



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

PROYECTO DE RESOLUCIÓN No. 701 046 DE 2024

(16 MAY. 2024)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 1316 del 16 de mayo de 2024, aprobó someter a consulta pública el presente proyecto de resolución por un término de veinte (20) días hábiles contados a partir de la publicación de la presente resolución en el *Diario Oficial*.

Se invita a los prestadores de los servicios públicos domiciliarios sujetos a la regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y a los demás interesados, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta al director ejecutivo de la CREG, al correo electrónico creg@creg.gov.co, dentro del plazo establecido, identificando el mensaje con el siguiente asunto: “Comentarios requerimientos conexiones compartidas de generadores”.

Al vencimiento de la consulta pública, la CREG determinará si el proyecto debe ser informado a la Superintendencia de Industria y Comercio -SIC-, para el ejercicio de la Abogacía de la Competencia, con fundamento en las disposiciones del Decreto 1074 de 2015, artículo 2.2.2.30.5.

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 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 y 2253 de 1994 y 1260 de 2013.

C O N S I D E R A N D O Q U E:

El artículo 365 de la Constitución Política establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es deber de este asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.



CREG
Comisión de Regulación
de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240522-090023-1c9b0-70314433
2024-05-24T17:11:08-05:00 - Página 1 de 32

Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

El artículo 370 de la Constitución Política asigna al Presidente de la República la función de señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios.

Atendiendo lo dispuesto en el artículo 2o de la Ley 142 de 1994 dentro de los fines que persigue la intervención del Estado en la prestación de los servicios públicos domiciliarios se encuentran: la prestación eficiente, continua e ininterrumpida, la libre competencia y la no utilización abusiva de la posición dominante. Así mismo, dentro de los instrumentos que permiten dar cumplimiento a dichos fines se encuentra la regulación, incluyendo la fijación de metas de eficiencia y la definición del régimen tarifario.

Según la Ley 143 de 1994, artículo 4o, 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.

La Ley 143 de 1994, en su artículo 20, 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.

El artículo 85 de la misma ley señala que *“Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica, constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos”*.

De acuerdo con lo establecido en las Resoluciones CREG 156 y 157 de 2011 y 038 de 2014, los generadores deben tener una frontera comercial de generación en su punto de conexión al Sistema Interconectado Nacional, SIN, con el fin de obtener en forma individual la medida de las transferencias de energía. Por esta razón, si hay varios generadores que van a conectarse a un mismo punto del sistema deben construir sus activos de conexión en forma separada para cada planta de generación.

Se recibieron en la Comisión varias solicitudes para que, en caso de ser posible compartir activos de conexión, se permitiera a los generadores utilizar los mismos activos de conexión para varias plantas. Las solicitudes se recibieron mediante radicados CREG: E-2018-006148 (junio de 2018), E-2018-006149 (junio de 2018), E-2019-003155 (marzo de 2019), E-2019-005510 (mayo de 2019) y E-2019-007485 (julio de 2019).

Mediante la Resolución CREG 099 de 2019 se publicó para comentarios un proyecto de resolución con una propuesta para permitir compartir activos de conexión por más de una planta de generación. En el plazo establecido para la



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

consulta se recibieron comentarios de agentes y terceros interesados sobre la propuesta publicada.

Un resumen de los comentarios recibidos, las propuestas sobre la inclusión de estos comentarios, el cuestionario de la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) y otros análisis realizados por la Comisión se encuentran en el Documento CREG 130 de 2019, que hace parte integrante de la Resolución CREG 200 de 2019, mediante la cual se definieron las reglas para permitir compartir activos de conexión por más de una planta de generación, incluyendo: la suscripción de un acuerdo de conexión compartida, requisitos para hacer parte de una conexión compartida y reglas para referir las medidas para poder diferenciar aspectos comerciales, así como mecanismos de liquidación diferenciados. No obstante, dicha Resolución no cuenta con requisitos específicos de aspectos técnicos u operativos para plantas que comparten activos de conexión.

XM S.A. E.S.P., mediante comunicados XM 007522-1 del 14 de abril de 2020 (Radicado CREG E-2020-003249), XM 016854-1 del 28 de agosto de 2020 (Radicado CREG E-2020-010383) y XM 022327-1 del 06 de noviembre de 2020 (Radicado CREG E-2020-013635), remitió a la Comisión información sobre algunos aspectos particulares que se derivan de la aplicación de la Resolución CREG 200 de 2019, la cual brinda una opción para permitir la conexión de proyectos de generación compartiendo activos de conexión.

En las citadas comunicaciones XM S.A. E.S.P. manifestó a la Comisión, entre otros aspectos, la necesidad de que la CREG regulara aspectos técnicos y de coordinación de la operación asociados a la integración de generadores que van a hacer uso de la alternativa de conectarse a través de activos compartidos establecida en la Resolución CREG 200 de 2019 de tal forma que se mantenga una operación segura, confiable y económica del SIN. También se incluyó el ajuste a la disponibilidad comercial para los casos en que la máxima capacidad en el punto de conexión sea inferior a la disponibilidad agregada de las plantas que conforman los generadores que conforman la red compartida.

En el radicado CREG E2022008493, XM S.A. E.S.P. realizó un resumen de las comunicaciones y aspectos enviados a la Comisión, entre los cuales se tienen: curva de carga en el punto de conexión compartida, control de tensión, seguimiento al desempeño del control de tensión, requerimientos de curvas ante sobretensiones y caídas de tensión, modelos de los elementos, confiabilidad y seguridad de los elementos de la conexión compartida, reporte de disponibilidad de activos, coordinación de mantenimientos, cálculo de ajuste a la disponibilidad comercial, supervisión de activos, responsabilidades del representante del acuerdo de la conexión compartida, entre otros.

La Comisión contrató la realización de un estudio de consultoría en el año 2020 con la empresa PHC servicios integrados para determinar los requerimientos técnicos y operativos que se deben cumplir para la aplicación de la Resolución CREG 200 de 2019. Dentro del alcance del estudio se tiene el análisis de los documentos enviados por XM S.A. E.S.P.



Comisión de Regulación
Energía
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240522-090023-1c9b0-70314433
2024-05-24T17:11:08-05:00 - Página 3 de 32

Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

Las leyes 142 y 143 de 1994 establecen en los artículos 34 y 171 que algunas de las funciones del Centro Nacional de Despacho (CND) son:

“Planear la operación conjunta de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica”,

“Ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión incluyendo las interconexiones internacionales”,

“Determinar el valor de los intercambios resultantes de la operación conjunta de los recursos energéticos del sistema interconectado nacional”,

“Coordinar la programación del mantenimiento de las centrales de generación y de las líneas de interconexión y transmisión de la red eléctrica nacional”

Por su parte, la Ley 143 de 1994 en el capítulo V sobre la generación en su artículo 24, expresa que todos los agentes económicos pueden construir plantas generadoras con sus respectivas líneas de conexión a las redes de interconexión y transmisión; y establece en su artículo 11 que el SIN corresponde a *el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.*

Además, el artículo 25 de la misma Ley dispone que (subrayado añadido):

(...) Los agentes económicos privados o públicos que hagan parte del sistema interconectado nacional deberán cumplir con el Reglamento de Operación y con los acuerdos adoptados para la operación del mismo (...)

Por tanto, es función del CND la planeación, coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación del SIN, lo cual incluye sus conexiones a *“la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios”,* y de los agentes cumplir con el Reglamento de Operación y los Acuerdos adoptados para la operación del mismo.

Las Resoluciones CREG 025 de 1995 (Código de Redes), 080 y 083 de 1999 regulan en detalle los roles de planeación, coordinación, supervisión y control entre el CND y los agentes del SIN.

En particular, la resolución CREG 080 de 1999 en su artículo 2 y en los numerales 1, 2, 3 y 4 del artículo 3 establece, en lo que respecta a la supervisión, coordinación y control de la operación y con relación a activos de conexión, por parte del CND, lo siguiente (subrayado añadido):

(...) Centro Nacional de Despacho (CND). Es responsable de la planeación, coordinación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

del SIN, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y los acuerdos del C.N.O. (...)

(...) Generadores. En el caso de generación con despacho centralizado, son responsables de la coordinación, supervisión y control de la operación de sus plantas y/o unidades de generación, con sujeción a la reglamentación vigente, los acuerdos del CNO y las instrucciones impartidas por el CND. (...)

(...) Efectuar el planeamiento operativo energético y eléctrico de los recursos del SIN. El planeamiento energético tendrá carácter indicativo, en tanto que el planeamiento eléctrico tendrá carácter obligatorio (...)

(...) Supervisar directamente las variables de operación de los generadores despachados centralmente (...)

(...) Supervisar directamente las variables de operación de los Activos de Uso del STN y de Conexión al STN (...)

(...) Supervisar directamente las variables de operación de los activos de los STR's y/o SDL's que a su criterio se requiera (...)

(...) Supervisar directamente la operación de los activos que prestan el servicio de Control Automático de Voltaje (CAV) en el STN, en Activos de Conexión al STN y a nivel de generadores despachados centralmente (...)

(...) Coordinar la programación de la operación integrada de los recursos del SIN (...)

(...) Coordinar la operación de los Activos de Uso del STN y Activos de Conexión al STN, respetando los límites operativos declarados por los agentes, los cuales deberán estar sustentados técnicamente tanto en el momento en que se efectúe la declaración inicial, como en el momento en que se solicite la modificación de estos límites (...)

(...) Coordinar el Control Automático de Voltaje (CAV) en el STN, en Activos de Conexión al STN y a nivel de generadores despachados centralmente. Para esto, el CND requiere telecomando directo sobre los equipos que prestan este servicio (...)

(...) Coordinar a través de los Transportadores que a su criterio requiera, la regulación de voltaje de otros activos del SIN (...)

(...) Coordinar, de acuerdo con la reglamentación vigente, la programación de mantenimientos preventivos y correctivos de las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, de las Unidades Constructivas del STN, de los Activos de Conexión al STN, de las Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior y de los demás activos que a su criterio se consideren Consignación Nacional (...)



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

(...) *Controlar directamente los equipos que presten el servicio de Regulación Automática de Voltaje (CAV) en el STN, en Activos de Conexión al STN y a nivel de generadores despachados centralmente, mediante telecomando, en los términos establecidos en la reglamentación vigente (...)*

(...) *Controlar indirectamente las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente y aquellas no despachadas centralmente que a su criterio se requiera. Así mismo, controlar indirectamente la operación de los Activos de Uso del STN y de los Activos de Conexión al STN, de las Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior y de los demás activos del SIN que a su criterio se requiera, para asegurar una operación segura y confiable del Sistema (...)*

Por su parte, la Resolución CREG 083 de 1999 establece para el CND lo siguiente (subrayado añadido):

(...) *El CND supervisa en tiempo real las tensiones en barras del STN y de los STR a nivel IV de tensión, los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas del STN y de los Activos de Conexión a dicho Sistema (...)*

(...) *Previo acuerdo escrito entre el agente que represente el equipo ante el CND y el CND, se podrán enviar señales de telecomando a interruptores. El CND podrá enviar señales de telecomando a los cambiadores de toma de transformadores y demás equipos que participan en el Control Automático de Voltaje (CAV) (...)*

Así mismo, el artículo 4 de la Resolución CREG 80 de 1999 establece entre las funciones del CND las siguientes (subrayado añadido):

(...) 2. *Soporte a la CREG. El CND deberá, por solicitud de la CREG, brindar apoyo a la misma en lo relacionado con la información operativa y demás análisis que requiera (...)*

(...) 3. *Elaboración de Estudios e Informes (...)* (...) *el CND debe realizar los siguientes: (...)* (...) a) *Estudios de coordinación de protecciones (...)* (...) b) *Estudios sobre las fallas y/o emergencias que ocurran en los Activos de Uso del STN, Activos de Conexión al STN, Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior y demás activos que a su criterio ameriten análisis, determinando las medidas que deben tomarse para reducir o evitar otras eventos similares (...)* (...) c) *Informes estadísticos de la infraestructura eléctrica supervisada directamente por el CND (...)*

De todo lo anterior, se desprende que el CND es encargado de coordinar la operación las plantas de generación y sus activos de conexión y de coordinar el control de tensión y reactivos a nivel de generadores y activos de conexión. Además, el CND podrá enviar señales de telecomando a interruptores previo acuerdo, y podrá adicionalmente enviar señales de telecomando a los cambiadores de toma de transformadores y demás equipos que participan en el Control Automático de Voltaje. Así mismo, deberá adelantar los análisis que le indique la CREG para su soporte y en este caso en desarrollo de la regulación.



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

Con base en todos los análisis anteriores, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1217 del 02 de diciembre de 2022, acordó expedir a consulta el proyecto de Resolución 701 026 de 2022. En su documento soporte, publicado con la Resolución CREG 701 026 de 2022, se presentan los análisis de las propuestas realizadas por el CND, ASIC y PHC Servicios Integrados, y a partir de las anteriores la propuesta del proyecto de resolución anterior.

Durante el periodo de consulta del Proyecto de Resolución CREG 701 026 de 2022, realizado del 14 al 27 de febrero de 2023, se recibieron comentarios de los siguientes remitentes:

Radicado	Empresa que hace el comentario
E2023002949	ISAGEN SA ESP
E2023003023	ISA INTERCOLOMBIA
E2023003048	C.N.O.
E2023003051	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD
E2023003077	XM SA ESP
E2023003086	ACOLGEN
E2023003088	AES CHIVOR
E2023003094	ENEL COLOMBIA
E2023003103	SER COLOMBIA
E2023015644	EDP

Posteriormente ISAGEN SA ESP mediante radicados CREG E2024005833 y E2024005834 envía nuevos comentarios sobre el control de tensión y su cumplimiento durante esquemas de transición sobre conexiones de generadores embebidos y cómo este esquema podría incluirse en la presente resolución.

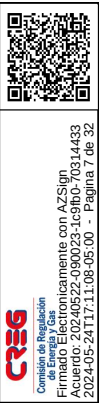
En el sentido anterior, se incluyen modificaciones a la propuesta inicialmente desarrollada y que antes no se consultaron.

Así mismo el Centro Nacional de Operación, C.N.O., solicita la expedición de la Resolución definitiva mediante radicado CREG E2024005629 y ratifica algunos comentarios enviados con anterioridad.

Los comentarios se analizan y se responden en el documento soporte que acompaña esta resolución.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión 1316 del 16 de mayo de 2024, acordó expedir esta resolución.

En consecuencia,



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

R E S U E L V E:

Artículo 1. Objeto. La presente resolución tiene por objeto determinar los requisitos técnicos y operativos, y se complementan aspectos comerciales, que deben cumplir los agentes generadores que aplican la Resolución CREG 200 de 2019 o aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan, para compartir activos de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN), desde su entrada en operación.

Parágrafo. Adicionalmente, en el capítulo IV de esta resolución, se establecen disposiciones sobre la transición de que trata la Resolución CREG 229 de 2021 y un criterio transversal para el control de tensión para aplicar en la presente resolución y en las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022, o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. Esta resolución aplica a los agentes generadores y a sus plantas de generación y respectivos activos de conexión que hagan parte del Acuerdo de Conexión Compartido entre Generadores, ACCG, de que trata la Resolución CREG 200 de 2019, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

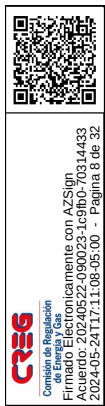
Parágrafo. Adicionalmente, en el capítulo IV de esta resolución, se incluyen disposiciones para los agentes que les apliquen las Resoluciones CREG 229 de 2021, 060 de 2019, 148 de 2021 y/o 101 011 de 2022, o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan.

Artículo 3. Requisitos regulatorios. Los agentes generadores con sus plantas de generación y respectivos activos de conexión deben aplicar la regulación vigente sobre conexión y operación de instalaciones de generación en el SIN. Las excepciones y reglas adicionales para las plantas de generación, activos de conexión, puntos de conexión individuales y puntos de conexión compartidos se especifican en esta resolución.

Artículo 4. Definiciones. Además de las definiciones contenidas en la Resolución CREG 200 de 2019, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, y las establecidas en la regulación vigente, se tendrán en cuenta para la aplicación de la presente resolución, las siguientes:

Activos de Conexión Compartidos, ACC. Son todos los elementos que son considerados activos de conexión y que son compartidos por agentes generadores para poder transportar la energía desde dos o más plantas de generación individuales a un mismo punto de conexión del Sistema de Transmisión Nacional (STN), Sistema de Transmisión Regional (STR) o Sistema de Distribución Local (SDL).

Acuerdo de Conexión Compartida entre Generadores, ACCG. Es el acuerdo de conexión compartida de que trata el artículo 4 de la Resolución CREG 200 de 2019 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

Fuente no convencional de energía y fuente convencional de energía. Son las fuentes de energía definidas en la Ley 1715 de 2014, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, conforme su caracterización del tipo no convencional o convencional.

Máxima Capacidad del Punto de Conexión Compartida, MCPCC. Es la máxima capacidad de transporte por el Punto de Conexión Compartido (PCC) ante limitaciones en la capacidad de transporte en la Red de Activos de Conexión Compartida (RACC).

Punto de conexión compartido, PCC. Es el “punto de conexión” de que trata la Resolución CREG 038 de 2014 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan y que representa el punto de conexión eléctrico en el cual los ACC del grupo de generadores se conectan al STN, a un STR o a un SDL.

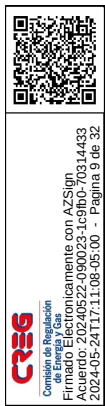
Punto de conexión individual, PCI. Es el punto de conexión eléctrico que coincide con el punto donde se encuentra la frontera individual de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

Red de Activos de Conexión Compartida, RACC. Es la red que conforma el conjunto de ACC para la conexión al STN, STR o SDL de dos o más plantas de generación.

CAPITULO I: REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN

Artículo 5. Información para el planeamiento operativo de que trata el Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995 o aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan. El Centro Nacional de Despacho (CND) y el Consejo Nacional de Operación (C.N.O.) actualizarán el Acuerdo por el cual se establecen y actualizan las definiciones y los formatos de reporte de los parámetros técnicos de las unidades y plantas hidráulicas, térmicas, eólicas y solares, u otro tipo de generación, y de los activos del STN y del STR para el planeamiento operativo y la operación del SIN conforme la regulación vigente. La actualización del Acuerdo debe considerar la información requerida de los ACC, incluyendo como mínimo lo siguiente:

- a. Diagrama unifilar y parámetros técnicos de la RACC.
- b. Modelos estáticos y dinámicos de los elementos que conforman la RACC, con un esquema de validación. En caso de que exista un esquema de control de algún tipo, también debe incluirse.
- c. Parámetros técnicos del PCC al STN, STR o SDL.
- d. Fecha de puesta en operación, FPO, conforme la Resolución CREG 075 de 2021, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, de la conexión compartida y de cada uno de los proyectos de generación de forma individual.
- e. Otra información que consideren necesaria.



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

Parágrafo 1. En la actualización del Acuerdo de este artículo, se deberá considerar el reporte de información asociada al SDL para el cumplimiento de la presente resolución.

Parágrafo 2. El agente representante del ACCG será el responsable de entregar la información de que trata el presente artículo en los términos indicados en el Acuerdo de este artículo.

Parágrafo 3. En el caso de que existan plantas de generación que hagan parte del ACCG y se encuentren operando al momento de expedición de esta resolución o entren a operar hasta diciembre de 2024, se deberá entregar la información de que trata el presente artículo en un tiempo máximo definido por el CND. Esto debe informarse en el Acuerdo.

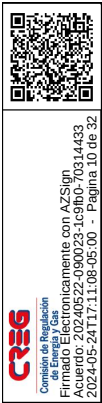
CAPITULO II: REQUERIMIENTOS DE CONEXIÓN

Artículo 6. Curvas de capacidad P-Q y Q-V o equivalente. El C.N.O., el CND y los agentes generadores y sus plantas de generación deberán garantizar lo siguiente:

1. Si los generadores que hacen parte del ACCG son plantas de generación hidráulicas, térmicas u otro tipo de generación que use fuentes convencionales de energía, deberán cumplir desde su entrada en operación comercial con los siguientes requerimientos:
 - a. Cada planta de generación que haga parte del ACCG debe declarar la curva de capacidad de potencia activa en función de la potencia reactiva (P-Q), conforme a las especificaciones del fabricante del generador, referida a los terminales de alto voltaje del transformador elevador asociado al generador.
 - b. La curva P-Q de cada planta de generación individual que haga parte del ACCG, sin afectación por pérdidas de energía reactiva, debe cumplirse en el PCC ajustada por la curva Q-V o equivalente de que trata el siguiente literal. En todo caso, en el PCC se contará con una disponibilidad de P-Q correspondiente al agregado del grupo de las plantas que estén en operación y/o en pruebas.
 - c. Para la aplicación de las curvas P-Q del literal anterior, el CND deberá determinar una curva de potencia reactiva en función de la tensión (Q-V) o equivalente en el PCC, que conjuntamente con las curvas P-Q individuales permita determinar los requisitos que deben cumplir las plantas de generación convencionales en el PCC.

Lo anterior debe cumplir lo siguiente:

- i. Tener curvas Q-V o equivalentes estandarizadas del sistema por cada nivel de tensión en el PCC que aplica para el conjunto de plantas convencionales que hacen parte del ACCG.



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

- ii. La exigencia del cumplimiento de la curva Q-V o su equivalente en el PCC debe tener en cuenta el número de plantas efectivamente operando y/o en pruebas.
2. Si los generadores que hacen parte del ACCG son plantas de generación solares, eólicas, u otro tipo de generación que use fuentes no convencionales de energía, deberán cumplir desde su entrada en operación con los siguientes requerimientos:

- a. En el caso de plantas de generación solares o eólicas con conexión al STN y STR que hacen parte del ACCG, se debe cumplir con la curva de capacidad P-Q de que trata el literal b) del numeral 5.7 del Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, adicionado por el artículo 14 de la Resolución CREG 060 de 2019, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

En el caso de plantas de generación solares o eólicas con conexión al SDL que les aplique la Resolución CREG 148 de 2021, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, les aplicará la curva P-Q definida en cumplimiento de la anterior resolución por medio del Acuerdo C.N.O. 1531 (o los que los adicionen, modifiquen o sustituyan).

En caso de tecnologías diferente a la solar y eólica que se conecten al STN, STR o SDL, el CND deberá definir las curvas P-Q conforme a la condición tecnológica y el nivel de tensión.

Para todos los casos anteriores: 1) La curva P-Q debe cumplirse en el PCC ajustada por la curva Q-V o equivalente de que trata el siguiente literal; y 2) en el PCC se contará con una disponibilidad de P-Q correspondiente al agregado del grupo de las plantas que estén en operación y/o en pruebas.

- b. Para la aplicación de las curvas P-Q del literal anterior, se debe cumplir en el PCC para el grupo de plantas de generación: 1) si la conexión es al STN o STR, las curvas Q-V o su equivalente de que trata la Resolución CREG 229 de 2021 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, y que se expidieron mediante Acuerdo C.N.O. 1546 (o aquellos que lo modifiquen, adicionen o sustituyan); y 2) si la conexión es SDL, la curva Q-V o su equivalente de que trata la Resolución CREG 148 de 2021 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, y que se expidió mediante Acuerdo C.N.O. 1531 (o aquellos que lo modifiquen, adicionen o sustituyan).

En los casos anteriores, el CND deberá determinar si se deben actualizar las curvas Q-V (o su equivalente) existentes que aplican para conexión al STN, STR o SDL, teniendo en cuenta la condición que son para aplicación de un grupo de generadores que comparten activos de conexión.

Así mismo, en caso de que la conformación de plantas del ACCG sea en su totalidad de tecnologías diferente a la solar y eólica, y que se conecten al STN, STR o SDL, el CND deberá definir curvas Q-V o equivalentes



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

diferentes a las anteriores y conforme a su agrupación tecnológica y el nivel de tensión.

Lo especificado en este literal debe cumplir con lo establecido en el numeral 1, literal c literales i y ii de este artículo, pero teniendo en cuenta en este caso que son no convencionales.

3. Si los generadores que hacen parte del ACCG son una combinación de plantas convencionales y no convencionales de las que tratan los numerales 1 y 2 de este artículo, se debe cumplir:

- a. Si son del tipo de plantas referidas en el numeral 1 de este artículo, les aplicará la curva P-Q de que trata el mismo precitado numeral en el PCC con los mismos lineamientos.
- b. Si son del tipo de plantas referidas en el numeral 2 de este artículo, les aplicará la curva P-Q de que trata el mismo precitado numeral en el PCC con los mismos lineamientos.
- c. El CND deberá determinar la curva Q-V o su equivalente para un conjunto de plantas que comparten activos de conexión y que sean una combinación de plantas de las que tratan los numerales 1 y 2 de este artículo.
- d. En el PCC se contará con una disponibilidad de P-Q correspondiente al agregado del grupo de las plantas que estén en operación y/o en pruebas.

4. Otros Lineamientos de las curvas de capacidad

La forma en que se aplica la curva P-Q en conjunto con una curva Q-V o equivalente, es ajustando sobre la curva P-Q los requisitos de potencia reactiva con los que resultan de la curva Q-V en función de la tensión en el PCC.

En general, las mencionadas curvas Q-V o equivalentes, en conjunto con las curvas P-Q individuales, permite determinar los requisitos que deben cumplir todas las plantas de generación en el PCC.

La variable P_n de que trata el literal b) numeral 5.7 del Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, adicionado por el artículo 14 de la Resolución CREG 060 de 2019, se tratará como la Capacidad Efectiva Neta (CEN) o la potencia máxima declarada de la regulación vigente. Este mismo lineamiento debe tenerse en cuenta en las curvas especificadas en este artículo.

Parágrafo 1. El CND y C.N.O., mediante Acuerdo, definirán cómo se deben reportar las curvas P-Q de cada planta de generación y cuánto tiempo antes de la entrada en operación.

Parágrafo 2. Las curvas de capacidad encargadas del diseño de que trata este artículo deben aprobarse en Acuerdo del C.N.O. El CND debe incluir el análisis de simulación, técnico y tecnológico que justifique las curvas solicitadas y este debe acompañar los Acuerdos que correspondan. Se deberá tener en cuenta que



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

las curvas no podran sobrepasar en requerimientos de entrega o absorción de energía reactiva a lo especificado en la regulación que aplica a plantas eólicas o solares con conexión individual.

El C.N.O. podrá expedir el o los Acuerdos que sean necesarios para desarrollar lo establecido en el presente artículo.

Artículo 7. Transición curvas P-Q y Q-V o equivalente. Las plantas de generación que hagan parte de un ACCG les aplicará un periodo de transición para la aplicación del artículo 6 de esta resolución teniendo en cuenta los siguientes lineamientos:

1. A las plantas que hagan parte de un ACCG no les aplicará la transición de que trata las Resoluciones CREG 229 de 2021 o el artículo 9 de la Resolución CREG 148 de 2021, o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan. En su lugar, les aplicaran los lineamientos que se especifican a continuación.
2. Las plantas que hagan parte de un ACCG podrán entrar a operar en el SIN, previa verificación de que al menos cumplen con la regulación definida para curvas de capacidad para conexión de plantas individuales y en el punto de conexión que aplique, es decir: en el denominado punto de conexión de la regulación vigente, que en este caso equivale al PCC, o, en lo que se denomina lado de alto voltaje del transformador elevador asociado al generador, que equivaldría al PCI.
3. Las plantas que estén operando en el SIN o que entren a operar con la regla del literal anterior y que hagan parte de un ACCG deberán cumplir con las curvas P-Q y Q-V o su equivalente de que trata el artículo 6 de esta resolución en un plazo menor o igual a sesenta (60) meses calendario contados a partir de la expedición de esta resolución.

Una vez se cumpla el periodo de transición, se deberán realizar las pruebas de las nuevas curvas de capacidad que sean definidas o actualizadas conforme al artículo 6 de esta resolución.

Parágrafo 1. El CND y C.N.O. podrán complementar, actualizar o sustituir los Acuerdos correspondientes para incluir la transición de este artículo. Así mismo, en el Acuerdo deberá indicarse la forma en que se realizan las pruebas de las curvas de capacidad cuando se cumpla el plazo de vencimiento del periodo de transición.

Parágrafo 2. En caso de incumplimiento, el CND informará a la Superintendencia de Servicios Públicos para lo de su competencia.

Artículo 8. Característica de depresiones de tensión y sobretensiones. Las plantas de generación que hagan parte del ACCG deberán cumplir con los siguientes requisitos de tolerancia a depresiones de tensión y sobretensiones:

- a. Para las plantas de generación hidráulica, térmica, u otro tipo de generación que use una fuente convencional de energía, el CND debe determinar las



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

curvas de tolerancia a depresiones de tensión y sobretensiones a cumplir en el PCI, las cuales podrán diferenciarse por nivel de tensión y tecnología.

- b. Para las plantas de generación eólica y solar se debe cumplir en el PCI con lo establecido en el numeral 11.2.4 del Anexo de la Resolución CREG 148 de 2021 o lo establecido en el literal c) del numeral 5.7 del Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, adicionado por el artículo 14 de la Resolución CREG 060 de 2019, según su nivel de tensión de conexión.
- c. Para otros tipos de generación que usen una fuente no convencional de energía, el CND debe determinar las curvas de tolerancia a depresiones de tensión y sobretensiones a cumplir en el PCI, las cuales podrán diferenciarse por nivel de tensión y tecnología.

Parágrafo 1. Las plantas de generación que hagan parte del ACCG y que les aplique los literales a y c de este artículo, podrán operar en el SIN y tendrán un plazo para efectuar las pruebas de cumplimiento de la característica de depresiones de tensión y sobretensiones menor o igual a treinta y seis meses (36) contados a partir de la expedición de esta resolución.

En caso de incumplimiento, el CND informara a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para lo de su competencia.

Parágrafo 2. Las curvas de tolerancia a depresiones de tensión y sobretensiones deben aprobarse en Acuerdo del C.N.O. El CND debe incluir el análisis de simulación, técnico y tecnológico que justifique la característica solicitada y esto debe acompañar los Acuerdos que correspondan.

Artículo 9. Protecciones. Las plantas de generación que hagan parte del ACCG deberán cumplir con los esquemas de protección conforme la regulación vigente en la Resolución CREG 025 de 1995, Resolución CREG 060 de 2019, Resolución CREG 070 de 1998, Resolución CREG 148 de 2021, Resolución CREG 200 de 2019, o todas aquellas que las modifiquen adicionen o sustituyan, u otros requerimientos que se identifiquen necesarios de protecciones y se incluyan en futuras actualizaciones del Acuerdo de protecciones de generadores que rige actualmente.

CAPÍTULO III: REQUERIMIENTOS DE OPERACIÓN

Artículo 10. Regulación primaria de frecuencia. El cumplimiento y verificación del servicio de regulación primaria de frecuencia se hará para cada unidad de las plantas de generación individuales de acuerdo con lo contemplado en la regulación vigente y no se considerará la posibilidad de conformar grupos a través de la combinación de diferentes plantas individuales o unidades de las mismas para la prestación del servicio.

El seguimiento a la prestación efectiva del servicio de regulación primaria de las plantas de generación individuales se hará considerando lo establecido en la regulación aplicable y los Acuerdos del C.N.O. correspondientes.



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

Parágrafo. El CND podrá actualizar el procedimiento de verificación de regulación primaria de frecuencia de que trata el artículo 5 de la Resolución CREG 023 de 2001, para lo cual tendrá el tiempo estipulado en el artículo 28 de la presente resolución. En dicho plazo podrá publicarlo y realizar actualizaciones sobre el mismo, esto, conforme se precise por aspectos que se encuentren debido a los Acuerdos que se actualicen o expidan en cumplimiento de la presente resolución u otros aspectos identificados.

Artículo 11. Regulación secundaria de frecuencia. El procedimiento para que una planta de generación que haga parte del ACCG pueda integrarse al servicio de AGC nacional aplica de manera individual y no se considera la posibilidad de conformar grupos a través de la combinación de diferentes plantas individuales o unidades de las mismas para la prestación del servicio de AGC.

El seguimiento a la prestación efectiva del servicio de AGC de las plantas de generación individuales que sean habilitadas para tal efecto, se hará considerando lo establecido en la regulación aplicable y los Acuerdos del C.N.O. correspondientes.

Artículo 12. Respuesta rápida en frecuencia para plantas eólicas. Las plantas de generación eólica que hagan parte del ACCG y les aplique la respuesta rápida en frecuencia de que trata el numeral 5.6.3 del Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, adicionado por el artículo 13 de la Resolución CREG 060 de 2019, o aquellas que modifiquen, adicionen o sustituyan, deberán cumplir con dicha funcionalidad por planta en el PCI.

Artículo 13. Control de tensión y potencia reactiva. El CND y cada planta de generación deberán cumplir con los requerimientos técnicos y de operación para la coordinación y el control de tensión y potencia reactiva que se definen a continuación:

1. En el planeamiento operativo de que trata el Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, se programará la tensión y el control de reactivos objetivo para cada PCI y el PCC.

Lo anterior se programará teniendo en cuenta que se debe cumplir con los requerimientos de las curvas P-Q y Q-V o su equivalente en el PCC.

2. Se podrá controlar la tensión de forma continua o con pasos discretos por medio de la entrega o absorción de potencia reactiva tanto en los PCI como en el PCC y según las consignas de operación definidas por el CND. Para el control en pasos discretos se tendrá en cuenta lo establecido en el artículo 27 de la presente resolución.
3. El CND definirá las consignas de tensión y potencia reactiva para cada planta individual en el PCI y las consignas de operación a equipos de compensación de reactivos, en caso de que existan y sean necesarios, en los PCI y/o PCC, u otros puntos de los ACC, para cumplir los requerimientos de las curvas P-Q y Q-V o su equivalente en el PCC u ante



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

otros cambios solicitados en la operación sin exceder los requerimientos de estas curvas.

Los equipos de compensación en el PCI y PCC, u otros puntos de los ACC, para el cumplimiento de las curvas P-Q y Q-V o su equivalente en el PCC, son a cargo de las plantas que hacen parte del ACCG.

Las consignas a las plantas deben poder realizarse local y remotamente.

Las consignas a equipos de compensación deben poder realizarse local o remotamente conforme el siguiente literal.

4. Si existen consignas a equipos de compensación en los ACC, se debe tener en cuenta que debe existir uno o varios operadores encargados de los equipos para realizar los cambios solicitados por el CND. Como segunda opción, se podrá acordar con el CND el telecomando o control remoto de los equipos de compensación para su operación y el debido control de tensión.

En el caso de que exista uno o varios operadores encargados de los equipos de compensación, los participantes deberán designar y fijar en el ACCG las partes responsables para establecer y realizar los cambios ante las consignas de control de tensión y reactivos de dichos equipos en la ACC. Esto debe acordarse previamente con el CND.

El o los operadores encargados de los equipos de compensación tendrán la obligación ante el sistema del cumplimiento de las consignas operativas desde el CND. Los operadores encargados de estos equipos deberán ser agente generador que se encuentren en el ACCG o el representante del ACCG.

Así mismo, en el ACCG deberá incluirse si se escoge la opción del telecomando o control remoto a equipos de compensación desde el CND, esto para su completa operación y control de tensión.

En cualquier caso, los equipos de compensación deberán acoplarse con el sistema de supervisión y control y envío de consigas que tenga el CND, conforme las indicaciones, características técnicas, protocolos de comunicación, u otros, que estos definan, que se incluirán en un Acuerdo C.N.O.

5. El CND definirá el detalle del esquema de coordinación de control de tensión y reactivos de las plantas y equipos de compensación en los ACC desde el CND que hagan parte de un ACCG, teniendo en cuenta consignas locales y remotas y si existe uno o varios operadores encargados de los equipos de compensación o si es el CND el que realiza los cambios de forma remota.

Así mismo, debe tenerse en cuenta e indicarse en el esquema anterior para el grupo de plantas de un ACCG: 1) cómo es el control de tensión si opera una o más plantas del ACCG, esto considerando que no estén disponibles para operar o no salgan despachadas o que su entrada en operación al sistema sea en diferente fecha, u otras causas; 2) cómo se realiza el control



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

cuando se tiene un cumplimiento transitorio de las curvas P-Q y Q-V del PCI al PCC o del control de tensión conforme los artículos 7 y 14 de la presente resolución; y 3) tener en cuenta cómo se realizaría la coordinación del control de tensión si existen otras plantas que se conectan al mismo punto de conexión del STN, STR y SDL de las plantas que están en el ACCG pero que no comparten activos de conexión.

Parágrafo 1. Cuando sea un grupo de plantas del ACCG que les aplique la Resolución CREG 148 de 2021, o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan, les aplicaran los lineamientos dados en este artículo y los requerimientos de control de tensión del numeral 11.2.2 del Anexo de la Resolución CREG 148 de 2021, o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan, y los adicionales que defina el CND en aplicación de este artículo.

Para lo anterior, se tendrá en cuenta las curvas de capacidad aplicaran como se indica en los artículos 6 y 7 de la presente resolución para dichas plantas.

Adicionalmente, el CND y el Centro de Control del Operador de Red (OR) coordinaran el control de tensión en el PCI y en el PCC con los equipos de compensación, estos últimos en caso de ser requeridos para el cumplimiento de las curvas de capacidad teniendo en cuenta la transición. Esta coordinación debe fijarse en Acuerdo C.N.O. de tal forma que exista alineación con las reglas del numeral 11.3.1 del Anexo de la Resolución CREG 148 de 2021 (o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan) para el envío de consignas y el esquema de supervisión, coordinación y control de la operación.

Parágrafo 2. Los requisitos definidos por el CND en este artículo deben ser incluidos en un Acuerdo del C.N.O.

Para lo anterior, el C.N.O. podrá aclarar o ajustar los Acuerdos correspondientes para la correcta operación dado sea necesario y para alinear con las transiciones de curvas de capacidad.

Artículo 14. Transición control de tensión. Se aplicarán las siguientes reglas de transición para el cumplimiento de los requerimientos del artículo 13 de esta resolución:

1. Las plantas podrán entrar en operación haciendo pruebas y verificando que de forma independiente pueden controlar tensión conforme la regulación de plantas con conexión individual.

En todo caso, antes de su entrada en operación y transitoriamente, deberán acordar y coordinar con el CND cómo realizarán el control de tensión sin incluir requerimientos adicionales a los citados en el inciso anterior.

En un plazo de 36 meses calendario luego de expedida la presente resolución deberán cumplir los requerimientos de coordinación de control de tensión definidos por el CND conforme el artículo 13 de esta resolución.



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

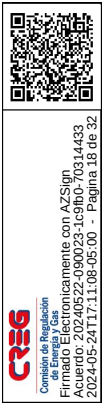
2. Las plantas que estén en operación deberán cumplir los requerimientos de coordinación de control de tensión definidos en el artículo 13 de esta resolución en 36 meses calendario luego de expedida esta resolución. Durante el tiempo de transición anterior podrán operar cumpliendo la regulación vigente para el control de tensión.

Artículo 15. Priorización de la inyección rápida de corriente reactiva para plantas solares y eólicas. Las plantas de generación solar y eólica que hagan parte del ACCG y, teniendo en cuenta el nivel de tensión, les aplique la priorización de la inyección rápida de corriente reactiva de que trata el literal d) del numeral 5.7 del Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, adicionado por el artículo 14 de la Resolución CREG 060 de 2019, o que les aplique el numeral 11.2.3 del anexo de la Resolución CREG 148 de 2021, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, deberán cumplir con dicha funcionalidad por planta en el PCI.

Artículo 16. Supervisión y control. Las plantas de generación que hagan parte del ACCG y su RACC deberán cumplir con lo siguiente:

- a. Si es una planta de generación hidráulica o térmica, u otro generador que use una fuente convencional de energía, entonces deberá contar con supervisión en el PCI de las variables y sus requisitos de que trata el numeral 3.3.1 del Anexo CC.6 del Código de Conexión, Resolución CREG 025 de 1995, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. Adicionalmente se deberá supervisar la tensión línea – línea y corriente de fase y el CND podrá determinar variables adicionales las cuales se deberán incluir en Acuerdo C.N.O.
- b. Si es una planta de generación solar o eólica, u otro generador que use una fuente no convencional de energía, entonces deberá contar con supervisión en el PCI de las variables y sus requisitos de que trata el numeral 3.3.1.1 del Anexo CC.6 del Código de Conexión, Resolución CREG 025 de 1995, modificado por la Resolución CREG 060 de 2019, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan. Si es una planta que le aplica la Resolución CREG 148 de 2021, se realizará la supervisión de las variables y sus requisitos indicados en el numeral 11.3.1 del Anexo de dicha resolución en el PCI.
- c. Se deberá tener supervisión desde el CND de las siguientes variables en el PCC y en la RACC, al menos sobre líneas eléctricas de conexión, barras, transformadores y equipos de compensación reactiva: Potencia Activa, Potencia Reactiva, Tensión Línea – Línea y Corriente de Fase. El CND podrá determinar variables adicionales las cuales se deberán incluir en Acuerdo C.N.O.

A la RACC le aplicará el Anexo CC.6 del Código de Conexión, Resolución CREG 025 de 1995, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, para su supervisión y control de la operación desde el CND.



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

- d. Para todos los literales anteriores se aplicará medición sincrofasorial para las variables indicadas cuando la conexión en el PCC es a nivel de tensión de 110 kV o superior, tanto para cada PCI como para el PCC.

Si la conexión al PCC es a un nivel de tensión inferior a 110 kV, se podrá acordar con los agentes que representen las plantas que hagan parte del ACCG la medición sincrofasorial en el PCI y en el PCC.

En caso de aplicarse medición sincrofasorial, la disponibilidad mensual de las medidas debe ser mayor o igual a 99,7%.

El CND debe determinar los requerimientos de la medición sincrofasorial de este numeral y se deberán incluir en Acuerdo C.N.O.

- e. Toda la supervisión de los literales anteriores se realizará desde el CND.

En caso de los recursos que les aplique la Resolución CREG 148 de 2021 (o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan), les aplicara el esquema de coordinación de la operación entre Centros de Control de los Operadores de Red (OR) y el CND de la citada resolución y los que se indiquen conforme el parágrafo 1 del artículo 13 de esta resolución.

- f. El monitoreo de variables meteorológicas aplicará conforme la regulación vigente de conexión de plantas individuales.

Parágrafo 1. En el caso de recursos que apliquen la Resolución CREG 148 de 2021, o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan, podran aplicar los requerimientos de medición sincrofasorial que se expidieron mediante Acuerdo en aplicación de dicha resolución o su actualización si es requerida.

En cualquier caso, para el cumplimiento de los requerimientos del numeral 11.3 del Anexo de la Resolución CREG 148 de 2021, o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan, se podrán ajustar los Acuerdos C.N.O. y documentos y análisis solicitados al CND incluidos en dicha resolución.

Parágrafo 2. En el caso de que una planta que haga parte de un ACCG y se encuentre operando y no cumpla con algún requerimiento de este artículo, lo deberá cumplir en un plazo de 12 meses luego de expedidos los Acuerdos encargados en el presente artículo. En caso de incumplimiento, el CND informara a la Superintendencia de Servicios Públicos para lo de su competencia.

Parágrafo 3. Si son plantas que entran a operar hasta marzo de 2025, deberán cumplir con al menos las variables supervisadas de la regulación vigente en el PCI y las variables que apliquen de la regulación vigente en el PCC. Tendrán un plazo máximo de 12 meses a partir de la entrada en operación de la primera planta que haga parte del ACCG para el cumplimiento de los requerimientos que se actualicen derivados de este artículo. En caso de incumplimiento, el CND informara a la Superintendencia de Servicios Públicos para lo de su competencia.



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

Artículo 17. Responsabilidades para coordinación de la operación. En el ACCG deberá incluirse la responsabilidad del suministro de la siguiente información o actividades ante el CND:

- a. Se deberá suministrar la información de disponibilidad de activos y de maniobras ejecutadas o programadas conforme el artículo 18 de la presente resolución.
- b. Se deberá suministrar la programación de mantenimientos en los activos de la conexión compartida conforme el artículo 19 de la presente resolución.
- c. Se deberá realizar la solicitud de mantenimientos de emergencia en activos de conexión conforme el artículo 19 de la presente resolución.

Parágrafo. Las responsabilidades de las funciones asignadas en este artículo pueden ser desarrolladas por el representante de que trata el literal c) del artículo 4 de la Resolución CREG 200 de 2019, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, o por un agente delegado que haya sido encargado de común acuerdo con dichas actividades y que deberá ser especificado en el ACCG.

En caso de que un tercero que sea delegado no lleve a cabo las tareas asignadas en este artículo, será siempre responsabilidad del agente representante del ACCG el que se cumplan.

Artículo 18. Disponibilidad de activos y maniobras. Los eventos sobre los ACC que componen el RACC, sean programados o no programados, deberán ser reportados al CND por el representante de que trata el parágrafo del artículo 17 de esta resolución, máximo en un tiempo de m minutos después de que estos ocurran. Adicionalmente, los cambios de disponibilidad y las maniobras operativas (sean programadas o no programadas) que modifiquen la topología de los activos que componen la RACC deberán ser registrados en los sistemas de información del CND. Lo anterior se realiza mediante los medios que el CND defina y antes de la hora t del día posterior a la operación.

El representante de que trata el parágrafo del artículo 17 de esta resolución será el encargado de la ejecución de maniobras de los ACC que sean necesarios bajo la coordinación del CND y de reportar lo especificado en este artículo de forma oportuna.

Esta información será contrastada con la información disponible en el sistema SCADA del CND y en caso de que existan inconsistencias, la información registrada en el SCADA del CND tendrá prevalencia sobre la información reportada por el representante de que trata el parágrafo del artículo 17 de esta resolución.

Esta información será utilizada para la operación y para el cálculo de la Máxima Capacidad del Punto de Conexión Compartida (MCPCC) de que trata el artículo 20 de esta resolución.



CREG
Comisión de Regulación
Energía
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240522-090023-1c9b0-70314433
2024-05-24T17:11:08-05:00 - Página 20 de 32

Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

El CND deberá indicar el tiempo m y hora t de que trata este artículo y especificarse en Acuerdo C.N.O. Esto podrá actualizarse a través del tiempo.

Artículo 19. Programación de mantenimientos. Todos los activos de nivel 4, conforme al nivel de tensión definido en la Resolución CREG 015 de 2018 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, y los activos de nivel de tensión superior que hacen parte del RACC, así como los demás que el CND considere necesarios para el cumplimiento de lo establecido en esta resolución, serán considerados de consignación nacional en los términos establecidos en la regulación vigente. El representante de que trata el parágrafo del artículo 17 de esta resolución será el responsable de ingresar en el sistema de información proporcionado por el CND las solicitudes de consignación nacional y de coordinar las actividades que sean necesarias para la realización de los mantenimientos de los activos compartidos que hacen parte de la RACC.

El representante de que trata el parágrafo del artículo 17 de esta resolución coordinará con los generadores participantes representantes de las plantas individuales que hagan parte del ACCG, las limitaciones que se deriven de disminuciones de la capacidad máxima de transporte en los ACC o en el PCC.

Las plantas individuales deberán reflejar en la declaración de disponibilidad de la oferta para el despacho la solicitud de mantenimiento de los activos propios de su conexión individual. En caso de que esto no se cumpla, el CND entenderá que no se realizará el mantenimiento en estos activos individuales. Para los ACC se permitirán consignaciones de emergencia.

Esta información será utilizada para la operación y para el cálculo de la Máxima Capacidad del Punto de Conexión Compartida (MCPCC) de que trata el artículo 20 de esta resolución.

Artículo 20. Cálculo del MCPCC y programa de despacho. El ASIC y el CND aplicarán en relación con el MCPCC lo siguiente:

- Posterior a la operación, el CND aplicará el procedimiento de que trata el Anexo 1 de la presente resolución para calcular el MCPCC para cada hora y lo informará al ASIC.
- La MCPCC servirá como insumo en la metodología de cálculo de la disponibilidad comercial ante limitaciones de la capacidad de transporte de que trata el artículo 21 de la presente resolución.
- Para el cálculo de la MCPCC en una hora, se tendrán en cuenta las limitaciones del PCC derivadas de las condiciones reales de capacidad y disponibilidad de la RACC y su duración, así como la generación real de los recursos que componen la conexión y los mantenimientos. También se deberán tener en cuenta los criterios de seguridad y confiabilidad establecidos en el artículo 22 de esta resolución.
- El CND determinará para cada topología posible la capacidad disponible en el PCC, de acuerdo con las condiciones de capacidad y disponibilidad



Comisión de Regulación
Energía
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240522-090023-1c9b0-70314433
2024-05-24T17:11:08-05:00 - Página 21 de 32

Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

de los elementos de transporte que conforman la RACC y considerando el cumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad establecidos en el artículo 22 de esta resolución.

Las limitaciones del PCC para cada topología se tendrán en cuenta en el proceso de despacho económico, redespacho y durante la operación real del sistema, según sea el caso, para determinar los programas de generación de los generadores que conforman el ACCG, de acuerdo con la regulación vigente.

Artículo 21. Disponibilidad comercial ante limitaciones de la capacidad de transporte. Cuando el MCPCC resulte inferior a la capacidad asignada en el punto de conexión compartida y a su vez sea inferior a la sumatoria de la disponibilidad comercial de los recursos individuales que conforman el ACCG se aplicará lo siguiente:

1. En el ACCG se podrá incluir un capítulo con una propuesta para ser aplicada por el ASIC para el ajuste de la disponibilidad comercial de cada una de las plantas ante limitaciones de la capacidad de transporte, esto cuando el MCPCC resulte inferior a la capacidad asignada en el punto de conexión compartida y a su vez sea inferior a la sumatoria de la disponibilidad comercial de los recursos individuales que conforman el ACCG.

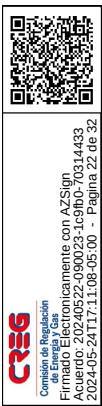
En el caso de que no se incluya una propuesta en el ACCG, se aplicará el numeral 2 de este artículo.

La propuesta de ajuste será usada por el ASIC teniendo en cuenta que debe cumplir previamente los siguientes lineamientos:

- a. El algoritmo que se use deberá asignar la totalidad de MCPCC calculada por el CND.
- b. La asignación individual de la disponibilidad comercial no podrá ser superior a la disponibilidad comercial calculada conforme la Resolución CREG 024 de 1995 o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan.
- c. Debe ser implementable por el ASIC, lo cual debe acordarse previamente con estos.

Mientras que el ASIC disponga que no puede implementar la propuesta de ajuste a la disponibilidad comercial ante limitaciones de la capacidad de transporte incluida en el ACCG se aplicará el numeral 2 de este artículo.

2. Mientras no se disponga de un algoritmo aplicable y desarrollado por el ASIC, el ASIC aplicará el procedimiento de que trata el Anexo 2 de la presente resolución para ajustar la disponibilidad comercial de los recursos que forman parte de un ACCG.



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

3. El agente representante del ACCG podrá incluir en dicho acuerdo y en cualquier momento del tiempo la propuesta para el ajuste de la disponibilidad comercial de que trata el numeral 1 de este artículo. Para otro tipo de modificaciones del ACCG, seguirá aplicando el artículo 7 de la Resolución CREG 200 de 2019 o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan.

Artículo 22. Criterios de seguridad, confiabilidad y operación. Durante el planeamiento operativo eléctrico, los ACC serán sujetos de análisis de seguridad y confiabilidad. Los resultados de la evaluación de seguridad de los activos compartidos pueden llevar a que se hagan ajustes a los programas de generación para tener un despacho seguro y confiable.

Los criterios a considerar por el CND y por los agentes generadores que participan en el ACCG en la RACC para la seguridad, confiabilidad y operación son los siguientes:

- a. Los criterios establecidos en el numeral 2.2.2 del Código de Operación, Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995, o aquellos que lo modifiquen adicionen o sustituyan.

Si la RACC tiene un nivel de tensión inferior a 110 kV, el CND deberá indicar, previo análisis operativo, como se aplican los anteriores criterios, para lo cual se adoptarán para su aplicación mediante Acuerdo C.N.O. Para lo anterior, se deberá tener en cuenta, en caso de que se especifiquen, que podrán usarse los criterios de límites permisibles de niveles tensión, límites de sobrecargas, seguridad, aspectos de contingencias, u otros de la Resolución CREG 070 de 1998 o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan.

- b. En estado estable, no se permitirán sobrecargas de los equipos que conforman los ACC.
- c. El diseño de la RACC debe permitir reflejar en el PCC la capacidad de transporte aprobada por la UPME.
- d. La pérdida de cualquier elemento de la RACC disponible (N-1) o de las unidades de generación que hagan parte del ACCG, no deberá ocasionar la desconexión de los MW equivalentes de la unidad más grande del sistema.

Parágrafo. En el caso de que las plantas de generación que hagan parte del ACCG se encuentren operando al momento de expedición de esta resolución o que tengan asignación de capacidad de transporte aprobada por la UPME y no hayan entrado en operación, y no cumplan con alguno de los requerimientos establecidos en este artículo y que los mismos impliquen expansión de la RACC, tendrán un plazo de sesenta (60) meses calendario para los ajustes que correspondan contados a partir de la expedición de la presente resolución.

Artículo 23. Redespachos, ofertas y declaración de disponibilidad. Cada planta será responsable de realizar las solicitudes de redespacho en concordancia



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

con la regulación vigente y utilizando los medios dispuestos por el CND para este fin.

La oferta de precio, declaración de disponibilidad y demás conceptos de la oferta diaria al despacho económico de cada una de las plantas individuales deberá ser realizada por el generador participante representante de cada una de las plantas individuales que hacen parte del ACCG, lo anterior de acuerdo con los plazos y procedimientos establecidos en la regulación vigente.

Artículo 24. Pruebas y entrada en operación. El C.N.O. deberá definir las pruebas que aplican para las unidades y/o plantas de generación en una conexión compartida y si estas se realizan en el punto de conexión individual o en el punto de conexión compartido. Se deberán analizar al menos los siguientes aspectos de pruebas:

- a. Respuesta rápida de frecuencia – plantas eólicas.
- b. Control de tensión.
- c. Respuesta rápida de corriente reactiva.
- d. Prueba de cumplimiento de la curva de carga P-Q ajustada con curva Q-V o su equivalente (considerando las transiciones de dichas curvas).
- e. Otros que consideren

Parágrafo. El C.N.O. deberá actualizar los Acuerdos de entrada en operación conforme las Resoluciones CREG 060 de 2019 y 148 de 2021, o aquellas que las modifiquen adicionen o sustituyan.

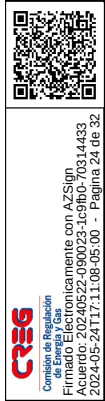
CAPITULO IV: OTRAS DISPOSICIONES, PLAZOS Y VIGENCIA

Artículo 25. Ajuste al ACCG propuesto de que trata el parágrafo del artículo 4 de la Resolución CREG 200 de 2019. El CND y ASIC deberán ajustar el ACCG de que trata el parágrafo del artículo 4 de la Resolución CREG 200 de 2019, o todas aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan. La propuesta del ACCG del CND y ASIC debe recoger los requisitos señalados en la Resolución CREG 200 de 2019 (o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan) y los aspectos señalados en la presente resolución. El CND y ASIC deberán publicar la propuesta de ACCG actualizado en su página de internet en un plazo de 3 meses contados a partir de la publicación de la presente resolución en el Diario Oficial.

Si luego de expedido los Acuerdos C.N.O. de que trata esta resolución, se encuentra que debe tenerse una nueva actualización del ACCG propuesto, el CND y ASIC tendrán que realizar los ajustes y publicarlos en dos (2) meses siguientes a la publicación de los Acuerdos C.N.O.

Artículo 26. Modifíquese el artículo 2 de la Resolución CREG 229 de 2021. El artículo 2 de la Resolución CREG 229 de 2021 quedara así:

“ARTÍCULO 2. PERIODO DE TRANSICIÓN. Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas que tengan proyectado conectarse al STN o STR, y que tenían concepto de conexión aprobado por la UPME al momento de la publicación en el Diario Oficial de la Resolución CREG 136 de 2020, para efectos de



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

cumplir lo establecido en el artículo 1 de la presente resolución, podrán entrar en operación cumpliendo con la curva P-Q en los terminales de alto voltaje del transformador elevador del generador.

Para lo anterior, las plantas eólicas y solares fotovoltaicas que se acojan a la transición, podrán cumplir los requisitos de los literales a) al d) del numeral 5.7 sobre control de tensión del Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995, modificado por el artículo 14 de la Resolución CREG 060 de 2019, en los terminales de alto voltaje del transformador elevador del generador.

Transcurrido un plazo de 36 meses a partir de la fecha de puesta en operación de la planta, esta deberá cumplir con la curva P-Q ajustada de acuerdo con la curva Q-V o su equivalente en el punto de conexión y con todos los requerimientos del control de tensión del precitado literal 5.7 literales a) al d) en el punto de conexión. En ambos casos deberá verificarse el cumplimiento de los requisitos realizando las pruebas respectivas.

Transcurrido el plazo anterior, si la planta no ha cumplido con la curva P-Q ajustada de acuerdo con la curva Q-V o su equivalente y con el control de tensión de los precitados literales, ambos en el punto de conexión conforme al Acuerdo del C.N.O., el CND deberá informarlo a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para lo de su competencia”

Parágrafo. El C.N.O. podrá actualizar los acuerdos correspondientes dentro del mismo plazo dado en esta resolución para el ajuste de lo especificado en este artículo.

Artículo 27. Criterio transversal de control de tensión y potencia reactiva de forma discreta. Para la aplicación de la presente resolución, la Resolución CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022, o todas aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan, se podrá adicionalmente aplicar un control discreto de tensión y potencia reactiva. El CND deberá definir la característica de los pasos discretos de un control de tensión y potencia reactiva que garanticen lo mínimo necesario para tener una operación segura y confiable del SIN. Esto debe demostrarse con un documento que incluya un estudio con: simulaciones, recomendaciones internacionales y la tecnología aplicable existente. El requerimiento acogido adicional de este artículo debe incluirse en Acuerdo C.N.O. y debe publicarse junto con el documento que elabore el CND.

Parágrafo. El C.N.O. podrá actualizar los acuerdos que correspondan dentro del mismo plazo dado en esta resolución para el ajuste de lo especificado en este artículo.

Artículo 28. Plazos CND, ASIC y C.N.O. Se tendrá un plazo máximo de seis (6) meses contados a partir de la expedición de la presente resolución en el *Diario Oficial* para la implementación de: a) los Acuerdos encargados al C.N.O. y CND en la presente resolución, y b) las simulaciones, documentos, publicaciones y demás procedimientos que tengan que realizarse e implementarse al interior del



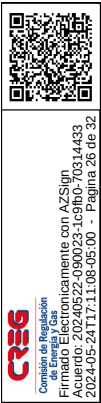
Comisión de Regulación
Energía
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240522-090023-1c9b0-70314433
2024-05-24T17:11:08-05:00 - Página 25 de 32

Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

ASIC y CND con el fin de cumplir lo dispuesto en la presente resolución.

Artículo 29. Vigencia. La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial*, modifica el artículo 2 de la Resolución CREG 229 de 2021, complementa la operación de las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 y hace parte del Reglamento de Operación.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

Anexo 1
Cálculo del MCPCC

El MCPCC se calculará conforme lo siguiente:

$$MCPCC_j = \text{Maximo} \left(CRPCC_j, \sum_i Gen\ Real_{i,j} \right)$$

Donde:

MCPCC_j: Es la máxima capacidad del PCC en la hora *j*, expresada en MWh y redondeada a la primera cifra decimal.

GenReal_{i,j}: Generación real referida a la frontera individual del recurso *i* en el periodo *j*, expresada en MWh.

CRPCC_j: Capacidad real del PCC en la hora *j*, expresada en MWh y redondeada a la primera cifra decimal, calculada como:

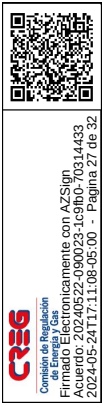
$$CRPCC_j = 1/60 \sum_k CPCC_{k,j} * \Delta T_{k,j}$$

Donde:

CPCC_{k,j}: Es la capacidad de transporte del PCC para la duración *ΔT_{k,j}* correspondiente a la hora *j*, calculada por el CND de acuerdo con la topología de la RACC y los lineamientos de esta resolución para el cálculo del MCPCC.

ΔT_{k,j}: Es la duración en minutos de la capacidad de transporte del PCC correspondientes a la hora *j*.

Para cada hora en la cual la MCPCC resulte inferior a la capacidad asignada en el punto de conexión compartida y a su vez sea inferior a la sumatoria de la disponibilidad comercial de los recursos individuales que conforman el ACCG, la MCPCC se tendrá en cuenta en el cálculo de la disponibilidad comercial de cada recurso individual que conforma el ACCG, de acuerdo con el procedimiento establecido en Anexo 2 de esta resolución.



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

Anexo 2
Procedimiento para ajustar la disponibilidad comercial
de plantas que hagan parte del ACCG

En caso de que se aplique el presente anexo y cuando el MCPCC resulte inferior a la capacidad asignada en el punto de conexión compartida y a su vez sea inferior a la sumatoria de la disponibilidad comercial de los recursos individuales que conforman el ACCG, el ASIC aplicará el siguiente procedimiento para ajustar la disponibilidad comercial de los recursos que forman parte de un ACCG:

1. Para cada planta de generación individual que forma parte de un ACCG, la disponibilidad comercial resultante de aplicar el presente procedimiento no puede superar la disponibilidad comercial calculada según la Resolución CREG 024 de 1995, o todas aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan, para cada planta individual.
2. Todas las plantas individuales que forman parte de un ACCG cuya disponibilidad comercial sea cero (0), calculada de acuerdo con la Resolución CREG 024 de 1995, o todas aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan, se retiran del presente procedimiento y mantendrán una disponibilidad comercial (DC Final) de cero (0).
3. Para efectos del inicio del presente procedimiento, la disponibilidad comercial final de cada generador individual que conforma el ACCG, será la calculada de acuerdo con la Resolución CREG 024 de 1995, o todas aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan:

$$DC\ Final_{i,j} = DC_{i,j}$$

Donde:

$DC_{i,j}$: Disponibilidad comercial del recurso i , en la hora j , expresada en MWh, calculada de acuerdo con la Resolución CREG 024 de 1995, o todas aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan.

$DCFinal_{i,j}$: Disponibilidad Comercial del recurso i en el periodo j , expresada en MWh, que será la que se considera para todos los efectos previstos en la reglamentación vigente.

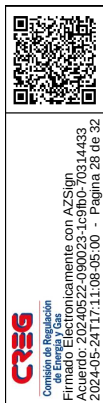
4. La disponibilidad comercial base, se hace igual a la disponibilidad comercial final:

$$DCbase_{i,j} = DC\ Final_{i,j}$$

Donde:

$DCbase_{i,j}$: Disponibilidad comercial base del recurso i en el periodo j , que conforma el acuerdo de conexión compartida ACCG, expresada en MWh.

5. En caso de que la sumatoria de la disponibilidad comercial base de los recursos individuales que conforman el ACCG sea superior a la máxima capacidad del PCC (MCPCC), se realiza el siguiente procedimiento:



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

- 5.1. Se calcula el factor de ajuste por limitación a la capacidad máxima del PCC, para el periodo j como:

$$FA_j = \frac{MCPCC_j}{\sum_i DCbase_{i,j}}$$

Donde

FA_j : Factor menor a uno (1) a aplicar a la disponibilidad comercial base de los recursos que conforman el ACCG, en el periodo j .

$MCPCC_j$: Máxima capacidad del PCC calculada para el periodo j , expresada en MWh.

i corresponde al recurso.

- 5.2. Se aplica el factor para calcular la Disponibilidad Individual Ajustada (DIA) de cada uno de los generadores que conforman el ACCG, como:

$$DIA_{i,j} = \text{Max}(\min(\text{Gen Real}_{i,j}, DC \text{ Final}_{i,j}), FA_j * DCbase_{i,j})$$

Donde i es el recurso y j el periodo.

- 5.3. Se validan las siguientes condiciones de parada:

5.3.1. Si el valor absoluto de la diferencia entre la disponibilidad individual ajustada y el mínimo valor entre la generación real y la DC, es menor a 0.1 MWh para cada uno de los recursos que conforman el ACCG.

5.3.2. Si el valor absoluto de la diferencia entre la sumatoria de la disponibilidad individual ajustada y la máxima capacidad del PCC es menor a 0.1 MWh.

5.3.3. Si $1 - FA_j$ es menor a $1e-3$.

Si se cumple 5.3.1 o, 5.3.2 o 5.3.3, el paso 5 finaliza y se continua con el paso 6, de lo contrario, se pasa al paso 5.4.

- 5.4. Si la sumatoria de la disponibilidad individual ajustada de los recursos que conforman el ACCG calculada en el paso 5.2, es superior a la máxima capacidad del PCC, se ejecuta nuevamente el paso 5, haciendo para cada recurso individual:

$$DCbase_{i,j} = DIA_{i,j}$$

6. Una vez finalizado el paso 5, la disponibilidad comercial de cada recurso individual se calcula, con redondeo a la primera cifra decimal, como:

$$DC \text{ Final}_{i,j} = \text{Min}(DC_{i,j}, DIA_{i,j})$$



Por la cual se regulan los requerimientos técnicos, operativos y se complementan los comerciales que aplican a la conexión de generadores de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 y se dictan otras disposiciones.

7. Si la Disponibilidad Final resulta inferior al mínimo técnico de algún o algunos de los recursos de generación que conforman el ACCG, se realizará el siguiente procedimiento:

7.1. Se identifican los recursos para los cuales la Disponibilidad Final resultó inferior al mínimo técnico.

7.2. Se ordenarán de menor a mayor generación real, y se selecciona la planta de menor generación real.

7.3. En caso de que se presente empate en la generación real, se selecciona la planta de mayor mínimo técnico, en caso de prevalecer el empate, se selecciona la planta con mayor precio de oferta obtenido como resultado del procedimiento de desempate de precios establecido en la regulación aplicable.

7.4. Para el recurso seleccionado, se retira del procedimiento y se hace la Disponibilidad Final igual:

$$DC\ Final_{i,j} = \min \left(\max \left(Gen\ Real_{i,j}, MCPCC_j - \sum_k DC_{k,j} \right), DC_{i,j} \right)$$

Donde k se extiende sobre todos los recursos no retirados.

Adicionalmente, de la máxima capacidad del PCC (MCPCC) se descuenta la DC Final del recurso retirado del procedimiento.

Si la nueva $MCPCC_j$ resulta inferior a la suma de la $DC_{k,j}$ se continua con el numeral 7.5, de lo contrario termina el procedimiento haciendo:

$$DC\ Final_{k,j} = DC_{k,j}$$

7.5. Se repite nuevamente el procedimiento, iniciando en el paso 4 y haciendo la disponibilidad final de los recursos igual a la disponibilidad comercial:

$$DC\ Final_{i,j} = DC_{i,j}$$



REGISTRO DE FIRMAS ELECTRONICAS

Proyecto_Resolución_CREG_701_046_2024

Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo: 20240522-090023-1c9fb0-70314433

Creación: 2024-05-22 09:00:23

Estado: Finalizado

Finalización: 2024-05-24 17:11:06



Escanee el código
para verificación

Firma: Firmante

Omar Fredy Prias Caicedo
9522900

oprias@creg.gov.co

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Revisión: Revisión

Juan Carlos Bedoya
18519566

jcbedoya@minenergia.gov.co

Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

Ministerio de Minas y Energía







Comisión de Regulación de Energía y Gas

Acuerdo: 20240522-090023-1c9fb0-70314433

2024-05-24T17:11:08-05:00 - Página 32 de 32

REPORTE DE TRAZABILIDAD			 Escanee el código para verificación
Proyecto_Resolución_CREG_701_046_2024			
Comisión de Regulación de Energía y Gas gestionado por: azsign.com.co			
Id Acuerdo:20240522-090023-1c9fb0-70314433		Creación:2024-05-22 09:00:23	
Estado:Finalizado		Finalización:2024-05-24 17:11:06	
TRAMITE	PARTICIPANTE	ESTADO	ENVIO, LECTURA Y RESPUESTA
Revisión	Juan Carlos Bedoya jcbedoya@minenergia.gov.co Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatori Ministerio de Minas y Energia	Aprobado	Env.: 2024-05-22 09:00:23 Lec.: 2024-05-23 15:46:33 Res.: 2024-05-23 15:49:56 IP Res.: 186.31.203.231
Firma	Omar Fredy Prias Caicedo oprias@creg.gov.co Director Ejecutivo Comisión de Regulación de Energía y Gas	Aprobado	Env.: 2024-05-23 15:49:56 Lec.: 2024-05-23 16:13:49 Res.: 2024-05-24 17:11:06 IP Res.: 190.71.147.18