



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 060 DE 2019

(20 JUN. 2019)

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524, 2253 de 1994 y 1260 de 2013.

CONSIDERANDO QUE:

La Ley 143 de 1994 en su artículo 4, señala que el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tendrá como objetivos en el cumplimiento de sus funciones los de abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país; asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector; y mantener los niveles de calidad y seguridad establecidos.

El artículo 20 de la Ley 143 de 1994, definió como objetivo fundamental de la Regulación en el sector eléctrico, asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio.

Para el cumplimiento del objetivo señalado, la Ley 143 de 1994 en su artículo 23, le atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, entre otras, las funciones de definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía y establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional, teniendo en cuenta los conceptos del Consejo Nacional de Operación.

[Firma]

[Firma]

[Firma]

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

De acuerdo con lo establecido en el literal c) del artículo 74.1 de la ley 142 de 1994, le corresponde a la CREG establecer el Reglamento de Operación, para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.

Mediante Resolución CREG 024 de 1995 se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación.

Mediante Resolución CREG 025 de 1995 se estableció el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional que contiene los reglamentos de Código de Planeamiento, Código de Conexión, Código de Medida y Código de Operación.

La Comisión identifica, de acuerdo a la normativa nacional vigente Ley 1715 de 2014 y a las reuniones que se han concertado con la UPME en cuanto a nuevos proyectos de generación en el SIN, que se debe contar con una actualización del Reglamento de Operación en temas relacionados con la planeación, la conexión, y algunos aspectos comerciales y de operación de las redes del SIN, considerando la integración de fuentes no convencionales de energía y las nuevas tecnologías de transporte y almacenamiento de energía.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 881 del 12 de octubre de 2018, aprobó hacer público el proyecto de resolución de consulta de medidas transitorias, Resolución CREG 123 de 2018, *Por la cual se modifica y se hacen adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones.*

En el plazo establecido para la consulta se recibieron comentarios de agentes y terceros interesados sobre la propuesta publicada en la Resolución CREG 123 de 2018. La Comisión recibió comentarios de las siguientes partes interesadas: ISAGEN (radicado CREG E-2018-013460), Acolgen (radicado CREG E-2018-013541), ANDEG (radicado CREG E-2018-013513), C.N.O (radicado CREG E-2018-013543), Celsia (radicado CREG E-2018-013588), Emgesa (radicados CREG E-2018-013528 y E-2018-013673), ENEL Green Power (radicado CREG E-2018-013525), EPM (radicado CREG E-2018-013520), Hemberth Suárez Lozano (radicado CREG E-2018-013544), SER Colombia (radicado CREG E-2018-013539), Marco Antonio Cortes Mendiola (radicado CREG E-2018-012975), XM (radicado CREG E-2018-013537), Gecelca (radicado CREG E-2018-013538), Asocodis (radicado CREG E-2018-013512), Hidralpor (radicado CREG E-2018-013046) y Codensa (radicado CREG E-2018-013536).

Analizadas las observaciones y sugerencias recibidas, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en la sesión CREG 912 del 22 de abril de 2019, encontró conveniente someter nuevamente a consulta los ajustes realizados en lo que respecta a: i) cálculo y liquidación de desviaciones de la generación variable; ii) pronósticos de generación por parte del CND y de generación máxima posible por parte del agente; y iii) reporte al CND, publicación de variables meteorológicas y confidencialidad de la información reportada.

En el plazo establecido para la consulta se recibieron comentarios de agentes y terceros interesados sobre la propuesta publicada en la Resolución CREG 037 de

4/11/19

JZ

6/1

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

2019. La Comisión recibió comentarios de las siguientes partes interesadas: ISAGEN (radicado CREG E-2019-005649), ACOLGEN (radicado CREG E-2019-005678), ANDEG (radicado CREG E-2019-005676), C.N.O (radicado CREG E-2019-005673), Celsia EPSA (radicado CREG E-2019-005691), EMGESA (radicado CREG E-2019-005686), ENEL GREEN POWER (radicado CREG E-2019-005679), EPM (radicado CREG E-2019-005671), ASOCODIS (radicado CREG E-2019-005625), DUE CAPITAL AND SERVICES (radicado CREG E-2019-005366) y XM (radicado CREG E-2019-005681).

El análisis de las observaciones y sugerencias recibidas en las consultas realizadas (Resoluciones CREG 123 de 2018 y 037 de 2019) se encuentra en el documento soporte CREG 038 de 2019.

Como resultado del diligenciamiento del formulario sobre prácticas restrictivas a la competencia, en cumplimiento de lo establecido en el Decreto 1074 de 2015, se concluyó que esta normatividad no es restrictiva de la competencia. Por lo anterior, no se informó a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, sobre el proyecto de la presente resolución.

Con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 926 del 20 de junio de 2019, acordó expedir esta resolución.

La presente disposición es transitoria y regula temporalmente los aspectos relacionados con la conexión, operación y aspectos comerciales en el mercado de energía de plantas solares fotovoltaicas, eólicas y/o plantas filo de agua en el SIN; por lo tanto, estará sujeta a las modificaciones y ajustes que considere la CREG de acuerdo con los resultados de los estudios y análisis contratados para tal fin, así como de los aportes de las entidades gubernamentales, gremios, agentes del mercado y terceros interesados, que permitan a la Comisión contar con la información pertinente para expedir la resolución definitiva.

RESUELVE:

Artículo 1. Objeto. La presente resolución ajusta y adiciona transitoriamente algunos aspectos comerciales del mercado de energía mayorista y aspectos técnicos del Código de Redes, contenidos en el Reglamento de Operación y adoptados mediante la Resoluciones CREG 024 y 025 de 1995, el Reglamento de Distribución, adoptado mediante la Resolución CREG 070 de 1998, la Resolución CREG 080 de 1999 y la Resolución CREG 023 de 2001, en aspectos relacionados con la integración de plantas eólicas y solares fotovoltaicas en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, y aspectos relacionados con plantas filo de agua. Estos ajustes temporales estarán vigentes hasta cuando la CREG expida las resoluciones definitivas que correspondan.

Artículo 2. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de esta resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

Área de operación de tensión para plantas eólicas y solares fotovoltaicas (*voltage ride through*). Hace referencia al área de operación cuyo límite superior es la curva de sobretensión (HVRT – *High Voltage Ride Through*) y el límite inferior es la curva de depresiones de tensión (LVRT– *Low Voltage Ride Through*).

Handwritten signature and initials

Handwritten signature and initials

Handwritten signature

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

Consigna. Orden emitida directa o indirectamente por el CND (Control Automático de Generación, Control Automático de Tensión u otros a las que hubiera lugar), tendiente a modificar el modo o la condición de operación de una instalación, de un equipo o de un sistema de control.

Control rápido de corriente reactiva. Característica proporcionada por un módulo de control de un parque de generación eólico o solar fotovoltaico y que permite una inyección rápida de corriente reactiva ante desviaciones de tensiones en la red.

Delta de cambio esperado. Diferencia en valor absoluto entre el valor inicial de la señal y el valor final esperado.

Estatismo en frecuencia. Ver Definición en la resolución CREG 023 de 2001 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Estatismo en tensión. Característica técnica de una planta de generación, que determina la variación porcentual de la tensión por cada variación porcentual de la potencia reactiva en todo el rango de regulación de tensión.

Plantas eólicas y solares fotovoltaicas. Se refiere a todas las plantas de generación solares fotovoltaicas y eólicas conectadas en el denominado Punto de Conexión al SIN, las cuales están compuestas por conjuntos de módulos solares fotovoltaicos y aerogeneradores, incluyendo sus inversores y controles asociados.

Planta filo de agua. Se considerarán plantas filo de agua las plantas hidráulicas despachadas centralmente que cumplan con una de las siguientes condiciones:

- i. Que no posea embalse y que su estructura de captación esté conectada directamente a la fuente de agua para que tome parcial o totalmente el caudal de dicha fuente, o
- ii. Que la central posea embalse cuyo tiempo de vaciado, generando con su Capacidad Efectiva Neta, CEN, considerando el aporte promedio multianual e iniciando con embalse en el máximo técnico, calculado según el Acuerdo 512 del CNO o aquellos que lo modifiquen, sea menor o igual a un (1) día, o si el tiempo de llenado generando con dicha capacidad efectiva neta y con el aporte promedio multianual iniciando con el embalse en el mínimo técnico, calculado según el Acuerdo 512 del CNO o aquellos que lo modifiquen, sea menor o igual a un (1) día.

Adicionalmente, no se considerarán filo de agua las centrales hidroeléctricas que estén situadas aguas abajo de embalses que le garanticen regulación de caudales mayor a un (1) día. En este caso, se entiende como tiempo de regulación el calculado mediante el criterio indicado en el párrafo anterior.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten mark]

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

Planta de generación variable despachada centralmente o generación variable. Se considerará planta de generación variable: las plantas eólicas, solares fotovoltaicas y plantas filo de agua, que son despachadas centralmente.

Punto de Conexión al SIN. Ver definición en la Resolución CREG 038 de 2014 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Respuesta rápida de frecuencia. Característica proporcionada por un módulo de control de una planta de generación eólica, que permite una inyección rápida de potencia activa ante caídas de frecuencia en la red.

Tiempo de establecimiento – Te. Tiempo que tarda la señal en alcanzar y mantenerse dentro de una banda de 3% del delta de cambio esperado y alrededor de su valor final, ante una entrada escalón.

Tiempo de respuesta inicial – Tr. Tiempo que tarda la señal en alcanzar un 3% del delta de cambio esperado respecto de su valor inicial, ante una entrada escalón.

CAPITULO I

CÓDIGO DE CONEXIÓN Y CÓDIGO DE OPERACIÓN

Artículo 3. Modifíquese el numeral 7.2 (“Línea de Transmisión para Acometida al STN”) del Código de Conexión, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 7.2 del Código de Conexión, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995 y modificado por el Artículo 1 de la Resolución CREG 93 de 1996, quedará así:

7.2 Línea de Transmisión para Acometida al STN y generación en el STR

Por exigencias propias de confiabilidad y seguridad de la operación del SIN y del STN, no se permitirán conexiones en "T" de ningún tipo de usuario al STN. Adicionalmente no se permite la conexión en "T" de generación en el STR.

Artículo 4. Modifíquese el numeral 8.1.2 (“Equipo de Protección”) del Código de Conexión, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 8.1.2 del Código de Conexión, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, quedará así:

8.1.2 Equipo de Protección. *Las protecciones de las unidades de generación y sus conexiones al STN deben cumplir los siguientes requisitos para reducir a un mínimo el impacto en el STN por fallas en los circuitos de propiedad de los Generadores:*

[Firma]

[Firma]

[Firma]

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

Los tiempos de despeje de las protecciones primarias por fallas en los equipos del Generador directamente conectado al STN y por fallas en la parte del STN directamente conectada al equipo del Generador, desde el inicio de falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia, no debe ser mayor que:

80 ms en 500 kV.

100 ms en 220 kV.

En el evento de no operación de los sistemas de protección primarios, el Generador debe proveer una protección de respaldo con tiempo de despeje de falla no mayor de 300 ms por fallas en la conexión de alta tensión del Generador.

Cuando la unidad de generación está conectada a los niveles de 220 kV o tensiones superiores del STN, el Generador debe proveer una protección de falla de interruptor, la cual debe ordenar el disparo de todos los interruptores de potencia locales o remotos que garanticen el despeje de la falla en un tiempo ajustable entre 100 ms y 500 ms después de detectada la condición de falla de interruptor. Para las plantas de generación solares fotovoltaicas y eólicas esta protección deberá ser implementada en un relé independiente de las protecciones propias del equipo protegido o podrá estar incluida como una función adicional en una protección diferencial de barras.

Adicionalmente, el Generador debe proveer las siguientes protecciones que minimizan el impacto sobre el STN:

- Protección de pérdida de sincronismo, la cual se exigirá según los requerimientos de operación del STN. Esta protección no es requerida para las plantas eólicas y solares fotovoltaicas.*
- Protección de sobre y baja frecuencia según los límites especificados en el Código de Operación. Esta protección también es requerida para las plantas eólicas y solares fotovoltaicas.*
- Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas deberán disponer de funciones de protección de sobre y baja tensión, instalados en el punto de conexión y ajustados según requerimientos operativos del sistema de potencia. Los criterios y ajustes de las funciones de protección de sobre y baja tensión deberán ser definidos por el CND, de acuerdo con las necesidades del SIN.*
- Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas deberán coordinar con el transmisor la conveniencia de habilitar una protección anti-isla que, en caso de requerirse, deberá ser de tipo Intertrip.*

Handwritten signature/initials

Handwritten signature/initials

Handwritten mark

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

Artículo 5. Adiciónese el numeral 8.2.4 (“Modelos de control de plantas eólicas y solares fotovoltaicas”) al Código de Conexión contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 8.2.4 del Código de Conexión quedará así:

8.2.4. Modelos de control de plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR

Para el caso de plantas solares fotovoltaicas y eólicas que se conecten al STN y STR será responsabilidad de los agentes representantes entregar al CND, 6 meses antes de su entrada en operación, los modelos preliminares de la planta de generación y sus controles asociados para los estudios de simulación RMS en la herramienta utilizada por el CND. Estos modelos deben incluir los requisitos técnicos definidos en la presente resolución, para el control de frecuencia y potencia activa, el control de tensión y potencia reactiva, así como permitir el ajuste de los parámetros que definen estas funcionalidades.

Parágrafo. Dentro de los treinta (30) días hábiles siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, el CND deberá publicar en su página web los requisitos que debe cumplir el modelo de planta.

Artículo 6. Modifíquese el numeral 13.1 (“Servicios que los Generadores deben proveer”) del Código de Conexión, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 13.1 del Código de Conexión, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, quedará así:

13.1. SERVICIOS QUE LOS GENERADORES DEBEN PROVEER

- *Control de tensión y potencia reactiva.*
- *Control de frecuencia mediante regulador de velocidad*
- *Estabilización de potencia.*
- *Regulación secundaria de frecuencia con AGC.*

Además de los requisitos anteriores, excepto el de Control de frecuencia mediante regulador de velocidad y estabilización de potencia, las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR deben proveer los siguientes servicios:

- *Respuesta rápida de corriente reactiva.*
- *Regulación de frecuencia mediante un control de potencia activa/frecuencia.*
- *Respuesta rápida en frecuencia, para el caso de las plantas eólicas.*

Artículo 7. Adiciónese los numerales 3.1.1, 3.3.1.1, 3.3.4.1, 3.3.6 y 3.3.7 al Anexo CC.6 del Código de Conexión que hace parte del anexo general Código de Redes, adoptado mediante la Resolución CREG 025 de 1995. Al Anexo CC.6 del código de conexión, modificado por el artículo 6 de la Resolución CREG

Handwritten signature/initials

Handwritten signature/initials

Handwritten signature/initials

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

083 de 1999, se le adicionan los numerales que aparecen en el Anexo de esta resolución.

Artículo 8. Modifíquese el numeral 2.1 (“planeamiento operativo energético”) del Código de Operación, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 2.1 del Código de Operación, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, quedará así:

2.1. PLANEAMIENTO OPERATIVO ENERGÉTICO

Consiste en la planeación de la operación de los recursos energéticos hidráulicos, térmicos, solares fotovoltaicos y eólicos para la producción de energía eléctrica.

Artículo 9. Modifíquese el primer inciso del numeral 2.1.1.3 (“coordinación de mantenimientos y/o desconexiones de equipos de generación”) del Código de Operación, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El primer inciso del numeral 2.1.1.3 del Código de operación, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por el artículo 4 de la Resolución CREG 065 de 2000, quedará así:

Las empresas propietarias u operadoras de unidades o plantas generadoras despachadas centralmente o propietarias u operadoras de plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR, ingresarán su programa de mantenimientos y/o desconexiones mediante un sistema de información desarrollado por el CND, con el propósito de garantizar la reserva de potencia necesaria para la operación confiable y segura del SIN, de acuerdo con los criterios y parámetros técnicos definidos en este Código de Redes y en los acuerdos del C.N.O.

Artículo 10. Adiciónese el numeral 2.2.1.1 (“Información para plantas solares fotovoltaicas y eólicas”) al Código de Operación contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 2.2.1.1 quedará así en el Código de Operación:

2.2.1.1 Información para plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR

En los treinta (30) días hábiles siguientes a la entrada en operación comercial del proyecto, los agentes que representan las plantas de generación que se conecten al STN y STR deben entregar los modelos de simulación RMS detallados en la herramienta de simulación que utiliza el CND, los cuales deben ser validados y parametrizables de acuerdo con los requerimientos técnicos definidos en el numeral 8.2.4 del Código de Conexión y conforme a la metodología de validación definida mediante Acuerdo por el C.N.O.

Los modelos se deben actualizar en los casos en que, en el análisis posoperativo realizado por el CND, se detecte que el modelo no esté de acuerdo a los criterios de calidad definidos por el C.N.O. Para dicha actualización se tendrá un plazo de 6 meses.

20
JNC

JZ

27

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

Parágrafo. Una vez definidos los requisitos de los modelos de planta de qué trata el Artículo 5 de la presente resolución, dentro de los sesenta (60) días hábiles siguientes, el C.N.O deberá definir, mediante Acuerdo, la metodología para la validación de los modelos de que trata este artículo.

Artículo 11. Modifíquese el numeral 2.2.5 ("ajustes de los relés de frecuencia de las unidades de generación del SIN") del Código de Operación, que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 2.2.5 del Código de Operación, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, quedará así:

El CND especifica los rangos entre los cuales cada generador debe ajustar sus relés de frecuencia de acuerdo con los estudios de análisis de seguridad.

En términos generales, los fabricantes de turbinas para plantas térmicas no recomiendan operarlas a bajas frecuencias, para no deteriorar su vida útil. Sin embargo, a este respecto en el SIN se consideran las siguiente dos normas.

- Las unidades térmicas no pueden operar por debajo de 57.5 Hz un tiempo superior a 0.8 minutos (48 segundos) durante su vida útil.*
- Las unidades térmicas pueden trabajar con frecuencias de 58.5 Hz hasta 30 minutos durante su vida útil.*

Se considera que el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, implementado en el SIN ha sido diseñado teniendo en cuenta estas dos normas y los criterios establecidos en el Numeral "2.2.4 Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia". Por lo tanto, las unidades de generación deben cumplir con los siguientes requisitos para el ajuste de los relés de baja frecuencia:

- No deben tener disparo instantáneo para frecuencias iguales o superiores a 57.5 Hz.*
- En el rango de 57.5 Hz a 58.5 Hz se puede ajustar un disparo con una temporización mínima de 15 segundos.*
- Para frecuencias superiores a 58.5 Hz y menores a 62 Hz no pueden ajustarse disparos de la unidad.*
- Para frecuencias superiores a 62 Hz y menores de 63 Hz puede ajustarse el disparo por sobrevelocidad con una temporización mínima de 15 segundos.*
- Para frecuencias superiores a 63 Hz puede ajustarse el disparo instantáneo de la unidad para protección por sobrevelocidad.*

Las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR, deben operar normalmente para un rango de frecuencia entre 57.5 Hz y 63 Hz.

Handwritten signature and initials in the bottom left corner.

Handwritten signature and initials in the bottom right corner.

Handwritten mark or signature in the bottom left corner.

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

Artículo 12. Modifíquese el Artículo 4 de la Resolución CREG 023 de 2001.

El Artículo 4 de la Resolución CREG 023 de 2001, el cual adicionó algunas disposiciones contenidas en la Resolución CREG 025 de 1995, quedará así:

Artículo 4. Reserva rodante, banda muerta y estatismo de plantas despachadas centralmente y características adicionales para el control de frecuencia/potencia de plantas solares fotovoltaicas y eólicas.

Todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, deben estar en capacidad de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, equivalente al 3% de su generación horaria programada. Para dar cumplimiento a lo anterior, las plantas y/o unidades de generación deben estar habilitadas para incrementar o decrementar su generación, incluso cuando sean despachadas con la disponibilidad máxima declarada o en su mínimo técnico, durante los tiempos de actuación definidos en la presente Resolución para la Reserva de Regulación Primaria. Se exceptúa de lo aquí dispuesto, el decremento cuando las plantas y/o unidades operan en su mínimo técnico.

Para una adecuada calidad de la frecuencia, las unidades generadoras deberán tener una Banda Muerta de respuesta a los cambios de frecuencia menor o igual a 30 mHz. Este valor podrá ser revaluado por el CND cuando lo considere conveniente.

El Estatismo de las unidades generadoras despachadas centralmente, excepto las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, debe tener un valor entre el 4% y el 6%, el cual deberá ser declarado por el agente al CND.

Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STN y STR, deben tener un control de potencia activa/frecuencia que incluya una banda muerta y un estatismo permanente ajustable, permitiendo su participación en la regulación primaria de frecuencia del sistema. La respuesta de Regulación primaria se debe verificar en el punto de conexión acorde al Artículo 5 de la Resolución CREG 023 de 2001 o aquellas que la modifiquen o sustituyan. El control debe tener la capacidad de recibir al menos una consigna de potencia activa de forma local. El control de potencia activa/frecuencia de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STN y STR, debe cumplir con los siguientes requerimientos:

- Ser estable: las señales de salida del control deben ser amortiguadas en el tiempo ante señales de entrada escalón, para todos los modos y condiciones operativas.*
- El estatismo debe ser configurable en un rango entre el 2% y el 6%.*
- La banda muerta debe ser configurable en un rango entre 0 y 120 mHz. Inicialmente deberán tener una Banda Muerta de respuesta a los cambios de frecuencia menor o igual a 30 mHz.*

Ar. GLEN

JZ

Ar.

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

- *El ajuste de la función de control de frecuencia para eventos de subfrecuencia y sobrefrecuencia debe ser reportado al CND por el agente que representa la planta antes de las pruebas para entrada en operación comercial. La función de control de frecuencia para eventos de subfrecuencia y sobrefrecuencia debe ser reajustada en caso de que en la operación se identifiquen riesgos a la seguridad del SIN.*

- *Los parámetros de ganancia y constantes de tiempo deben poder ser modificados para cumplir con criterios de estabilidad y velocidad de respuesta del SIN, teniendo en cuenta las características técnicas de las tecnologías disponibles.*

El CND definirá mediante estudio, análisis y seguimiento posoperativo, los parámetros de ganancia y constantes de tiempo para cumplir con criterios de estabilidad, velocidad de respuesta del SIN.

- *Cumplir con los siguientes parámetros: tiempo de respuesta inicial máximo (Tr) de 2 segundos y tiempo de establecimiento máximo (Te) de 15 segundos.*

- *El CND dentro de los rangos establecidos, definirá el valor de estatismo y banda muerta de acuerdo con las necesidades del SIN.*

Parágrafo 1. Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR deben estar en capacidad de prestar el servicio de regulación primaria para eventos de sobrefrecuencia y subfrecuencia. Para ser declaradas en operación comercial, deben realizar pruebas de respuesta primaria ante eventos de sobrefrecuencia y subfrecuencia como se establece en el numeral 7.7 del Código de Operación.

Parágrafo 2. Transitoriamente, las plantas solares fotovoltaicas y eólicas, conectadas al STN y STR, se excluyen de la obligatoriedad de la prestación del servicio de respuesta primaria para eventos de subfrecuencia. Cuando la CREG lo decida se deberá prestar este servicio.

Artículo 13. Adiciónese el numeral 5.6.3 (“respuesta rápida en frecuencia para plantas eólicas”) al Código de Operación contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 5.6.3 del Código de Operación quedará así:

5.6.3 RESPUESTA RÁPIDA EN FRECUENCIA PARA PLANTAS EÓLICAS

Las plantas eólicas, conectadas al STN y STR, deben tener la funcionalidad de respuesta rápida de frecuencia a través de la modulación transitoria de la potencia de salida, cumpliendo con los siguientes requisitos:

- *La funcionalidad debe activarse cuando la frecuencia alcance un valor igual o inferior a 59.85 Hz, contribuyendo con un aporte en potencia proporcional a la caída de frecuencia en razón a 12% de la potencia nominal de la planta de generación por cada Hertz. Este aporte deberá ser retirado automáticamente del sistema si la frecuencia entra al rango definido por la banda muerta del control frecuencia/potencia. En caso de*

22

MS. 94 CUY

27

JZ 41 42

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

que al cabo de 6 segundos la frecuencia no haya regresado al rango mencionado anteriormente se debe retirar el aporte adicional de potencia activa.

- *El aporte adicional de potencia activa debe ser limitado a 10% de la potencia nominal del generador.*
- *Ante desviaciones de frecuencia mayores a 0.15 Hz y menores o iguales a 0.83 Hz con respecto a la frecuencia nominal, el generador deberá alcanzar el aporte adicional en un tiempo igual o menor a 2 segundos, contabilizados a partir de que se supere el umbral de activación de la funcionalidad, y mantenerse máximo 4 segundos aportando la potencia máxima requerida de acuerdo con el evento de frecuencia. Esta característica deberá ser verificada en las pruebas de puesta en servicio y notificada al CND.*
- *La función de respuesta rápida de frecuencia debe cumplir con los requisitos establecidos anteriormente mientras la planta opere al menos al 25% de su potencia nominal. Cuando opere por debajo de este nivel, debe reportar el valor de contribución y los tiempos de respuesta.*

Los parámetros de esta funcionalidad: umbral de activación, velocidad de subida, tiempo de sostenimiento y tiempo de subida podrán ser reevaluados por el CND de acuerdo a las condiciones operativas del sistema.

Artículo 14. Modifíquese el numeral 5.7 (“control de voltaje”) del Código de Operación, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. 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.*

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

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.*

Mr. May

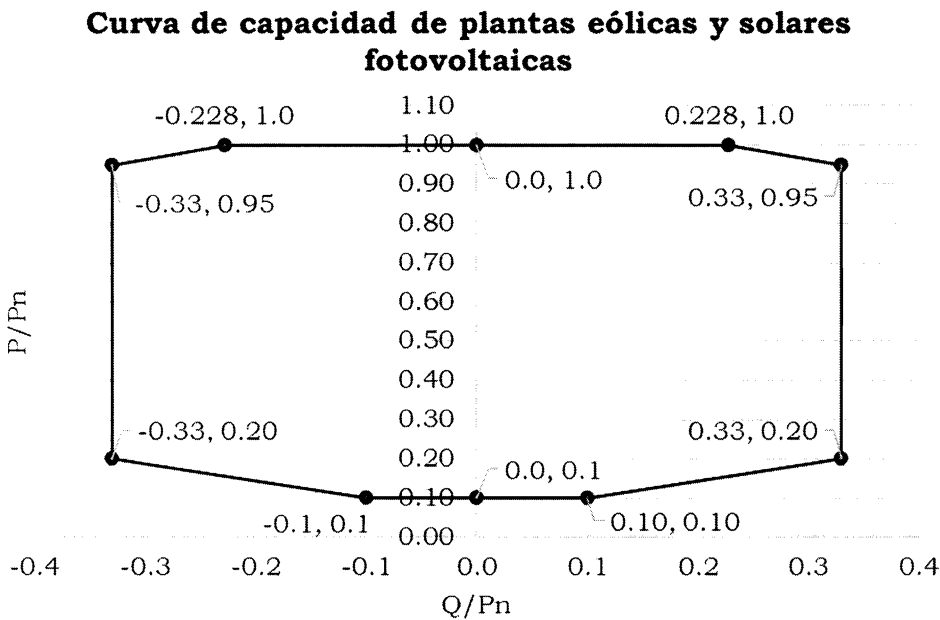
JZ

by

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

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).

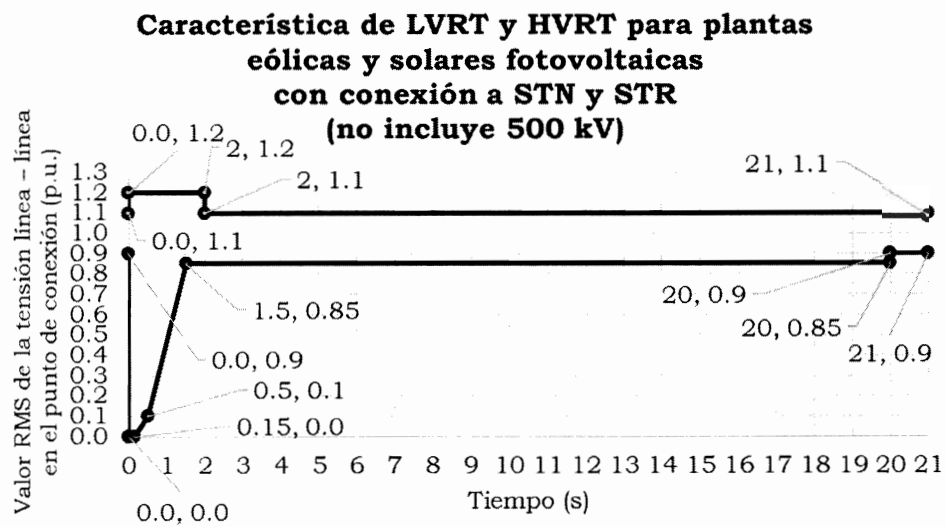
Antes de la entrada en operación comercial, se realizarán pruebas para verificar las curvas de capacidad y, posterior a la entrada en operación, el CND realizará seguimiento posoperativo para verificar que se conserve su cumplimiento.

- c) *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.*

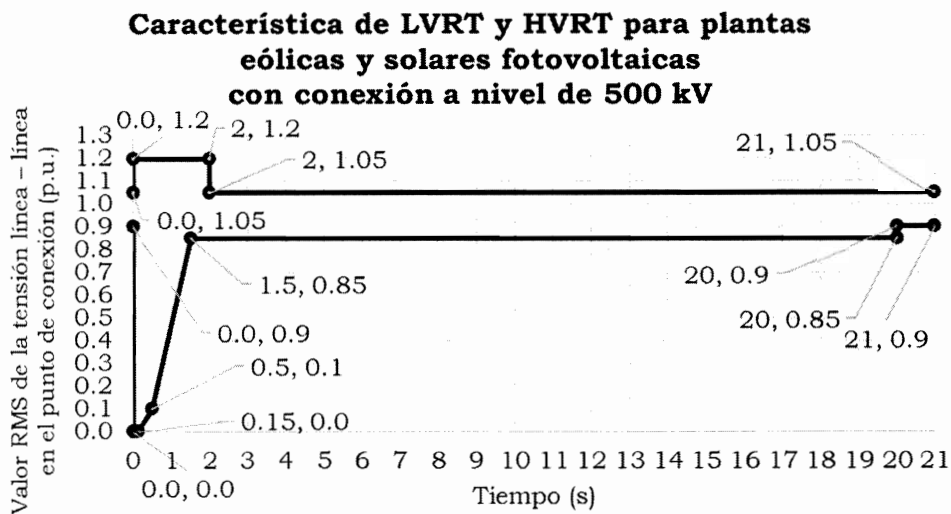
La Característica de depresiones de tensión y sobretensiones para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR, que no incluye red de 500 kV, es la que se muestra a continuación:

[Handwritten signatures and marks]

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones



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

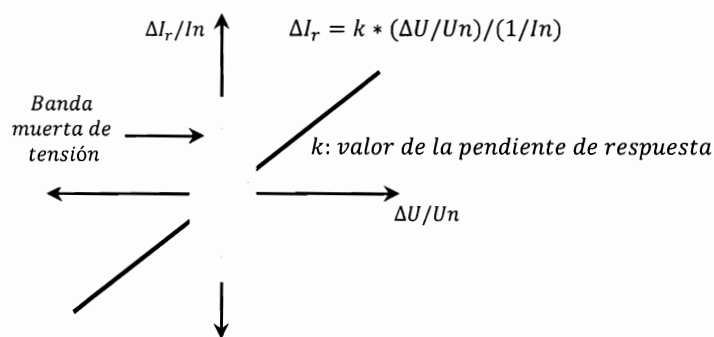
Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

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.

- d) *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:

- ΔI_r es el valor de la siguiente relación:

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

Donde:

ΔI_r es la variación de corriente reactiva respecto al valor de corriente reactiva que tenía antes del evento

I_n es la corriente nominal

ΔU 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.

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

- 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.

Artículo 15. Adiciónese el numeral 5.8 ("rampa operativa para arranque y parada") al Código de Operación, contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 5.8 del Código de Operación quedara así:

5.8 RAMPA OPERATIVA PARA ARRANQUE Y PARADA

Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STN y STR, deben tener una rampa operativa para arranque y parada ajustable. Inicialmente se define una rampa máxima del 14 % de la potencia nominal de la planta, en MW/min, para lo cual:

- Este requerimiento de arranque y parada aplica siempre que esté disponible el recurso primario de generación.
- El agente debe reportar la rampa máxima de la planta.
- Este parámetro debe poder ajustarse dependiendo de las condiciones del sistema, considerando la rampa máxima reportada.

[Firma]

[Firma]

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

- *El valor inicial de la rampa máxima del 14% podrá ser revaluado por el CND, considerando la rampa máxima reportada.*

Artículo 16. Modifíquese el numeral 7.1 (“solicitud de prueba”) del Código de Operación, que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 7.1 del Código de Operación contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

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.

Artículo 17. Modifíquese el numeral 7.4.4 (“prueba de restablecimiento”) del Código de Operación, que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 7.4.4 del Código de Operación contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

20

Ms. U. G. M.

JZ

04

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

7.4.4 Prueba de restablecimiento

Para la prueba de restablecimiento se sigue el siguiente procedimiento:

- a) El generador en referencia debe estar sincronizado y suministrando energía al SIN.*
- b) Todas las máquinas diésel u otras máquinas asociadas al proceso de restablecimiento deben estar desenergizadas. Los servicios auxiliares de estas máquinas también deben estar desenergizados.*
- c) Se procede a bajar la generación de la unidad o planta en prueba hasta que esté completamente descargada y se desconecta del SIN. También se desconectan todos los suministros de corriente alterna y servicios auxiliares de la unidad o planta en prueba.*
- d) Se arranca la máquina diésel o aquella que esté designada para iniciar el restablecimiento. Se energizan los servicios auxiliares de la unidad en prueba y se arranca hasta alcanzar la velocidad sincrónica.*
- e) Se sincroniza la unidad al SIN pero se deja girando en vacío durante un lapso de cinco minutos y se procede a restablecer la generación que indique el programa de despacho a menos que el CND de la orden de tomar carga.*

El generador incumple la prueba de restablecimiento si la unidad no está sincronizada al sistema en el tiempo declarado al CND, con una tolerancia positiva del 10 %.

Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR no están sujetas a la prueba de restablecimiento, dada las características propias de la tecnología.

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.*

Mr. [Signature]

JZ [Signature]

[Signature]

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

- *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.

Parágrafo. Dentro de los sesenta (60) días hábiles siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, el C.N.O deberá definir mediante Acuerdo los términos y plazos para la realización de las pruebas, de que trata este artículo, que deben realizar las plantas solares fotovoltaicas y eólicas.

Artículo 19. Velocidad de toma de carga y potencia de salida de plantas eólicas y solares fotovoltaicas. Adiciónese al final del Anexo CO.3 del Código de Operación contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, lo siguiente:

[Handwritten signatures and initials at the bottom of the page]

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

**PLANTAS SOLARES FOTOVOLTAICAS Y EÓLICAS CONECTADAS
AL STN Y STR**

Los agentes deberán reportar al CND, con la entrega de los modelos, una curva donde se relacione la velocidad de toma de carga en función la potencia de salida con la siguiente información: i) nombre de la planta; ii) tipo de planta; iii) empresa; iv) responsable de la información y v) fecha de envío.

El C.N.O en el mismo acuerdo donde define la metodología de validación de Modelos definirá las características y parámetros de la curva de que trata este artículo.

Artículo 20. Supervisión del CND sobre plantas solares fotovoltaicas y eólicas. Adiciónese el literal i al numeral 2 del Artículo 3 de la Resolución CREG 080 de 1999, el cual quedara así:

i) Para el caso de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas, conectadas al STN y STR, contar con supervisión, la cual se podrá realizar desde el CND de manera directa por medio de unidades terminales remotas (RTU) o equivalente, de manera indirecta utilizando los protocolos de comunicación entre centros de control vigentes al momento de la integración o utilizando protocolos de comunicación sobre la red pública de datos internet que sean soportados por el centro de supervisión y control del CND, que hayan sido avalados previamente por el CND y que garanticen los criterios de seguridad y confiabilidad requeridos para la operación del sistema interconectado nacional.

Artículo 21. Modifíquese el numeral 4.3.3 (“protecciones”) del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998. El numeral 4.3.3 del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998 quedará así:

4.3.3 Protecciones

El Usuario en su conexión deberá disponer de esquemas de protecciones compatibles con las características de su carga que garantice la confiabilidad, seguridad, selectividad y rapidez de desconexión necesarias para mantener la estabilidad del Sistema. El Usuario deberá instalar los equipos requeridos de estado sólido, de tecnología análoga o digital que cumplan con la Norma IEC 255.

Para garantizar una adecuada coordinación y selectividad en la operación de las protecciones del STR y/o SDL que opera el OR, los sistemas de protección y los tiempos de operación de las protecciones del Usuario, deberán ser acordadas con el OR durante el proceso de aprobación de diseños y para la puesta en servicio y conexión, y pueden ser revisados periódicamente por el OR, con la participación del Usuario.

Para el diseño de la conexión al STR y/o SDL, el Usuario deberá tener en cuenta las características técnicas de las protecciones que el OR tiene

AS. 2004

JZ

67

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

en su Sistema, para las operaciones de conmutación secuencial o para la reconexión automática.

Cuando las características de la carga de un Usuario que se conectará al STR y/o SDL requiera equipos de protección de respaldo, el OR exigirá la instalación de los mismos. Dichos equipos deberán cumplir con las normas aplicables a las protecciones principales.

El Usuario no podrá instalar equipos para limitar la corriente de falla en el punto de frontera o en las instalaciones del mismo, a menos que sea autorizado por el OR. En caso de autorización, el Usuario deberá garantizar la operación satisfactoria de los equipos de protección de su Sistema.

Para el caso de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STR:

- Toda bahía de generación conectada en el STR deberá disponer de una protección tipo falla interruptor, la cual deberá ser implementada en un relé independiente de las protecciones propias del equipo protegido o podrá estar incluida como una función adicional en una protección diferencial de barras.*
- Disponer de un mecanismo de corte visible en el punto de conexión del sistema de generación con el STR, con capacidad de maniobra y bloqueo manual verificable por parte del operador de red.*
- Cuando se realiza la conexión de sistemas de generación mediante un transformador delta-estrella, con delta en el punto de conexión de generador con el OR, se deberá evaluar con el operador de red la conveniencia de implementar una protección de sobretensión de secuencia cero en el punto de conexión.*
- La generación conectada al STR debe contar con sistemas de protección principal y respaldo, con capacidad para detectar fallas en el generador y en el punto de conexión con el STR, el cual deberá contar con un esquema de protección selectiva que coordine con la red existente.*
- La bahía de conexión de todo generador conectado en el STR, deberá disponer de dos relés de protección principales y estar en capacidad para despejar las fallas en el elemento protegido en un tiempo menor a 150 milisegundos.*
- Es responsabilidad del agente representante del recurso de generación garantizar que todos los equipos de su instalación se encuentren correctamente protegidos para satisfacer los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad durante la operación del sistema eléctrico de potencia. Adicionalmente, en el punto de conexión, se deberán cumplir los siguientes requisitos.*

[Firma]

[Firma]

[Firma]

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

- *Disponer de funciones de protección de sobre y baja tensión ajustados según requerimientos operativos del sistema de potencia. Los criterios y ajuste de las funciones de protección de sobre y baja tensión serán definidos por el CND de acuerdo con las necesidades del SIN.*
- *Disponer de funciones de protección de sobre y baja frecuencia ajustados según requerimientos operativos del sistema de potencia.*

Artículo 22. Adiciónese el literal h al numeral 4.5.6.2 (“coordinación de protecciones”) del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998. El literal h del numeral 4.5.6.2 del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998 quedará así:

h) En caso de plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STR, se debe:

- 1) Deberán contar con un sistema de detección de tensión en el punto de conexión a fin de no permitir el cierre del interruptor de interconexión cuando el circuito del OR esté desenergizado.*
- 2) Coordinar con el operador de red la conveniencia de habilitarse una protección anti-isla, en caso de requerirse esta protección, deberá ser de tipo Intertrip.*

Artículo 23. Requerimientos de medición y reporte de variables meteorológicas para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR.

Dentro de los sesenta (60) días hábiles siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, el C.N.O deberá definir mediante Acuerdo el protocolo de verificación de calidad, confiabilidad de la medición y reporte al CND de las variables meteorológicas de que trata el numeral 3.3.6 del Anexo CC.6 del Código de Conexión que hace parte del anexo general del Código de Redes.

Al siguiente día de la operación, el CND pondrá a disposición del público la información de los datos meteorológicos de las plantas de generación de qué trata el numeral 3.3.6 del Anexo CC.6 del Código de Conexión reportados por los agentes al Centro Nacional de Despacho, con los nombres de las plantas de generación. La información publicada por el CND será el promedio diario de la variable meteorológica.

Parágrafo primero. El CND deberá adoptar las medidas idóneas y necesarias para asegurar la reserva de los documentos e información que le sean suministrados por los agentes en cumplimiento de la regulación. La información relacionada con el recurso solar o eólico será publicada en las mismas condiciones previstas para las plantas de generación hidráulicas, es decir, se realizará una publicación ex-post del promedio diario.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten mark]

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

El CND debe garantizar que la información entregada por los agentes, solo será utilizada para los fines previstos en la ley y la regulación. El uso de esta información con otros propósitos, se entenderá como incumplimiento a las mismas.

Parágrafo segundo. Toda la información que reporten los agentes al CND se realizará por medio electrónico y directamente al sistema de información correspondiente. Para las plantas existentes se define un período de transición de seis (6) meses a fin de dar cumplimiento a lo anteriormente establecido.

Artículo 24. Requerimientos de calidad y disponibilidad de las medidas eléctricas para plantas eólicas y solares fotovoltaicas.

Dentro de los sesenta (60) días hábiles siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, el C.N.O deberá definir mediante Acuerdo la metodología para el cálculo de la calidad y disponibilidad de las mediciones eléctricas de que trata el numeral 3.3.7 del Anexo CC.6 del Código de Conexión que hace parte del anexo general del Código de Redes y que se amplía en el Anexo de la presente resolución.

Artículo 25. Adiciónese el numeral 2.2.3.2.1 (“Pronósticos de Generación de Corto Plazo”) del Código de Operación, que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 2.2.3.2.1 del Código de Operación contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

2.2.3.2.1 Pronósticos de Generación de Corto Plazo

Los pronósticos de generación a cargo del CND para las plantas de generación eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR se harán de la siguiente forma:

El CND elaborará los pronósticos indicativos de producción de las plantas eólicas y solares, conectadas al STN y STR, con resolución horaria para la semana (lunes a domingo) siguiente a la de operación. Estos pronósticos serán usados en los estudios energéticos y eléctricos de corto plazo y coordinación de mantenimientos. Esta información no será publicada.

Artículo 26. Adiciónese el numeral 2.2.3.3.1 (“Pronósticos de generación de Muy Corto Plazo”) del Código de Operación, que hace parte del anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 2.2.3.3.1 del Código de Operación contenido en el anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

2.2.3.3.1 Pronósticos de Generación Muy Corto Plazo.

Pronósticos de generación por el CND para las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR:

30
11/5 24/04

FE 11/5

64

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

- *El CND realizará pronósticos de generación, para las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR, a nivel horario y para las siguientes 40 horas, en el día de la operación.*

Esta información no será publicada y su objetivo es determinar y programar las reservas operativas necesarias.

El CND deberá publicar en su página web las reservas operativas utilizadas en el mes de operación m en el mes $m+1$.

- *El CND realizará pronósticos de generación, para las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR, en una ventana móvil de 5 minutos para los siguientes 60 minutos durante el día de la operación.*

Esta información no será publicada y su objetivo es ser un insumo para determinar el balance carga/generación en tiempo real.

Artículo 27. Información y procedimiento de entrada en operación comercial de plantas solares fotovoltaicas y eólicas.

Dentro de los treinta (30) días hábiles siguientes a la entrada en vigencia de la presente Resolución, el C.N.O establecerá, mediante Acuerdo la información, procedimiento de entrada en operación comercial y los parámetros que los generadores eólicos y solares fotovoltaicas conectados al STN y STR, deben cumplir para la entrada en operación comercial de sus plantas. En caso de que las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR no cumplan todos los términos y plazos establecidos en esta Resolución, los Acuerdos del C.N.O, circulares UPME y Procedimientos XM, la planta no puede ser declarada en operación comercial.

CAPITULO II

ASPECTOS OPERATIVOS Y COMERCIALES

Artículo 28. Modifíquese el artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994.

El artículo 6 de la Resolución CREG 055 de 1994, modificado por el artículo 2 de la Resolución CREG 051 de 2009, quedará así:

Artículo 6°. Ofertas de precio en la bolsa de energía. Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrezcan diariamente al Centro Nacional de Despacho (CND) energía de sus unidades de generación, por unidad de energía generada cada hora en el día siguiente, deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir, teniendo en cuenta:

20
Ans *Reany*

JZ *11* *18*

Dej

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

- 1.1. *Para plantas termoeléctricas: el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento y la eficiencia térmica de la planta.*
- 1.2. *Para las plantas hidroeléctricas: los costos de oportunidad (valor de agua) de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del Sistema Interconectado Nacional.*
- 1.3. *Para las plantas de generación variable: los costos de oportunidad de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica para el día de operación del sistema interconectado nacional.*

Artículo 29. Modifíquese el numeral 1.1.1.1 (“Determinación del Despacho Ideal”) del Anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995, modificado por el Artículo 1 de la Resolución CREG-011 de 2010. El Numeral 1.1.1.1. del Anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995 quedará así:

“1.1.1.1. Determinación del Despacho Ideal

El Despacho Ideal considerará las ofertas de precio en la Bolsa de Energía y de precio de arranque-parada de los generadores térmicos, las ofertas de precios en la Bolsa de Energía de los diferentes generadores y los Precios de oferta en el Nodo Frontera para exportación del país exportador. A estos últimos se les debe adicionar los cargos asignados al transporte desde el Nodo frontera hasta el STN, si son del caso; el Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad; y los cargos propios de los generadores en el mercado colombiano, necesarios para atender la demanda total para cada una de las horas del día en proceso. Para el caso de una importación, la disponibilidad comercial será considerada con un valor igual al de la importación real. Los precios considerados deberán tener en cuenta el resultado de la aplicación de la regla de desempate aplicada para el Despacho Programado.

El Despacho Ideal será uno para el día, comprenderá los 24 períodos horarios y se determinará por medio del programa de Despacho Económico, el cual se ejecutará todos los días, con posterioridad a la operación real del sistema. Para cumplir con las características técnicas de las plantas o unidades térmicas, las condiciones iniciales del Despacho Ideal para el día t tendrán en cuenta las condiciones con las que finalizó el Despacho Real del día $t-1$; no tendrá en cuenta las restricciones en el Sistema Interconectado Nacional para atender la demanda total del sistema; y se efectuará con la disponibilidad comercial calculada en el SIC. El programa de despacho resultante, denominado Despacho Ideal, determinará los recursos disponibles de menor precio requeridos para atender la demanda total, sin considerar las restricciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN), de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y la de los Sistemas de Distribución Local (SDL), existentes en la operación, y considerando las características técnicas de las unidades utilizadas en el despacho económico ejecutado para la operación real del sistema.

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

El Despacho Ideal será tal que:

$$\text{Min} \sum_t \sum_i (Pof_i \times Q_{it}) + Par_i$$

Sujeto a estas restricciones:

$$D_t \leq \sum_i Q_{it}$$

Características Técnicas

donde:

- i* Indexa a los generadores
- t* Indexa las horas del día
- Q* Generación
- Pof* Oferta de precio en la Bolsa de Energía
- Par* Oferta de precio de arranque-parada de plantas térmicas que arrancan según el Despacho Ideal
- D* Demanda

Artículo 30. Modifíquese el numeral 1.1.5 (“Proceso de cálculo de desviaciones y penalización”) del Anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995. El Numeral 1.1.5 del Anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995 quedará así:

“1.1.5 Proceso de cálculo de pago de desviaciones

El proceso de cálculo de pago de desviaciones se realiza diariamente para cada uno de los periodos horarios, aplicándose a los generadores que no se definan para la hora en proceso como reguladores del sistema.

Para el proceso de cálculo de pago por desviaciones horarias, se definirá cual es la franja de tolerancia horaria de desviación de cada planta o unidad, así:

a. Franja de tolerancia horaria para las plantas o unidades de generación diferentes a la de generación variable.

Se calculará el porcentaje de desviación horaria de las plantas o unidades de generación como el valor absoluto de la diferencia de su despacho programado horario o el redespacho, según corresponda, y su generación real horaria, sobre su despacho programado horario o el redespacho, según corresponda.

Para aquellas plantas o unidades de generación diferentes a las plantas de generación variable, su franja de tolerancia de desviación horaria será del cinco por ciento (5 %).

Handwritten signature/initials

Handwritten signature/initials

Handwritten signature/initials

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

En caso de que una planta tenga despacho programado diario o redespacho igual a cero (0), y presente generación real diaria diferente de cero (0), se entiende que la desviación horaria es mayor al 5%.

El pago por desviaciones se aplicará siguiendo el procedimiento definido en el Anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995.

b. Franja de tolerancia horaria para las plantas de generación variable.

b.1. Desviación diaria del programa de generación del despacho económico o primer despacho.

Se define como el valor absoluto de la diferencia de su primer despacho y su generación real diaria, sobre su primer despacho.

Tomando como referencia el valor de la desviación diaria, se aplicará la siguiente tolerancia de desviación horaria:

b.1.1. Para plantas de generación variable que tengan una desviación diaria en un valor menor o igual al 15%, no se les considerará desviación diaria del primer despacho. Se les considerará solo la regla de desviación del redespacho.

b.1.2. La franja de tolerancia horaria de desviación para plantas de generación variable que tengan una desviación diaria en un valor mayor a quince por ciento (15%) y menor al veinte por ciento (20%), será la siguiente:

$$\text{tolerancia}_{h,d} = 25 - \text{desviación}_d$$

Donde:

tolerancia_{h,d} Tolerancia horaria para el día d, en unidades porcentuales (%). A partir de este valor la planta de generación variable asumirá un pago por desviación horaria.

desviación_d Desviación diaria en el día d de la planta de generación variable, multiplicada por 100. Valor que debe ser mayor a 15% y menor al 20%

b.1.3. En caso de que una planta tenga un programa de generación diaria igual a cero (0) en su primer despacho, y presente generación real diaria diferente de cero (0), se entiende que la desviación diaria es mayor al 20%.

b.1.4. La franja de tolerancia de desviación horaria para plantas de generación variable, que tengan una desviación diaria en un valor mayor o igual al 20%, será del cinco por ciento (5%).

As. May

JZ

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

Se calculará el porcentaje de desviación horaria de las plantas de generación variable, como el valor absoluto de la diferencia de su primer despacho horario y su generación real horaria, sobre su primer despacho horario.

b.2. Desviación del programa de generación del redespacho

Se define como el valor absoluto de la diferencia de su despacho programado o redespacho diario, y su generación real diaria, sobre su despacho programado o redespacho.

Tomando como referencia el valor de la desviación diaria, se aplicará la siguiente tolerancia de desviación horaria:

b.2.1. Para plantas de generación variable que tengan una desviación diaria en un valor menor o igual al 8%, no les aplicará lo definido para la franja de tolerancia de desviación horaria.

b.2.2. La franja de tolerancia horaria de desviación para plantas de generación variable que tengan una desviación diaria en un valor mayor a ocho por ciento (8%) y menor al quince por ciento (15%), será la siguiente:

$$\text{tolerancia}_{h,d} = \frac{110}{7} - \frac{5}{7} \times \text{desviación}_d$$

Donde:

tolerancia_{h,d} Tolerancia horaria para el día d, en unidades porcentuales (%). A partir de este valor la planta de generación variable asumirá un pago por desviación horaria.

desviación_d Desviación diaria en el día d de la planta de generación variable, multiplicada por 100. Valor que debe ser mayor a 8% y menor al 15%

b.2.3. En caso de que una planta tenga redespacho diario igual a cero (0), y presente generación real diaria diferente de cero (0), se entiende que la desviación diaria es mayor al 15%.

b.2.4. La franja de tolerancia de desviación horaria para plantas de generación variable, que tengan una desviación diaria en un valor igual o mayor al 15%, será del cinco por ciento (5%).

Se calculará el porcentaje de desviación horaria de las plantas de generación variable, como el valor absoluto de la diferencia de su primer despacho horario o el redespacho, según corresponda, y su generación real horaria, sobre su primer despacho horario o el redespacho, según corresponda.

MS. may

JZ

By

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

b.3. Casos especiales de excepción de la franja de tolerancia horaria para la planta de generación variable filo de agua.

No le aplicara la franja de tolerancia horaria a la planta filo de agua que se encuentre aguas abajo de una planta hidráulica con embalse de regulación de caudales mayor a un día, y se den los siguientes casos:

b.3.1. Para el día d del proceso de cálculo de desviación, si la planta hidráulica con embalse de regulación de caudales mayor a un día, se programó como regulador del sistema, o

b.3.2. El CND modificó en tiempo real la generación programada de la planta hidráulica con embalse de regulación de caudales mayor a un día.

b.4. *Para los casos en los cuales durante la operación el CND solicite a una planta de generación variable modificar el valor de generación con relación al valor programado en el despacho o redespacho, a efectos de calcular las desviaciones diarias de las que tratan los literales b.1 y b.2, se considerará que en el período correspondiente, el despacho o redespacho programado de la hora será igual a la generación real horaria correspondiente*

Para los casos en que el agente, antes de iniciar la operación diaria o durante la operación diaria, declare indisponibilidad total o parcial de la planta de generación variable para todos los periodos horarios posteriores a la declaración, y para dichos periodos no realice redespacho por aumento de disponibilidad, se considerará la afectación de esta declaración en el cálculo de las desviaciones diarias de las que tratan los literales b.1 y b.2 del primer despacho y redespacho.

b.5. Tolerancia horaria a aplicar para el pago por desviaciones

A la planta de generación variable se le calculará una liquidación por desviaciones de la siguiente manera:

b.5.1. Con la tolerancia horaria establecida de la desviación del primer despacho del literal b.1, se calcula el valor de las siguientes liquidaciones de las desviaciones horarias:

b.5.1.1. Si la planta de generación variable, aparece en el despacho ideal para cubrir exclusivamente demanda comercial nacional y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al primer despacho para la hora en proceso, se le calcula una liquidación horaria del valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el primer despacho, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones domésticas en la hora respectiva.

PD
Asesor

JZ
Asesor

Ag

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

- b.5.1.2. Si la planta de generación variable, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial de transacciones internacionales de electricidad (TIE) y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al primer despacho para la hora en proceso, se le calcula una liquidación horaria del valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el primer despacho, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones internacionales de electricidad (TIE) en la hora respectiva.*
- b.5.1.3. Si la planta de generación variable, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial internacional y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al primer despacho para la hora en proceso, se le calcula una liquidación horaria del valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones internacionales en la hora respectiva.*
- b.5.1.4. Se calcula el valor total diario de las liquidaciones horarias del día correspondiente, definido en los literales anteriores.*
- b.5.2. Con la tolerancia horaria establecida de la desviación del programa de generación del redespacho, del literal b.2, se calcula el valor de las siguientes liquidaciones de las desviaciones horarias:*

 - b.5.2.1. Si la planta de generación variable, aparece en el despacho ideal para cubrir exclusivamente demanda comercial nacional y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado o redespacho para la hora en proceso, se le calcula una liquidación horaria del valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado o redespacho, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones domésticas en la hora respectiva.*
 - b.5.2.2. Si la planta de generación variable, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial de transacciones internacionales de electricidad (TIE) y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado o redespacho para la hora en proceso, se le calcula una liquidación horaria del valor absoluto de la*

MS

JZ

By

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

diferencia entre la generación real y el despacho programado o redespacho, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones internacionales de electricidad (TIE) en la hora respectiva.

b.5.2.3. Si la planta de generación variable, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial internacional y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado o redespacho para la hora en proceso, se le calcula una liquidación horaria del valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado o redespacho, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones internacionales en la hora respectiva.

b.5.2.4. Se calcula el valor total diario de las liquidaciones horarias del día correspondiente, definido en los literales anteriores.

b.5.3. Se identifica el valor máximo entre el valor total diario de las liquidaciones horarias del literal b.5.1, desviación del primer despacho, y b.5.2, desviación del programa de generación del redespacho.

b.5.4. El pago por desviaciones para generación variable corresponderá al máximo identificado en el literal b.5.4.

b.5.5. El dinero que horariamente se determine en la Bolsa de Energía por pago de desviaciones, se asignará a los comercializadores a prorrata de su participación en la demanda nacional total para alivio de la cuenta de restricciones.

c. Pago por desviaciones de las plantas o unidades de generación diferentes a la de generación variable.

Para aquellas plantas o unidades de generación que les aplique la franja de tolerancia horaria de desviación, si se verifica que su generación real respecto a la del despacho programado (de aquí en adelante entendido para este numeral como el resultado del despacho económico o redespacho, según corresponda) para la hora en proceso, es mayor o menor a la permitida por la franja de tolerancia definida en literal a del presente numeral, se afectarán sus transacciones comerciales por pago de desviaciones de la siguiente manera:

c.1. *Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir exclusivamente demanda comercial nacional y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado para la hora en proceso, debe*

Handwritten signatures and initials at the bottom of the page.

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

retribuir por liquidación de desviaciones a la Bolsa de Energía, el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones domésticas en la hora respectiva.

- c.2.** *Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial de transacciones internacionales de electricidad (TIE) y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado para la hora en proceso, debe retribuir por liquidación de desviaciones a la Bolsa de Energía, el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones internacionales de electricidad (TIE) en la hora respectiva.*
- c.3.** *Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial internacional y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado para la hora en proceso, debe retribuir por liquidación de desviaciones a la Bolsa de Energía, el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones internacionales en la hora respectiva.*
- c.4.** *Si la planta de generación o la unidad, no aparece en el despacho ideal y generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado para la hora en proceso, debe retribuir por liquidación de desviaciones a la Bolsa de Energía, el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de Bolsa para transacciones internacionales en la hora respectiva.*
- c.5.** *El dinero que horariamente se determine en la Bolsa de Energía por pago de desviaciones, se asignará a los comercializadores a prorrata de su participación en la demanda nacional total."*

Artículo 31. Modifíquese el numeral 2 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995. El numeral 2 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, quedará así:

2. Información a suministrar en el mercado mayorista.

Todos los agentes y el Administrador del SIC tienen las siguientes obligaciones:

Handwritten signatures and initials at the bottom of the page, including "ED", "PWS", "JZ", and others.

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

- 2.1. *Todo agente debe reportar la información requerida y con la periodicidad definida en el Código de Redes, y de manera adicional la siguiente:*
 - 2.1.1. *En los contratos de energía a largo plazo se debe suministrar información suficiente para determinar hora a hora las cantidades de energía exigibles bajo estos contratos y los precios respectivos, tipo de contrato y periodo de vigencia del contrato.*
 - 2.1.2. *Los comercializadores deben presentar la información de curvas típicas de demanda a nivel horario en la forma solicitada por el Administrador del SIC, cada vez que se presenten cambios significativos o cuando se efectúen nuevas mediciones.*
 - 2.1.3. *Los generadores deben reportar diariamente al Administrador del SIC la generación horaria de cada una de sus plantas y unidades de generación correspondiente, del día anterior, en los plazos definidos por el Código de Medida de la Resolución CREG 038 de 2014 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.*
 - 2.1.4. *Los comercializadores deben reportar diariamente al Administrador del SIC la demanda horaria de cada una de sus fronteras, en los plazos definidos por el Código de Medida de la Resolución CREG 038 de 2014 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.*
- 2.2. *Todos los agentes del mercado mayorista tienen acceso a la consulta de las especificaciones funcionales del software del SIC.*
- 2.3. *El Administrador del SIC propondrá los sistemas de seguridad, y las formalidades que considere necesarias, para identificación de las personas autorizadas, claridad en el alcance de las instrucciones que se den al Administrador del SIC, y oportunidad de las comunicaciones.*
- 2.4. *El Administrador del SIC realiza el proceso de liquidación después del recibo de todas las mediciones de energía en las diferentes fronteras comerciales, según lo establecido en el Capítulo III "LIQUIDACIÓN Y FACTURACIÓN DE TRANSACCIONES EN EL MEM" de la Resolución CREG 157 de 2011 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.*
- 2.5. *El Administrador del SIC suministrará la información que soporta todos los ítems de las facturas y de las liquidaciones.*
- 2.6. *El Administrador del SIC debe enviar a cada agente su información asociada, con la resolución señalada a continuación:*
 - 2.6.1. *Soporte de factura y orden de pago - diario con resolución horaria*

10
FMS. MCM

JZ
H
K

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

- 2.6.2. *Soporte de factura y orden de pago - mensual con resolución diaria*
- 2.6.3. *Despacho real de cada contrato de energía a largo plazo por el vendedor y el comprador - diario con resolución horaria*
- 2.6.4. *Despacho real de cada contrato de energía a largo plazo por el vendedor y el comprador - mensual con resolución diaria*
- 2.6.5. *Reporte general de las transacciones por cada agente - diario con totales diarios*
- 2.6.6. *Reporte general de las transacciones por cada agente - mensual con totales mensuales*
- 2.6.7. *Reporte de lecturas crudas de contadores - diario con resolución horaria*
- 2.6.8. *Reporte de energía de contadores - diario con resolución horaria*
- 2.6.9. *Reporte de desviaciones y restricciones por agente - diario con resolución horaria*
- 2.6.10. *Reporte de disponibilidad comercial por agente - diario con resolución horaria*
- 2.6.11. *Reporte de desviaciones y restricciones por agente - mensual con resolución diaria*
- 2.6.12. *Demanda real de energía y potencia por agente - diario con resolución horaria*
- 2.6.13. *Demanda real de energía por agente - mensual con resolución diaria*
- 2.6.14. *Demanda, generación y pérdidas acumuladas por agente - en un rango de tiempo menor a tres meses*

Artículo 32. Modifíquese el aparte “Cálculo de la desviación” del Anexo A-5 de la Resolución CREG 024 de 1995, modificado por el artículo 13 de la Resolución CREG 112 de 1998. El aparte “Cálculo de la desviación” del Anexo A-5 de la Resolución CREG 024 de 1995, quedará así:

Cálculo de la desviación.

Si la generación real está por fuera de la franja de tolerancia de desviación aplicada al despacho programado (resultado del despacho programado o redespacho, según corresponda) de cada unidad o planta ofertada, según lo definido en el numeral 1.1.5 del Anexo A de la presente resolución, el generador deberá retribuir a la cuenta por pago de desviaciones el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado,

By

Ans

J2

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y los siguientes precios de la Bolsa de Energía:

- a) *Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir exclusivamente demanda comercial nacional:*

$$DSV = |PBN - Pof| \times |G.Real - G.Prog|$$

- b) *Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial de Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE):*

$$DSV = |PBT - Pof| \times |G.Real - G.Prog|$$

- c) *Si la planta de generación o la unidad, aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial internacional:*

$$DSV = |PBI - Pof| \times |G.Real - G.Prog|$$

- d) *Si la planta de generación o la unidad, no aparece en el despacho ideal:*

$$DSV = |PBI - Pof| \times |G.Real - G.Prog|$$

Si la generación real está dentro de la franja de tolerancia de desviación, definida en el numeral 1.1.5 del Anexo A de la presente resolución, a las unidades o plantas ofertadas de este generador no se le evalúa su desviación. Así mismo, tampoco se evalúa la desviación si la unidad de generación o planta de acuerdo con la oferta, participó como regulador en la operación del sistema.

donde:

<i>Pof</i>	<i>Precio de Oferta (\$/MWh)</i>
<i>PBN</i>	<i>Precio de Bolsa para transacciones nacionales (\$/MWh)</i>
<i>PBT</i>	<i>Precio de Bolsa para Transacciones internacionales de Electricidad (TIE) (\$/MWh)</i>
<i>PBI</i>	<i>Precio de Bolsa para transacciones internacionales (exportaciones) (\$/MWh)</i>
<i>G.Real</i>	<i>Generación Real (MWh)</i>
<i>G.Prog</i>	<i>Generación Programada (resultado del Redespacho) (MWh)</i>
<i>DSV</i>	<i>Desviación (\$)</i>

Artículo 33. Modifíquese el aparte “Reconciliación y Penalizaciones” del Anexo A-5 de la Resolución CREG 024 de 1995. El aparte “Reconciliación y Penalizaciones”, quedará así:

Reconciliación y pago de desviaciones

La sumatoria de los pagos de reconciliación - SUM (REC) y de la sumatoria de los pagos de desviaciones SUM (DSV), se repartirán de acuerdo con lo definido en el Anexo A numeral 1.1.5. y 1.1.6. de esta resolución.

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

Artículo 34. Adicionar como causal de redespachos los cambios de disponibilidad de plantas de generación variable. Adiciónese al Numeral 4.1 Causas de Redespacho del Código de Operación (Código de Redes - Resolución CREG-025 de 1995), la siguiente causal de redespacho:

- Redespacho solicitado por el agente que represente la planta de generación variable, debido a un aumento o reducción de disponibilidad de la planta. Esta causal podrá ser invocada para la misma planta de generación variable hasta cuatro (4) veces durante el día de operación.
- El agente que represente una planta filo de agua que se encuentre aguas abajo de una planta hidráulica con embalse de regulación de caudales mayor a un día, y los agentes que representen las dos plantas no tienen vinculación económica, podrá solicitar redespacho de la planta filo de agua debido a un aumento o reducción de disponibilidad, sin estar sujeto a los cuatro (4) redespachos previstos para las plantas de generación variable.

Artículo 35. Modifíquese el numeral 4.3 del Código de Operación “PERIODOS DE TIEMPO PARA EL ENVÍO Y PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN PARA EFECTUAR EL REDESPACHO” contenido en la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 4.3 “PERIODO DE TIEMPO PARA EL ENVÍO Y PROCESAMIENTO PARA EFECTUAR EL REDESPACHO” de la Resolución CREG 025 de 1995, quedará así:

4.3 PERÍODOS DE TIEMPO PARA EL ENVÍO Y PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN PARA EFECTUAR EL REDESPACHO.

La información para redespacho la suministran los agentes al menos una hora y media (1/1/2 horas) antes de iniciar la vigencia de la modificación.

El CND informa a las empresas generadoras y CRDs, al menos con media hora (1/2 hora) de anticipación, a través de la transmisión electrónica de datos que este haya establecido como medio principal, las modificaciones al programa de generación de las unidades, y si se presentan, los cambios en los límites de transferencias de las áreas operativas.

El CND definirá el medio alternativo en caso de falla o indisponibilidad del medio principal.

Artículo 36. Modifíquese el numeral 6.2 del Código de Operación “DECLARACIÓN DE DATOS HIDROLÓGICOS” contenido en la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 6.2 del Código de Operación “DECLARACIÓN DE DATOS HIDROLÓGICOS” contenido en la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por el artículo 3 de la Resolución CREG 235 de 1997, quedará así:

6.2 DECLARACIÓN DE DATOS HIDROLÓGICOS

Las empresas de generación, propietarias de plantas hidráulicas deben informar diariamente al CND antes de las 06:00 horas de cada día los siguientes datos para cada embalse:

92

As

JE

M
H
H

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

- *Nivel del embalse a las 05:00 horas del día en curso, especificando la cota leída en el embalse en metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) y los millones de metros cúbicos (Mm3) correspondientes a esa cota.*
- *El agua turbinada por la planta en el período de las 05:00 horas del día anterior y las 05:00 horas del día en curso expresada en Mm3.*
- *El agua vertida por el embalse en el período de las 05:00 horas del día anterior y las 05:00 horas del día en curso expresada en Mm3.*
- *El agua descargada del embalse por compuertas de fondo o cualquier otro sistema, en el período de las 05:00 horas del día anterior y las 05:00 horas del día en curso, expresada en Mm3.*
- *El promedio de aportes al embalse en el período de las 05:00 horas del día anterior y las 05:00 horas del día en curso expresados en metros cúbicos por segundo (m3/Seg).*
- *Relación de mantenimientos o indisponibilidades previstas para el día siguiente en el sistema hidráulico asociado al embalse, tal que se afecte la operación del mismo. Se debe especificar el período de mantenimiento y las restricciones correspondientes.*

Las empresas de generación propietarias de las plantas hidráulicas filo de agua deben informar diariamente al CND antes de las 06:00 horas de cada día los aportes naturales de todos los ríos que entran al embalse expresados en m3/seg.

La anterior información debe ser enviada al CND de acuerdo con el formato "Declaración de datos hidrológicos". Anexo CO-3.

Artículo 37. Modifíquese el tercer párrafo del numeral II del artículo 4 de la Resolución 064 de 2000. El tercer párrafo del numeral II del artículo 4 de la Resolución CREG 064 de 2000, modificado por el artículo 1 de la Resolución CREG 027 de 2016, quedará así:

El término P_{AGC} para plantas hidráulicas y de generación variable, será el precio de bolsa nacional. Para plantas térmicas será el máximo entre el precio de bolsa nacional y el precio de reconciliación positiva determinado con la Resolución CREG 034 de 2001.

Artículo 38. Modifíquese el artículo 2 de la Resolución CREG-034 de 2001. El artículo 2 de la Resolución CREG-034 de 2001, modificado por el artículo 36 de la Resolución CREG 036 de 2010, quedará así:

Artículo 2. Precio de reconciliación positiva de los generadores hidráulicos y generadores variables.

1. *Precio de reconciliación positiva de los generadores hidráulicos: en el contexto de la Resolución CREG-063 de 2000, el ASIC aplicará el siguiente procedimiento, con base en la información disponible en el CND:*
 - a) *Si las reservas agregadas de los embalses asociados a una planta o cadena de plantas, es inferior al Nivel de Probabilidad de Vertimiento,*

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

el precio de reconciliación positiva será igual al MPO nacional de la hora respectiva en COP/kWh.

b) *Si las reservas agregadas de los embalses asociados a una planta o cadena de plantas es igual o superior al Nivel de Probabilidad de Vertimiento, el precio de reconciliación positiva será igual a la suma de los siguientes costos variables asociados al SIN calculados por el ASIC y expresados en pesos por kilovatio hora (\$/kWh): i) CEE o CERE, según el caso, ii) FAZNI, iii) Aportes Ley 99 de 1993 y iv) El Costo Unitario por Servicio de AGC proporcional a la Generación Programada del agente (estimado y luego corregido con asignación real).*

2. *Precio de reconciliación positiva de las plantas o generadores variables será igual al MPO nacional de la hora respectiva en COP/kWh.*

Artículo 39. Modifíquese la descripción de la variable PD del subnumeral iii del caso f del numeral 2 del artículo 3 de la Resolución CREG-034 de 2001.

La descripción de la variable PD del subnumeral iii del caso f del numeral 2 del artículo del artículo 3 de la Resolución CREG-034 de 2001, quedará así:

“PD : Precio definido como el máximo entre el precio de escasez ponderado del agente, según el anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, en COP/kWh y:

Para el caso de una planta hidráulica o de generación variable se calculará en la misma forma que el precio de reconciliación positiva de la metodología definida en la Resolución CREG 034 de 2001 en COP/kWh para estos tipos de plantas de generación. En caso de que este cálculo resulte ser el precio de bolsa para la hora respectiva, se tomará el MPO nacional de la hora respectiva en COP/kWh.

Para el caso de una planta o unidad térmica, cuando su generación real es mayor a cero, se tomará el precio de reconciliación positiva de la metodología PR definida en el artículo 1 de la Resolución CREG 034 de 2001 “Precio de reconciliación positiva para un generador térmico”, sin considerar los costos arranque-parada. Es decir, el primer término de la metodología PR será la suma de los términos CSC, CTC, COM y OCV, según los define esa resolución en el artículo 1. Con la generación real, el combustible utilizado en el día de operación y los términos de la Resolución CREG 034 de 2001 señalados anteriormente, el ASIC determinará este precio en COP/kWh.

Para el caso de una planta o unidad térmica, cuando la generación real es igual a cero en el día de operación, se tomará el precio ofertado en COP/kWh.”

Artículo 40. Modifíquese la variable PRR_j de los anexos 3 y 4 de la Resolución CREG-004 de 2003, y el anexo 4 de la Resolución CREG 014 de 2004. La variable PRR_j del anexo 3 de la Resolución CREG-004 de 2003, modificado por la Resolución CREG 076 de 2009, y del anexo 4 de la Resolución CREG 004 de 2003,

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

modificado por la Resolución CREG 051 de 2009, y el anexo 4 de la Resolución CREG 014 de 2004, quedará así:

PRR_j: Promedio ponderado horario del precio de reconciliación positiva, informado por el ASIC al CND. Para cada planta o unidad de generación hidráulica y de generación variable, se tomará el periodo correspondiente a la última semana de liquidación para cada recurso, en la que se hayan aplicado dichos valores. Para cada generador térmico se tomarán las variables CSC, CTC, COM y OCV de la última semana de liquidación. Para la variable CAP, aplicada a la máxima disponibilidad declarada para el despacho programado, cuyo valor se distribuirá entre la generación de seguridad resultante del despacho programado. El PRR_j a aplicar deberá ser el menor valor entre el calculado con este procedimiento y el Precio de Oferta para el recurso j.

Artículo 41. Declaración de plantas filo de agua que se acogen a casos especiales. La planta filo de agua que se encuentre aguas abajo de una planta hidráulica con embalse de regulación de caudales mayor a un día, deberán declarar esta condición teniendo en cuenta lo señalado en los literales a, b, c y d siguientes, para que les aplique las excepciones previstas en el literal b.3 del numeral 1.1.5 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, y la segunda causal de redespacho prevista en el Artículo 34 de la presente resolución.

- a. Para las plantas filo de agua que se encuentran en operación comercial y les aplique la anterior condición, el agente representante deberá declararlo al CND dentro los cinco (5) días posteriores a la expedición de esta norma.
- b. Para la planta filo de agua que no se encuentra en operación comercial, deberá declararlo al CND dos días hábiles antes de entrar en operación comercial.
- c. El agente que no realice dicha declaración dentro del plazo establecido no le aplicará esta condición.
- d. Para aplicar la excepción prevista en la segunda causal del Artículo 34 de la presente resolución, se deberá hacer la declaración de vinculación económica en los plazos señalados en los literales a y b.

Artículo 42. Transición Capítulo I. Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR, que estén en operación comercial al momento de la publicación de la presente Resolución en el *Diario Oficial*, deberán cumplir los requisitos técnicos definidos en el capítulo I de la presente resolución en un término máximo de seis (6) meses contados desde la vigencia de la presente resolución.

Artículo 43. Transición Capítulo II. La modificación del numeral 1.1.5 ("Proceso de cálculo de desviaciones y penalización") del Anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995, prevista en el Artículo 30 de esta resolución, aplicará a partir de los seis (6) meses siguientes a la publicación de la presente resolución en el *Diario Oficial*.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten mark]

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones


Parágrafo. Se prevé un periodo pedagógico de la norma para lo cual el ASIC liquidará las desviaciones entre el inicio del quinto mes y la finalización del sexto mes después de la publicación de la presente resolución en el *Diario Oficial*, sin que tenga efectos pecuniarios.

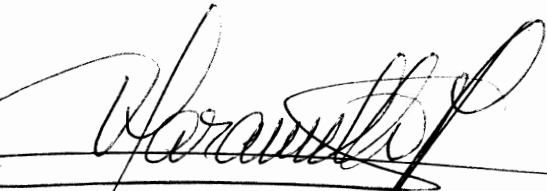
Artículo 44. Vigencia. Esta resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial* y modifica parcialmente las Resoluciones CREG 024 de 1995 y 025 de 1995 y aquellas que la modifiquen, sustituyan o adicionen y deroga el anexo C1 de la Resolución CREG 024 de 1995, el artículo 3 de la Resolución CREG 122 de 1998, los artículos 1 y 2 de la Resolución CREG 152 de 2011 y las normas que le sean contrarias.


Parágrafo. El CND y el ASIC tendrán un plazo máximo hasta de cuatro (4) meses después de publicada la presente resolución en el *Diario Oficial*, para la implementación y adecuación de la presente resolución.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

20 JUN. 2019


MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
Presidente


CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo


145 41/44


145 41/44

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

Anexo

ADICIONES AL ANEXO CC.6 DE LA RESOLUCIÓN CREG 025 DE 1995

El anexo CC.6 del Código de Conexión tendrá las siguientes adiciones así:

3.1.1 Supervisión de plantas solares fotovoltaicas y eólicas.

Cuando es el caso de supervisión de plantas solares fotovoltaicas y eólicas, conectadas al STN y STR, se debe cumplir con:

- *Contar con supervisión, la cual se podrá realizar desde el CND de manera directa por medio de unidades terminales remotas (RTU) o equivalentes, de manera indirecta utilizando los protocolos de comunicación entre centros de control vigentes al momento de la integración o utilizando protocolos de comunicación sobre la red pública de datos internet que sean soportados por el centro de supervisión y control del CND, que hayan sido avalados previamente por el CND y que garanticen los criterios de seguridad y confiabilidad requeridos para la operación del sistemas interconectado nacional.*
- *Los datos teledados de tiempo real se deben enviar al CND con una periodicidad menor o igual a 4 segundos y con las unidades y cifras decimales definidas por el CND. El agente debe asegurar la correcta sincronización de la estampa de tiempo de las señales enviadas al centro de control y supervisión del CND; el error máximo permitido no podrá exceder +/- 200 ms.*

3.3.1.1 Medidas e información de plantas solares fotovoltaicas y eólicas

Es obligatoria la transmisión de sus datos al CND de la siguiente información cada 4 segundos o menos:

- Valor de potencia activa y reactiva de las plantas generadoras;*
- Tensión línea – línea y corriente de fase*
- Estado de la función de control de frecuencia*
- Valor consigna de control de tensión*
- Valor consigna factor de potencia*
- Valor consigna potencia reactiva*
- Modo del control de tensión*
- Modo del control de frecuencia*

Es obligatoria la transmisión de sus datos al CND cada 5 minutos o menos:

- Capacidad instantánea máxima posible (MW). Dicha información debe tener en cuenta el porcentaje de la planta disponible para generación, como el número de turbinas, arreglos de paneles solares fotovoltaicos o inversores que se encuentran en operación y/o demás información que el agente considere relevante.*

Handwritten signature and initials in the bottom left corner.

Handwritten signature and initials in the bottom right corner.

Handwritten signature in the bottom left corner.

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

3.3.4.1 Telecomandos para plantas solares fotovoltaicas y eólicas

Para el caso de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas, conectadas al STN y STR y de acuerdo con la periodicidad definida por el CND, deben estar en capacidad de recibir de forma local o remota consignas de potencia reactiva, tensión, factor de potencia y modo de operación (factor de potencia, tensión y potencia reactiva) y en caso de las consignas de potencia activa sólo de forma local. En todo caso, los operadores de estos equipos serán responsables de la ejecución de estas consignas. El CND realizará un seguimiento mensual del cumplimiento de estas consignas, e informará los resultados de este seguimiento a la CREG cuando esta lo solicite o cuando el CND lo estime necesario.

3.3.6 REQUERIMIENTOS DE MEDICIÓN Y REPORTE DE VARIABLES METEOROLÓGICAS PARA PLANTAS EÓLICAS Y SOLARES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS AL STN Y STR.

Para el caso de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, conectadas al STN y STR, estas deben contar con sistemas de monitoreo de las variables meteorológicas en el sitio de la planta, con capacidad de almacenamiento de estos datos y tener la capacidad de reporte al CND de los mismos. El(Los) sistema(s) de medida, el almacenamiento, la resolución de las medidas y de reporte al CND, todos con sus respectivos requisitos, se deben establecer mediante Acuerdo que defina el C.N.O. para tal fin.

En todo caso, las medidas y el reporte al CND de las variables meteorológicas deben tener frecuencia diezminutal o de mayor frecuencia, es decir, cincominutal, dosminutal o de pocos segundos; de acuerdo con el protocolo del C.N.O.

Las variables meteorológicas mínimas que se deben monitorear en las plantas eólicas son las siguientes:

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

Las variables meteorológicas mínimas que se deben monitorear en puntos de medición de plantas fotovoltaicas.

Variable	Unidad
Irradiación en el plano del panel fotovoltaico	Vatios por metro cuadrado [W/m²]
Temperatura posterior del panel fotovoltaico	Grados centígrados [°C]
Irradiación global horizontal	Vatios por metro cuadrado [W/m²]
Temperatura ambiente	Grados centígrados [°C]

30

2015

2014

2015

2014

2013

Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones

3.3.7 REQUERIMIENTOS DE CALIDAD Y DISPONIBILIDAD DE LAS MEDIDAS ELÉCTRICAS PARA PLANTAS EÓLICAS Y SOLARES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS AL STN Y STR.

El CND hará seguimiento a la calidad y disponibilidad de los datos teledados de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR. En caso de detectarse errores o problemas con las señales, el agente tiene la obligación de realizar las correcciones o los ajustes que se requieran, para garantizar la confiabilidad de la información.

El C.N.O definirá la metodología de los criterios de calidad y confiabilidad para las medidas de las variables análogas y digitales de acuerdo a estándares internacionales. Las variables análogas son: Potencia Activa, Potencia Reactiva, Corriente y Voltaje.



MARIA FERNANDA SUAREZ
Ministra de Minas y Energía
Presidente



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo

