadores despachados centralmente desde el CND.

La solicitud de la prueba de los parámetros de operación, de cualquiera de las unidades que son centralmente despachadas, puede provenir de cualquiera de las empresas de generación, comercialización u organismos de control. En caso de que se verifique un incumplimiento, los costos de la prueba son sufragados por el dueño de la planta, pero en caso de que la prueba sea satisfactoria, los costos son asumidos por el o los generadores solicitantes. Estas solicitudes son independientes a las dos que pueden solicitar el CND o los organismos de control, durante un año, sin ningún costo.

Todas las mediciones de las pruebas se hacen en los terminales de alto voltaje del transformador elevador del generador.

La solicitud para realizar una prueba cubre a plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR."

3. Que en el artículo 18 de la Resolución CREG 060 de 2019 se prevé lo siguiente:

"Artículo 18. Adiciónese el numeral 7.7 ("pruebas para plantas solares fotovoltaicas y eólicas") al Código de Operación, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 7.7 del Código de Operación quedara así:

7.7 PRUEBAS PARA PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS Y EÓLICAS.

Antes de declararse en operación comercial, las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STN y STR, deben realizar y remitir los resultados de las siguientes pruebas al CND, de acuerdo con los términos y plazos establecidos mediante Acuerdo C.N.O:

- Pruebas de la curva de capacidad de que trata el literal b del numeral 5.7 del Código de Operación que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995.

- Pruebas de las características del control de potencia activa/frecuencia de que trata el artículo 4 de la Resolución CREG 023 de 2001.

- Pruebas de rampa operativa de entrada y salida de que trata el numeral 5.8 del Código de Operación que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995.

- Pruebas de las características del control de potencia reactiva/tensión de que trata el literal a del numeral 5.7 del Código de Operación que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995.

- Pruebas de desempeño de respuesta rápida en frecuencia de que trata el numeral 5.6.3 del Código de Operación que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995.

- Pruebas a las características de operación ante depresiones de tensión y sobretensiones para plantas eólicas y solares fotovoltaicas de que trata el literal c del numeral 5.7 del Código de Operación que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El C.N.O definirá mediante Acuerdo el contenido y el proceso de aceptación de certificados de laboratorio o fábrica de esta prueba. En todo caso, dichos certificados deberán estar avalados por entidades a nivel nacional o internacional, según el caso.

- Pruebas a los requerimientos de priorización en la inyección rápida de corriente reactiva de que trata el literal d del numeral 5.7 del Código de Operación que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El C.N.O definirá mediante Acuerdo el contenido y el proceso de aceptación de certificados de laboratorio o fábrica de esta prueba. En todo caso, dichos certificados deberán

estar avalados por entidades a nivel nacional o internacional, según el caso.

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

Adicional a las pruebas establecidas anteriormente, el CND realizará seguimiento posoperativo para verificar el cumplimiento de los requerimientos técnicos establecidos en la presente Resolución.

La solicitud para realizar una prueba cubre generadores solares fotovoltaicos y eólicos conectados al STN y STR. (...)"

4. Que el Consejo expidió el Acuerdo 1225 de 2019, por el cual se estableció el "Procedimiento para la realización de las pruebas de verificación de la curva de carga de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR".

5. Que mediante la Resolución CREG 044 de 2020 se hicieron modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se reglamentó la generación de plantas de generación en pruebas.

6. Que el Subcomité de Controles en la reunión 211 del 1 de octubre de 2020 dio concepto favorable a la actualización de los condiciones para la realización de las pruebas, teniendo en cuenta la Resolución CREG 044 de 2020.

7. Que el Comité de Operación en la reunión extraordinaria 355 del 13 de octubre de 2020 recomendó al CNO la expedición del presente Acuerdo.

ACUERDA:

1. PROCEDIMIENTO:Aprobar el "Procedimiento para verificar la curva de carga de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR", que se presenta en el Anexo 1 del presente Acuerdo que hace parte integral del mismo.

2. CRONOGRAMA DE REALIZACIÓN DE PRUEBAS DE VERIFICACIÓN DE LA CURVA DE CARGA: A partir de la fecha de entrada en vigencia del presente Acuerdo, el CND elaborará de común acuerdo con los agentes generadores un cronograma de realización de las pruebas de verificación de la curva de carga de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas que se conecten al STN y STR. En el Subcomité de Controles se presentará la actualización del cronograma, cuando aplique.

3. PRESENTACIÓN DE BALANCE DE LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE VERIFICACIÓN DE LA CURVA DE CARGA:El balance de los resultados de las pruebas de verificación de la curva de carga de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y al STR será presentado por el CND al Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico cada seis (6) meses.

4. CURVA DE REFERENCIA: Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR deben cumplir como mínimo en el punto de conexión con la curva de capacidad definida en el literal b del Artículo 14 de la Resolución CREG 060 del 2019 o aquella que la modifique o sustituya.

5. DEFINICIÓN DE PUNTOS A PROBAR: Con base en la curva de carga declarada por el agente que debe cumplir con los requerimientos de curva de referencia definidos en el Artículo Cuarto del presente Acuerdo, los Agentes y el CND acordarán los puntos operativos en el plano P – Q de la planta de generación que serán sometidos a prueba. Como mínimo se deberán verificar tres (3) puntos en la zona de subexcitación y tres (3) puntos en la zona de sobreexcitación para las potencias correspondientes al mínimo técnico, un valor intermedio y la potencia nominal de la planta.Con base en las condiciones del Sistema y características de la curva de carga, pueden considerarse más de tres puntos de prueba en cada región para mejorar la precisión de la curva a declarar.

6. CUMPLIMIENTO DE LA PRUEBA: Se entenderá que las pruebas de verificación de la curva de capacidad son exitosas, si se alcanzan los puntos definidos en el Artículo Quinto del presente Acuerdo, o mínimamente los puntos definidos por la curva de referencia indicada en el Artículo Cuarto del presente Acuerdo en el punto de conexión, y se sostienen los valores de potencia reactiva en cada punto de prueba en los tiempos de duración y con las tolerancias que se definen en el Anexo 1 del presente Acuerdo.

Durante pruebas en campo se debe verificar la potencia reactiva asociada al mínimo técnico, a un valor intermedio y a la máxima disponibilidad de potencia activa en el momento de la prueba tanto para la región de subexcitación como de sobreexcitación.

Parágrafo: Si la prueba no se puede llevar a cabo por las condiciones del SIN en la fecha programada, ésta deberá ser reprogramada de común acuerdo entre el CND y el agente, una vez se restablezcan las condiciones operativas propicias para la prueba.

En caso de que la potencia máxima disponible al momento de la prueba sea inferior a la potencia nominal, este punto de la prueba se podrá verificar considerando alguna de las siguientes dos opciones:

- Reportando los registros en los que por condiciones naturales del sistema se haya alcanzado la potencia reactiva máxima en entrega y/o en absorción a la potencia activa nominal. Estos registros serán verificados por el auditor.

-Durante las pruebas adicionales definidas en el Anexo 1 del presente Acuerdo en el cual el agente tomará los registros y se los compartirá al auditor.

7. REPORTE DE CURVA DE CAPACIDAD EN EL PUNTO DE CONEXIÓN PARA PLANTAS EÓLICAS Y SOLARES FOTOVOLTAICAS QUE SE CONECTARÁN AL STN Y STR:Los agentes generadores de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas que se conectarán al STN y STR deben reportar al CND la curva PQ dentro del rango normal de operación según lo previsto en el Acuerdo 1214 de 2019, o aquel que lo modifique o sustituya.

Asimismo el agente debe suministrar la función matemática o una familia de curvas con un paso de tensión de 0.01 p.u desde una tensión en el punto de conexión de 0.9 p.u a 1.1 p.u, que permita calcular la potencia reactiva de acuerdo con la tensión que se tenga en el punto de conexión.

8. REPORTE DE CURVA DE CAPACIDAD EN EL PUNTO DE CONEXIÓN PARA PLANTAS EÓLICAS Y SOLARES FOTOVOLTAICAS QUE SE ENCUENTREN EN OPERACIÓN COMERCIAL ANTES DE LA ENTRADA EN VIGENCIA DE LA RESOLUCIÓN CREG 060 DEL 2019:Los agentes generadores de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR que se encuentren en operación comercial antes de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 060 del 2019 deben reportar al CND la curva PQ dentro del rango normal de operación en el plazo definido en la Resolución CREG 060 del 2019 o aquella que la modifique o sustituya.

9. CAMBIOS EN COMPENSACIONES, GENERACIÓN, SISTEMA DE CONTROL DE TENSIÓN O POTENCIA NOMINAL DE LAS PLANTAS EÓLICAS Y SOLARES CONECTADAS AL STN Y STR:Los agentes generadores de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas que estén conectadas al STN y STR que realicen cambios o modernizaciones de sus sistemas de compensación, generación, control de tensión de la planta o cambio de potencia activa nominal, tendrán un plazo máximo de 90 días calendario contados a partir de la fecha del cambio en alguno de los elementos indicados, para reportar la nueva curva de carga de la planta en el punto de conexión. En caso de que por razones técnicas la curva de capacidad no pueda ser reportada en los plazos establecidos, los agentes realizarán la solicitud de aplazamiento a través del Subcomité de Controles quien con base en la justificación dará aprobación o no de dicha solicitud y cuando aplique se actualizará el cronograma de pruebas correspondientes. Cuando se presente un cambio en el sistema de control de tensión y el agente no identifique la necesidad de realizar las pruebas para verificar la curva de capacidad, este deberá presentar en el Subcomité de Controles el análisis que justifica la no realización de estas pruebas y el Subcomité definirá si es necesario realizarlas. Los agentes acordarán con el CND la realización de pruebas de verificación de la curva correspondiente tal como lo especifica el presente Acuerdo. La nueva curva de carga deberá cumplir con la referencia definida en el literal b del Artículo 14 de la Resolución CREG 060 del 2019 o aquella que la modifique o sustituya y se declarará teniendo en cuenta lo definido en el Acuerdo 497 de 2010 o aquel que lo modifique o sustituya.

10. AUDITORÍA DE LAS PRUEBAS:Las funciones del auditor de las pruebas para verificar la curva de carga de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR son:

• Verificar conjuntamente con el CND si las condiciones del sistema para las pruebas están dadas y si las mismas pueden realizarse.

• El auditor deberá verificar el cumplimiento de la prueba conforme a lo establecido en el Artículo Sexto del presente Acuerdo.

• Verificar la obtención de registros de la prueba con el uso de un registrador con certificado de calibración con una vigencia menor o igual a 5 años.

• Reportar los resultados de las pruebas de acuerdo con lo definido en el Anexo 1.

• Elaborar el informe preliminar según lo definido en el Anexo 2 del presente Acuerdo, al finalizar la prueba y el informe detallado cuyo formato se presenta en el Anexo 3 del presente Acuerdo.

11. El presente Acuerdo rige a partir de la fecha de su expedición y sustituye el Acuerdo 1225 de 2019.

Presidente - Diego González *Secretario Técnico - Alberto Olarte Aguirre*

"Acuerdo xxx

Por el cual se establecen los requisitos y procedimientos necesarios para la prestación del servicio de AGC por las unidades conectadas al SIN

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, su Reglamento Interno y según lo aprobado en la reunión no presencial No. 617 del X de XXX de 2020 y,

CONSIDERANDO

1. Que mediante las Resoluciones 025 de 1995, 198 de 1997, 083 de 1999 y 064 de 2000, la CREG estableció las reglas aplicables a la prestación del servicio de regulación secundario de frecuencia.

2. Que de acuerdo con lo previsto en el Código de Operación (Resolución CREG 025 de 1995), el AGC es un servicio asociado con la actividad de generación que prestan las empresas generadoras con sus unidades conectadas al SIN para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio.

3. Que en el artículo 2 de la Resolución CREG 198 de 1997 se prevén los siguientes criterios de seguridad y calidad del control integrado secundario de frecuencia: velocidad de toma de carga, número de unidades y reserva para regulación secundaria y "Los valores de los parámetros a que se refiere el presente numeral, para las diferentes condiciones de operación del sistema y períodos horarios, serán determínados al menos una vez al año por el CND y deberán ser sujetos a aprobación por parte del CNO."

***4.** Que en el artículo 4 de la Resolución CREG 64 de 2000, modificado por el artículo 15 de la Resolución CREG 51 de 2009 se prevé que la holgura horaria requerida por el Sistema será establecida por el CND y expresada en MW.*

5. Que en el literal g del numeral 4 del artículo 1 de la Resolución CREG 198 de 1997 se prevé que:

"Si durante la operación el CND detecta, que uno o varios de los recursos de regulación, no cumplen los niveles de calidad establecidos, podrá retirar temporalmente el recurso en cuestión del esquema de regulación, mientras se realizan los correctivos necesarios. El CND informará al CNO sobre las causas que motivaron la decisión de retiro temporal."

6. Que mediante el Acuerdo 577 de 2012 se establecieron los requisitos y procedimientos necesarios para la prestación del servicio de AGC por las unidades conectadas al SIN, el cual fue sustituido por el Acuerdo 1023 de 2017 y el 5 de marzo de 2020 se expidió el Acuerdo 1286 "Por el cual se establecen los requisitos y procedimientos necesarios para la prestación del servicio de AGC por las unidades conectadas al SIN" y se sustituyó el Acuerdo 1023 de 2017.

7. Que mediante los Acuerdos 613 de 2012, 657 de 2013, 718 de 2014, 815 de 2015, 938 de 2017, 1121 de 2018 y 1253 de 2019 se modificaron los parámetros de velocidad de toma de carga del Sistema y Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad previstos en la Tabla 3 del Acuerdo 577 de 2012.

8. Que mediante la Resolución CREG 044 de 2020 se hicieron modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se reglamentó la generación de plantas de generación en pruebas.

9. Que el Subcomité de Controles en la reunión 211 del 1 de octubre de 2020, dio concepto favorable a la actualización de los tiempos de coordinación de pruebas, teniendo en cuenta la Resolución CREG 044 de 2020.

10. Que el Comité de Operación en la reunión extraordinaria 355 del 13 de octubre de 2020 recomendó la expedición del presente acuerdo.

ACUERDA:

1. Aprobar los documentos "Requisitos para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC)", "Procedimiento para la identificación de fallas en las comunicaciones asociadas a la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia" y "Procedimiento de diagnóstico de falla de AGC", que se encuentran en los Anexos 1, 2, y 3 del presente Acuerdo y hacen parte integral del mismo.

2. PROCEDIMIENTO CAMBIO DE PARÁMETROS

Si como resultado de las pruebas para elegibilidad de unidades para AGC, se debe hacer algún cambio de parámetros, estos podrán ser modificados e informados sin tener que seguir el procedimiento establecido en el Acuerdo 1299 de 2020, o aquel que lo sustituya o modifique. El Centro Nacional de Despacho dispondrá de hasta 24 horas para informar a los agentes las modificaciones recibidas, de manera que puedan ser tenidas en cuenta para el siguiente programa de despacho.

3. Los parámetros asociados al AGC se definen en el Anexo 1 del presente Acuerdo, indicando cuales son revaluados por el CND y cuales deben actualizarse por Acuerdo del CNO.

Parágrafo: El procedimiento de cálculo y el valor de los parámetros de AGC que son revaluados por el CND se encuentran en el documento "Parámetros requeridos para la regulación secundaria de frecuencia", que publica el CND en la página WEB: xm.com.co como mínimo de forma anual, el cual se socializará en una reunión del Subcomité de Controles y del Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico.

4. Las holguras para regulación secundaria de frecuencia serán asignadas a las plantas que sean consideradas elegibles, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 198 de 1997 y aquellas que la modifiquen o sustituyan.

5. En condiciones de aislamiento o eventos extraordinarios, el Centro Nacional de Despacho podrá definir la holgura horaria para el área o áreas afectadas y las plantas elegibles para efectuar la regulación secundaria de frecuencia. Para el caso de aislamiento del Área Caribe se aplicarán las disposiciones definidas por el CNO mediante Acuerdo 503 de 2010 o aquel que lo modifique o sustituya.

6. REQUISITOS OFERTA PARA AGC

Incluir en la oferta para AGC, además de la información de oferta de disponibilidad para AGC por unidad, el valor total ofertado para la planta.

7. La suma de la disponibilidad para regulación secundaria de frecuencia de las unidades puede ser mayor que el total ofertado para la planta.

8. La oferta de disponibilidad para regulación secundaria de frecuencia, se hará por unidad y planta en el siguiente formato:

Identificador	***Tipo***	***DisponibilidadAGCHora 01***	***DisponibilidadAGCHora 02***	***DisponibilidadAGCHora ...***	***DisponibilidadAGCHora 24***
NombreUnidad1	*A*	*Valor 01*	*Valor 02*	*Valor ...*	*Valor 24*
NombreUnidad2	*A*	*Valor 01*	*Valor 02*	*Valor ...*	*Valor 24*
. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .
NombreUnidadn	*A*	*Valor 01*	*Valor 02*	*Valor ...*	*Valor 24*
NombrePlanta	*AP*	*Valor 01*	*Valor 02*	*Valor ...*	*Valor 24*

Identificador: Nombre de la Unidad y Planta. Para la planta se debe utilizar el mismo nombre de la oferta de precios.
Tipo: Identificador del Tipo de Oferta. Se utiliza una AP para identificar la oferta de AGC de la planta y A para identificar la oferta de las unidades.
Disponibilidad: Números enteros que representan la disponibilidad en MW para Regulación Secundaria de Frecuencia.

9. Las características técnicas aplicables al servicio de regulación secundaria de frecuencia serán las correspondientes a las unidades, es decir, que no se impondrán a la oferta para regulación secundaria de frecuencia de la planta características técnicas relacionadas con el AGC, adicionales a las declaradas para las unidades.

10. Para el caso de ofertas insuficientes a que hace referencia el literal d) del numeral 3 del Anexo CO4 de la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por la Resolución CREG 198 de 1997 y aquellas que la modifiquen o sustituyan, se procederá a recuperar la última oferta mayor que cero (0) que haya efectuado cada una de las unidades. Se asumirá que la oferta de la planta corresponde a la suma aritmética de las ofertas recuperadas de sus unidades.

11. Para dar aplicación a lo establecido en el literal e) del numeral 3 del Anexo CO4 de la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por la Resolución CREG 198 de 1997 y aquellas que la modifiquen o sustituyan, respecto a las causales de invalidez de Oferta de Disponibilidad para el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, se tendrá en cuenta:

1. Errores de sintaxis en la oferta (p.e. Identificador, Tipo), se hace extensible a la oferta de la planta.

2. Oferta incompleta. Debe contener 24 valores incluyendo el cero (0), se hace extensible a la oferta de la planta. Por tanto, toda oferta de disponibilidad para Regulación Secundaria de Frecuencia de las unidades, debe tener asociada la oferta de Regulación Secundaria de Frecuencia de la planta respectiva.

3. Oferta de disponibilidad por unidad mayor que la diferencia entre la disponibilidad total declarada y el mínimo para AGC de la unidad.

4. Cuando la oferta de disponibilidad para AGC que se efectúe por planta o la suma de ofertas de disponibilidad que se efectúen por unidad, resulte inferior al valor mínimo por planta para participar en el AGC.

11

12. La distribución de los requerimientos de reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia entre las unidades elegibles se efectuará de acuerdo con la reglamentación vigente, teniendo en cuenta que la asignación total por planta no puede ser superior a su disponibilidad total ofertada para AGC.

13. Ante la indisponibilidad total de una unidad para la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, la reasignación del mismo se efectuará según se establece en el artículo decimotercero del presente Acuerdo. En esta reasignación participarán todas las unidades con oferta de AGC, incluidas las unidades que ofertaron para AGC de la planta a la que se le indispuso la unidad inicialmente mencionada.

14. De forma excepcional y bajo condiciones de emergencia del Sistema Interconectado Nacional que impliquen la imposibilidad de controlar desde el CND los recursos de generación que prestan el servicio AGC, será posible la prestación de este servicio de forma local, teniendo en cuenta las acciones e instrucciones que el Operador del Sistema establezca. En todo caso, el CND coordinará con los operadores de los países interconectados el mecanismo para regular los intercambios de potencia, de acuerdo con lo establecido en los acuerdos operativos para la operación de las interconexiones.

15. El presente Acuerdo rige a partir de la fecha de su expedición y sustituye el Acuerdo 1286 de 2020.

Acuerdo XXXX

Por el cual se aprueban las variables adicionales a la información para el despacho económico que deben enviar los agentes generadores en la oferta, los mecanismos para recuperar ofertas de variables adicionales válidas y el procedimiento para declarar los requisitos mínimos obligatorios

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, su reglamento interno y según lo aprobado en su reunión No. XXX del X de XXXX de 2020, y

CONSIDERANDO

1. Que la Resolución CREG 025 de 1995 estableció en el numeral 3.1 del Código de Operación la oferta de precios y la declaración de disponibilidad.

2. Que en el Artículo 42 de la Resolución CREG 004 de 2003 se reglamentó el envío y recuperación de la declaración de disponibilidad de las plantas de generación, cuando no se ha recibido información o se ha recibido información incompleta o inconsistente, modificando el numeral 3.1 de la Resolución CREG 025 de 1995.

3. Que en el Artículo 10 de la Resolución CREG 051 de 2009 se reglamentó el envío y recuperación de la oferta de precio de las plantas de generación, cuando no se ha recibido información o se ha recibido información incompleta o inconsistente, modificando el numeral 3.1 de la Resolución CREG 025 de 1995 que había sido modificado, por el artículo 1 de la Resolución CREG 023 de 2005 y el artículo 42 de la Resolución CREG 004 de 2003.

4. Que mediante el Acuerdo 430 de 2008 se aprobaron las variables adicionales a la información para el despacho económico, que deben enviar los agentes generadores en la oferta diaria y los mecanismos de recuperación de las ofertas de variables válidas.

5. Que para la programación del despacho económico es necesario contar con toda la información que acompaña las ofertas de precio y la declaración de disponibilidad y AGC, tales como configuración de rampas, tipo de combustible, mínimos obligatorios y declaración de pruebas y unidades en ciclo combinado.

6. Que algunas plantas térmicas pueden operar con más de un tipo de combustible, lo que puede implicar diferencias en la capacidad efectiva y rampas de carga y descarga asociadas.

7. Que algunas plantas de generación se encuentran autorizadas para declarar generación mínima obligatoria en la oferta diaria, bien sea por limitaciones de origen técnico o por obligaciones de carácter ambiental.

8. Que mediante el Acuerdo 572 de 2012 se aprobaron las variables adicionales a la información para el despacho económico que deben enviar los agentes generadores en la oferta, los mecanismos para recuperar ofertas de variables adicionales válidas y el procedimiento para declarar los requisitos mínimos obligatorios

9. Que en el Artículo 10 de la Resolución CREG 060 de 2019 se estableció la obligación de los agentes que representan las plantas de generación solares y eólicas que se conecten al STN y STR, de entregar al CND los modelos de simulación RMS detallados.

10. Que los modelos de simulación RMS de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas requieren conocer el número de inversores o conversores disponibles que deben ser enviados diariamente en la oferta del despacho económico.

11. Que el Consejo expidió el Acuerdo 1237 del 3 de octubre de 2019 que actualizó la información complementaria para el despacho económico que deben enviar los agentes generadores en la oferta y sustituyó el Acuerdo 572 de 2012.

12. Que la Resolución CREG 044 de 2020 introdujo en el mercado la liquidación de algunos conceptos asociados a unidades en pruebas y en el Capítulo 1 del artículo 11 estableció que para la implementación de los cambios y adiciones previstos en la resolución, el ASIC y el CND contarán con un plazo de seis (6) meses contados a partir del 15 de abril de 2020, fecha de su publicación en el Diario Oficial, es decir, hasta el 15 de octubre de 2020.

13. Que en el artículo 1 de la Resolución CREG 044 de 2020 se modificó el literal g) del artículo 1 de la Resolución CREG 121 de 1998 así: "Para el proceso de despacho y redespacho, deberá programarse la disponibilidad declarada para la prueba sin tener en cuenta el precio ofertado y, para la porción de la planta que no se encuentra en pruebas, el CND considerará en el Despacho Económico el valor de la oferta de precio, por lo tanto, éste último podrá definir el Costo Marginal del Sistema.". Se modificó el literal h) del artículo 1 de la Resolución CREG 121 de 1998 así: "h) La generación de unidades en pruebas autorizadas para desviarse no serán consideradas para cubrir generaciones de seguridad o el AGC del sistema." En el artículo 2 de la resolución en mención se adicionó el literal k al artículo 1 de la Resolución CREG 121 de 1998 así: "k) Una planta de generación que tenga en prueba alguna unidad de las que la componen, sin que toda la planta se encuentre en pruebas, se considera que solo se encuentra en prueba la unidad o el conjunto de unidades que se afecten, por acoplamiento hidráulico o térmico con la unidad o unidades en prueba, las cuales deberán ser declaradas por el agente generador. El resto de la planta se considera que no se encuentra en pruebas." Se modificó el literal b del artículo 2 de la Resolución CREG 121 de 1998 así: "b) La generación de las unidades en pruebas o el conjunto de unidades que se afecten por las unidades en prueba, no serán objeto del pago por desviaciones al programa de despacho, siempre y cuando la prueba esté dentro de las pruebas autorizadas a desviarse y se cumpla el procedimiento establecido en la presente resolución para la realización de tales pruebas." En el segundo párrafo del literal d) del artículo 1 de la Resolución CREG 044 de 2020 que modificó el artículo 1 de la Resolución CREG 121 de 1998 se establece que: "Durante los períodos en prueba, los agentes generadores deberán reflejar en la declaración de disponibilidad de las unidades, las características técnicas del recurso de generación."

14. Que el Subcomité de Plantas en la reunión 317 del 19 y 26 de agosto de 2020 dio concepto técnico favorable a la actualización del presente Acuerdo.

15. Que el Comité de Operación en la reunión 352 del 27 de agosto de 2020 recomendó la expedición del presente Acuerdo.

ACUERDA:

1. La información complementaria para el despacho económico que deben enviar los agentes generadores en la oferta, en los plazos que la regulación vigente prevé, debe incluir las siguientes variables:

- *Mínimos obligatorios*
- *Declaración de pruebas*
- *Configuración de rampas*
- *Tipo de combustible*
- *Unidades en ciclo combinado*
- *Número de inversores o conversores disponibles por unidad equivalente*

Parágrafo: Una planta que requiera estar habilitada para declarar generaciones mínimas obligatorias debe cumplir con el procedimiento descrito en el Anexo del presente Acuerdo, que hace parte integral del mismo.

2. Cuando un agente generador no envíe o envíe información incompleta o inconsistente de alguna de las variables descritas en el artículo primero del presente Acuerdo, el CND tomará la última información válida de esa variable para los 24 periodos, excepto la declaración de pruebas. En este último caso se entenderá que no se realizarán pruebas para el día del Despacho Económico.

3. Cuando un agente generador envíe de manera simultánea declaración de pruebas y Mínimo Obligatorio de las variables descritas en el artículo primero del presente Acuerdo; el CND para la programación del Despacho Económico tomará en primer lugar, la generación de las unidades declaradas que no están en pruebas autorizadas a desviarse para el cumplimiento del Mínimo Obligatorio, en caso de no ser suficiente, hará uso de la generación de la unidades declaradas en pruebas autorizadas a desviarse.

4. Para las plantas térmicas en el caso en que alguna o algunas de las variables, tales como el tipo de combustible, configuración de rampas o unidades en ciclo combinado, no sean compatibles con la disponibilidad declarada, prevalecerá la declaración de disponibilidad y el CND tomará la última variable, tipo de combustible, configuración de rampas o unidades en ciclo combinado informada como parte de oferta válida y compatible con la declaración de disponibilidad.

5. El presente Acuerdo rige a partir de la fecha de expedición y sustituye el Acuerdo 1237 de 2019.

Presidente - Diego González *Secretario Técnico - Alberto Olarte Aguirre*"

Manifestación de voto:

La manifestación de voto podrá remitirse por correo electrónico a: aolarte@cno.org.co

Atentamente,

ALBERTO OLARTE AGUIRRE

Secretario Técnico

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN –

Conclusiones

MANIFESTACIÓN DEL VOTO:

En respuesta a la anterior solicitud los miembros del Consejo Nacional de Operación manifestaron su voto mediante correo electrónico en la forma en que se indica en el siguiente cuadro, en el que también se incluyen las fechas en que fueron recibidas las comunicaciones de cada miembro y el sentido de cada voto así:

MIEMBRO C.N.O.	FECHA DE RECIBO DE LA COMUNICACIÓN	SENTIDO DEL VOTO
ENEL EMGESA	14-10-2020	Positivo
CEDENAR	14-10-2020	Positivo
EPM	14-10-2020	Positivo
AES CHIVOR	14-10-2020	Positivo

2.

CELSIA	15-10-2020	Positivo
ISAGEN	14-10-2020	Positivo
PROELÉCTRICA	14-10-2020	Positivo
TERMOVALLE	14-10-2020	Positivo
INTERCOLOMBIA	----------	----------
TEBSA	14-10-2020	Positivo
CODENSA	----------	----------
GECELCA	14-10-2020	Positivo

AUTORIZACIÓN:

Con base en lo anterior, el CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN con el voto favorable de diez de los once miembros con capacidad de voto en este tema, aprueba los siguientes acuerdos:

1, Por el cual se establece el "Procedimiento para la realización de las pruebas de verificación de la curva de carga de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR". Se adjunta el Anexo 1 del Acuerdo, que se modifica.

2. Por el cual se establecen los requisitos y procedimientos necesarios para la prestación del servicio de AGC por las unidades conectadas al SIN. Se adjuntan los Anexos 1 y 2 que tienen ajustes.

3. Por el cual se aprueban las variables adicionales a la información para el despacho económico que deben enviar los agentes generadores en la oferta, los mecanismos para recuperar ofertas de variables adicionales válidas y el procedimiento para declarar los requisitos mínimos obligatorios.

En cumplimiento de lo establecido en el Acuerdo CNO N° 1179 (Reglamento Interno) del 2 de mayo de 2019 firman la presente acta el Presidente y el Secretario Técnico, en señal de aprobación de la misma.

Presidente

Diego L. Gonzalez

Secretario Técnico

Alberto Olarte

Presidente - Diego González

Secretario Técnico - Alberto Olarte