

ANÁLISIS DE COMENTARIOS RESOLUCIÓN CREG 701 026 DE 2022 - REQUISITOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS DE LOS GENERADORES QUE COMPARTEN ACTIVOS DE CONEXIÓN

**DOCUMENTO CREG – 901 094**

**16 DE MAYO DE 2024**

|  |
| --- |
| **CIRCULACIÓN:** |
| **MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE** |
| **REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS** |

# 

**Contenido**

[SIGLAS Y DEFINICIONES 4](#_Toc167384804)

[1. ANTECEDENTES E INFORMACIÓN GENERAL 5](#_Toc167384805)

[2. DIAGNÓSTICO, DEFINICIÓN DEL PROBLEMA, CAUSAS Y CONSECUENCIA 9](#_Toc167384806)

[3. PROPUESTA EN CONSULTA PÚBLICA (RESOLUCIÓN CREG 701 026 DE 2022) 11](#_Toc167384807)

[3.1 Aspectos de información 11](#_Toc167384808)

[3.2 Aspectos de conexión 11](#_Toc167384809)

[3.2.1 Curvas de capacidad 11](#_Toc167384810)

[3.2.2 Control de tensión 12](#_Toc167384811)

[3.2.3 Transición en curvas de capacidad 13](#_Toc167384812)

[3.2.4 Respuesta rápida de corriente reactiva 13](#_Toc167384813)

[3.2.5 Curvas VRT (*Voltage-Ride-Through*) 13](#_Toc167384814)

[3.2.6 Protecciones 13](#_Toc167384815)

[3.2.7 Supervisión y control 13](#_Toc167384816)

[3.3 Aspectos de operación y complemento comercial 14](#_Toc167384817)

[3.3.1 Regulación primaria y secundaria de frecuencia 14](#_Toc167384818)

[3.3.2 Regulación Rápida en frecuencia plantas eólicas 14](#_Toc167384819)

[3.3.3 Responsabilidades en la operación 14](#_Toc167384820)

[3.3.4 Disponibilidad comercial 16](#_Toc167384821)

[3.3.5 Criterios de seguridad, confiabilidad y operación 16](#_Toc167384822)

[3.3.6 Redespachos, ofertas y declaración de disponibilidad 17](#_Toc167384823)

[3.3.7 Pruebas 17](#_Toc167384824)

[4. ANALISIS Y RESPUESTA A COMENTARIOS Y MODIFICACIONES 17](#_Toc167384825)

[5. ANÁLISIS DE IMPACTO 34](#_Toc167384826)

[6. CONCLUSIÓN 36](#_Toc167384827)

[7. INDICADORES DE SEGUIMIENTO 36](#_Toc167384828)

**Tablas**

[Tabla 1 Nomenclatura Ilustraciones 1 y 2: conexión plantas antes y después de 2019 6](#_Toc167384829)

[Tabla 2 Lista de remitentes que allegaron comentarios 17](#_Toc167384830)

[Tabla 3 Comentarios sobre confiabilidad, algoritmo ajuste de disponibilidad comercial y ajustes a la propuesta 18](#_Toc167384831)

[Tabla 4 Comentarios sobre curvas PQ y QV y ajustes a la propuesta 21](#_Toc167384832)

[Tabla 5 Comentarios sobre curvas PQ de la Resolución CREG 060/2019, 229/2021, pérdidas energía reactiva y conexiones embebidas y su relación con la presente propuesta 24](#_Toc167384833)

[Tabla 6 Comentarios sobre control de tensión, curvas VRT y ajustes a la propuesta 25](#_Toc167384834)

[Tabla 7 Comentarios sobre responsabilidades de la operación (información de disponibilidad de activos, programación de mantenimientos y solicitud de mantenimientos de emergencia) 27](#_Toc167384835)

[Tabla 8 Comentarios sobre supervisión 28](#_Toc167384836)

[Tabla 9 Otros comentarios sobre la propuesta 30](#_Toc167384837)

[Tabla 10 Otros comentarios que no corresponden a la propuesta 33](#_Toc167384838)

# SIGLAS Y DEFINICIONES

**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.

**CND.** Centro Nacional de Despacho.

**C.N.O.** Consejo Nacional de Operación.

**Curva P-Q**. Curva que establece la relación entre la potencia activa y la potencia reactiva y que debe cumplir una planta en un punto determinado.

**Curva Q-V**. Curva que establece la relación entre la potencia reactiva y el voltaje y que debe cumplir una planta en un punto determinado.

**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).

**P, Q, VLL, I.** Potencia activa, potencia reactiva, voltaje línea-línea y corriente de fase, correspondientemente.

**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.

**SIN, SDL**, **STN, STR.** Sistema Interconectado Nacional, Sistema de Distribución Local, Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional, correspondientemente.

**ANÁLISIS DE COMENTARIOS RESOLUCIÓN CREG 701 026 DE 2022**

**REQUISITOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS DE LOS GENERADORES QUE COMPARTEN ACTIVOS DE CONEXIÓN**

# ANTECEDENTES E INFORMACIÓN GENERAL

Actualmente, en el SIN, un agente generador puede conectar sus plantas de generación por medio de reglas específicas de planeación, de medida, técnicas, comerciales y operativas.

Dichas reglas se han regulado en varias resoluciones CREG, entre estas, las más importantes son:

* Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995, la cual determina los requisitos de planeación, técnicos y operativos que se deben cumplir en el STN. En todo caso, este código también determina algunos aspectos a cumplirse en el STR y el SDL.

En general, el Código de Redes se conforma por los siguientes códigos: planeamiento, conexión, medida y operación.

En cuanto al código de medida, este se reglamentó en resolución independiente mediante la Resolución CREG 038 de 2014, el cual aplica a todo el SIN.

* Resolución CREG 024 de 1995, la cual reglamenta los aspectos comerciales del mercado de energía mayorista en el SIN.
* Resolución CREG 070 de 1998, la cual establece el reglamento de distribución que aplica a nivel de SDL y STR, en el que se definen y hacen operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía eléctrica, se establecen procedimientos para la planeación, operación y expansión, y se definen normas para el diseño y ejecución del plan de inversiones y conexiones al sistema.
* Resolución CREG 080 de 1999, en la cual se reglamentan las funciones de planeación, coordinación supervisión y control entre el CND y los agentes del SIN.
* Resolución CREG 075 de 2021, en la cual se actualiza el proceso de asignación de capacidad de transporte para generadores y usuarios en el SIN de que trata la Resolución CREG 025 de 1995 y 070 de 1998.

Así mismo, en las anteriores resoluciones y en otras adicionales, se han reglamentado algunos requisitos específicos que deben cumplir las plantas de generación; entre los aspectos más relevantes, y que tienen relación con la presente propuesta regulatoria, se tienen:

* Requerimientos de protecciones, confiabilidad y seguridad (Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022).
* Regulación primaria de frecuencia (Resoluciones CREG 023 de 2001, 060 de 2019, 148 de 2021, 101 011 y 101 005 de 2022).
* Regulación secundaria de frecuencia (Resoluciones CREG 025 de 1995, 198 de 1997, 064 de 2000, 051 de 2009, 076 de 2009 y 027 de 2016).
* Respuesta rápida de frecuencia para plantas eólicas (Resolución CREG 060 de 2019).
* Control de tensión y reactivos (Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 060 de 2019, 229 de 2021, 148 de 2021, 101 005 de 2022, 062 de 2000, 063 de 2000 y 014 de 2004).
* Respuesta rápida de corriente reactiva de plantas eólicas y solares fotovoltaicas (Resoluciones CREG 060 de 2019 y 148 de 2021).
* Otros requerimientos técnicos, operativos y comerciales para Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER), Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022.

Ahora bien, hasta el año 2019 y de acuerdo con la regulación vigente antes de esa fecha, los generadores debían conectarse de forma individual al STN, STR o SDL, con sus propios activos de conexión y, así mismo, con su propia frontera de generación.

La mencionada situación tuvo un cambio impulsado por la recepción de comentarios de agentes generadores y desarrolladores de proyectos para que, donde fuera posible compartir activos de conexión, se permitiera a los generadores utilizar los mismos activos de conexión para varias plantas, es decir, pasar al tipo de conexiones como se muestran a continuación:

Tabla 1 Nomenclatura Ilustraciones 1 y 2: conexión plantas antes y después de 2019

| **Nomenclatura** | **Significado** |
| --- | --- |
| SE | Subestación eléctrica |
| Punto de conexión al STN, STR o SDL | Es el punto de conexión al STN, STR o SDL definido en el Código de Medida que coindice con la ubicación de la frontera compartida de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 |
| Punto de conexión individual, PCI | Es el punto de conexión individual de cada planta en su activo de conexión que coindice con la ubicación de la frontera individual de que trata la Resolución CREG 200 de 2019 |
|  | Símbolo de generador |
| líneas rojas | Líneas de conexión eléctrica |
| Cuadrados azules | Elementos de protección |

Ilustración 1 Conexión de plantas con regulación antes del año 2019

Punto de conexión al STN, STR o SDL

SE

SE 1

SE 2

Punto de conexión individual, PCI

SE 3

Ilustración 2 Conexión de plantas con Resolución CREG 200 de 2019

Punto de conexión al STN, STR o SDL y también Punto de conexión compartido o PCC

SE

SE 1

SE 2

Punto de conexión individual, PCI

SE 3

Así, se expidió la Resolución CREG 200 de 2019 que tiene las siguientes características generales:

1. Permite que uno o varios generadores compartan activos de conexión para la conexión de varias plantas al STN, STR o SDL a través de una única frontera de generación (Frontera Compartida).
2. Los agentes que participan en la conexión compartida deben firmar un acuerdo que contenga, entre otros requerimientos, los siguientes:
   * + Identificación del generador o generadores participantes que harán parte del acuerdo;
     + Identificación de las plantas individuales que utilizarán la conexión compartida;
     + Del grupo de generadores participantes se designará a uno que será el representante del acuerdo y que, a su vez, será el representante de la frontera compartida;
     + Modelo de liquidación que aplicará el ASIC a cada planta;
     + Aceptación incondicional, por parte de los generadores participantes, de la liquidación de sus fronteras comerciales y verificación de sus obligaciones con base en la metodología prevista en esta resolución;
     + Mecanismo para distribuir, entre los generadores participantes, las posibles liquidaciones que haga el ASIC al representante de la frontera compartida;
     + Definición de un procedimiento mediante el cual se pueda permitir el ingreso de nuevas plantas al acuerdo, dentro del cual se deben señalar los criterios técnicos a considerar.
3. Aplica a generadores que se conectan a un mismo punto de conexión al STN, STR o SDL, para plantas que sean despachadas centralmente y que cuenten con punto de conexión aprobado por la UPME.
4. Los compromisos adquiridos se verifican en el punto de conexión al STN, STR o SDL.
5. Se incluyen dos tipos de fronteras comerciales nuevas: Frontera Compartida y Frontera Individual.
6. El representante de la Frontera Compartida debe cumplir con todas las obligaciones de un representante de una frontera comercial de generación, por lo tanto, se deben cumplir, entre otras, con la Resolución CREG 157 de 2011 sobre fronteras comerciales y el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014.
7. Las Fronteras Individuales deben cumplir con la regulación vigente, por lo tanto, también se debe cumplir, entre otras, con la Resolución CREG 157 de 2011 sobre fronteras de generación y el Código de Medida.
8. El representante de la frontera compartida debe incluir un modelo mediante el cual se defina la forma de referir las medidas tomadas en las fronteras individuales a la frontera compartida. Estas lecturas referidas serán las que tomará el ASIC para la liquidación y para verificar el cumplimiento de las obligaciones de cada planta.
9. La construcción, reposición, operación, mantenimiento y disponibilidad de los activos compartidos es de total responsabilidad de los generadores participantes en el acuerdo. Por lo tanto, las situaciones que se presenten por el mal funcionamiento o cualquier tipo de indisponibilidad de los activos deben ser resueltas y asumidas por estos generadores.

# DIAGNÓSTICO, DEFINICIÓN DEL PROBLEMA, CAUSAS Y CONSECUENCIA

Luego de publicada la Resolución CREG 200 de 2019, 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.

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, el cual es un tema que complementa la parte del tratamiento comercial.

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.

En el radicado CREG E2022008493, estos mismos resaltan la cantidad de proyectos que podrían aplicarle las reglas y, luego, mediante reunión se realiza un alcance de la lista de proyectos, esta vez, asociando a los que tienen punto de conexión probado. Se obtiene de lo siguiente:

Ilustración 3 Proyectos inicialmente identificados que compartirían activos de conexión (radicado CREG E2022008493)

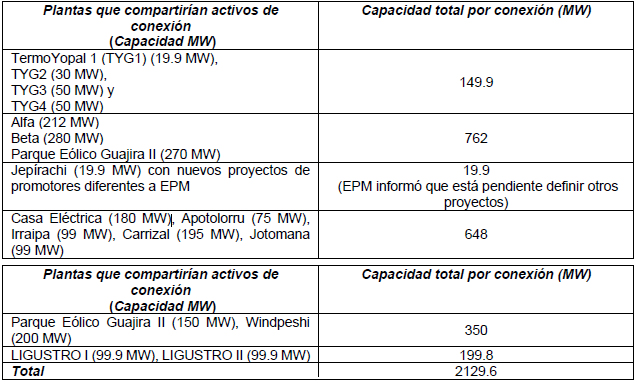


Ilustración 4 Proyectos que ya tienen punto de conexión aprobado y compartirían activos de conexión (actualización obtenida mediante reunión con XM SA ESP)



Así mismo, en la misma citada reunión, se observó que las plantas Termoyopal 1, Termoyopal 2, Termoyopal G3, Termoyopal G4 y Termoyopal G5 están operando en forma agrupada conforme la Resolución CREG 200 de 2019, pero al interior de la red compartida no se tienen reglas para la coordinación de la operación y requerimientos técnicos mínimos.

Lo anterior es debido a que la reglamentación vigente regula hasta el punto de conexión al STN, STR o SDL, es decir, se identifica que el problema es la falencia de requerimientos técnicos de conexión y requisitos de coordinación de la operación para poder desarrollar y operar proyectos en una red de activos compartidos.

Las causas se pueden enumerar en las siguientes:

* El Código de Conexión define reglas para la conexión, pero a nivel de punto de conexión o activos de uso. En todo caso, algunos requerimientos de supervisión aplican hasta nivel de bornes de generación.
* El Código de Operación define reglas para operar las plantas y activos de uso, pero no cuando la planta esta en el interior de una conexión compartida.

La consecuencia de no tener regulación es operar el sistema sin requerimientos definidos y que se ponga en riesgo la operación segura, confiable y económica del SIN. Este riesgo aumenta con el crecimiento de este tipo de conexiones y que como se videncia en las anteriores figuras, su capacidad agrupada puede alcanzar valores bastante elevados, que incluso superan la capacidad asignada para la reserva del sistema de regulación secundaria de frecuencia.

A partir de tal identificación y con el fin de tener un análisis de las recomendaciones de XM SA ESP en sus funciones de CND y ASIC, la Comisión realizó la contratación de un estudio de consultoría con PHC servicios integrados Group S.A.S, en adelante PHC, para la recomendación de requerimientos a solicitarse a los generadores y sus activos compartidos y para realizar el análisis de la propuesta de CND y ASIC.

El análisis comparativo entre las recomendaciones de XM SA ESP y PHC y posición de la Comisión se presentó en el Documento soporte D-701 019 de 2022, que se puede encontrar en el siguiente enlace junto con la resolución:

<https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/96eec7f9be05be3b0525895500703879.html>

# PROPUESTA EN CONSULTA PÚBLICA (RESOLUCIÓN CREG 701 026 DE 2022)

La Comisión propuso, a partir del diagnóstico presentado, el proyecto de Resolución CREG 701 026 de 2022.

En el documento soporte D-701 019 de 2022 se detalla la propuesta que en resumen es la que se presenta a continuación:

## Aspectos de información

Se incorpora al documento de parámetros técnicos de los elementos que constituyen el SIN de que trata el Código de Operación la siguiente información que se actualiza en Acuerdo C.N.O:

* Diagrama unifilar de la conexión compartida y parámetros técnicos de los RACC.
* Modelos estáticos y dinámicos de los elementos de la RACC, con su esquema de validación. En caso de tenerse elementos de control, deben tener también modelos para permitir la simulación.
* Parámetros técnicos del PCC.
* FPO de la conexión compartida y de cada uno de los proyectos de forma individual.

## Aspectos de conexión

### Curvas de capacidad

Las curvas de capacidad que se consultaron se diseñaron por agrupación así:

* 1. Si todas las plantas de generación que conforman el ACCG son convencionales

Las plantas deben declarar una curva P-Q en punto de conexión individual (la de fabricante). Esta curva debe cumplirse en el punto de conexión compartido pero ajustada con curva Q-V o equivalente.

El C.N.O. y CND deben establecer la curva Q-V o su equivalente en el punto de conexión compartido, la cual debe ser una curva estándar.

* 1. Si todas las plantas de generación que conforman el ACCG son no convencionales

Las plantas deben cumplir con la curva P-Q y Q-V de que tratan las Resoluciones CREG 060 de 2019 y 148 de 2021, según le aplique por nivel de tensión.

El C.N.O. y CND deben determinar si es necesario actualizar la curva Q-V vigente.

* 1. Si las plantas de generación que conforman el ACCG son una combinación de convencional y no convencional.

Las plantas deben cumplir con las mismas curvas del literal b anterior, pues es una combinación de diferentes tipos de plantas, entre estas basadas en inversores.

### Control de tensión

Se consultaron dos opciones de control de tensión que se describen a continuación:

1. Consignas a cada planta individual y a un equipo de compensación

El CND y las plantas deberán cumplir con requerimientos técnicos para el control de tensión por planta individual conforme la regulación vigente en el PCI. En todo caso, deberán cumplir con la curva P-Q complementada con la curva Q-V o su equivalente en el PCC.

En otras palabras, el control dentro de las curvas P-Q y ajustada con la curva Q-V o su equivalente en el PCC deberá garantizarse a través del control y coordinación del CND con cada planta individual y con el análisis del planeamiento operativo, solicitando mayor o menor absorción de reactivos, incluyendo la utilización de equipos de compensación.

1. Consignas en el punto de conexión compartido

La otra opción es el envío de consignas en el PCC y que sean las plantas las responsables de seguirlas allí. Así, en el acuerdo de conexión compartido deberá establecerse cómo se procederá con las consignas (técnica y operativamente), para lo cual se deberá validar previamente con el CND la factibilidad de la propuesta a implementar. En el ACCG deberá incluirse todos los responsables.

1. Control equipos de compensación

En cualquier modalidad, se deberá tener un operador del equipo de compensación, el cual será el encargado de seguir las consignas del CND o, en su defecto, acordar con el CND telecomando conforme el código vigente, esto para el control automático de voltaje en el PCC.

### Transición en curvas de capacidad

Actualmente existen transiciones de cumplimiento de curvas P-Q y Q-V en las Resoluciones CREG 229 de 2021 (hace parte de la Resolución CREG 060 de 2019) y 148 de 2021. Se consultó que a las plantas que se conecten bajo la modalidad compartida, les continuaría aplicando dichas transiciones.

### Respuesta rápida de corriente reactiva

Actualmente existen reglas de respuesta rápida de corriente reactiva en las Resoluciones CREG 060 de 2019 y 148 de 2021 y que aplican en el punto de conexión.

La propuesta consultada fue brindar la flexibilidad de cumplir tal funcionalidad en el PCI y no en el PCC.

### Curvas VRT (*Voltage-Ride-Through*)

Actualmente existen reglas de curvas VRT para las FNCER en las Resoluciones CREG 060 de 2019 y 148 de 2021. La propuesta consultada fue brindar la flexibilidad de cumplir tal funcionalidad en el PCI y no en el PCC. También se incluyeron en la aplicación de tales curvas otros tipos de planta FNCER, no solo eólicas y solares.

En cuanto a las plantas convencionales, se propuso igualar en el requerimiento a las FNCER, pero con curvas evaluadas mediante acuerdo C.N.O.

### Protecciones

En cuanto a protecciones se propuso adoptar la propuesta de PHC:

* Cumplir con la regulación vigente en cuanto a protecciones en el PCC.
* Garantizar que las protecciones estén configuradas de tal forma que ante eventos de contingencia sencilla al interior de la RACC o de generación, no produzcan un efecto de salida es cascada de generación.

### Supervisión y control

En cuanto a supervisión se propuso consultar lo siguiente:

* Para plantas de generación no convencionales: mantener las variables de supervisión conforme la Resolución CREG 060 de 2019 en PCI. Además, se amplía a otros tipos de FNCER (conforme la Ley las defina).
* Para plantas de generación convencionales: tener medición de las mismas variables del código red (Potencia activa y reactiva, P y Q) y se adiciona Tensión línea – línea (VLL) y corriente de fase (I). El C.N.O. podrá determinar mediate acuerdo variables adicionales.
* Sobre la RACC en el PCC y en los AAC, al menos tener supervisión de las siguientes variables sobre líneas, barras, transformadores y equipos:
* P, Q, VLL, I.
* Medición sincrofasorial (PMU) cuando aplique.
* Otras que defina el C.N.O.
* Para todas las variables anteriores, cuando es conexión a nivel 220 kV o superior se debe utilizar PMU, caso contrario, se debe tener supervisión convencional, es decir, con RTU, tanto en PCC como en PCC y ACC. La disponibilidad mensual de las PMU debe ser mayor o igual a 99,7%.

El CND y C.N.O. deben establecer en Acuerdo los requerimientos de medición sincrofasorial, y otros requerimientos de variables adicionales no incluidos en el código de redes para activos de conexión.

Finalmente, dado que el CND debe coordinar la operación en la red de activos compartidos, a dicha red debe extenderse la aplicación del Anexo CC6 del Código de Conexión.

## Aspectos de operación y complemento comercial

### Regulación primaria y secundaria de frecuencia

En la propuesta se aclara que la regulación primaria y secundaria de frecuencia se realiza conforme la regulación vigente, es decir, por planta individual y no por grupo de plantas.

Esto en línea con la Resolución CREG 200 de 2019 en la cual la responsabilidad es medida en el punto de conexión al STN, STR o SDL por planta individual (punto de conexión - definición de la Resolución CREG 038 de 2014).

### Regulación Rápida en frecuencia plantas eólicas

Conforme la regulación vigente, esta funcionalidad se solicita únicamente en plantas eólicas que se conectan al SNT y STR (Resolución CREG 060 de 2019).

Aquí se establece la flexibilidad de cumplir en el PCI y no en el PCC.

### Responsabilidades en la operación

Se identificó que deben establecerse responsabilidades sobre:

1. Declaración de disponibilidades de activos en la RACC y ejecución de maniobras de los ACC.
2. Declaración de programación de mantenimientos en los ACC y solicitud de mantenimientos de emergencia.
3. Debe existir un agente responsable de realizar las tareas anteriores, para lo cual se podrá realizar por el representante de la conexión compartida o por un agente Transportador que se contrate.

Para lo anterior se dispuso:

En disponibilidad de activos:

1. Los eventos sobre los activos de conexión deberán ser reportados al CND, máximo a los diez (10) minutos después de que estos ocurran.
2. Los cambios de disponibilidad y las maniobras operativas que modifiquen la topología de los activos que componen la RACC deberán ser registrados en los sistemas de información del CND mediante los medios que el CND defina para esto antes de las 03:00 horas del día posterior a la operación.
3. 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 la frontera.
4. Esta información será utilizada para el cálculo de la Máxima Capacidad del Punto de Conexión Compartida (MCPCC).
5. La MCPCC servirá como insumo en la metodología de cálculo de la disponibilidad comercial.

En programación de mantenimientos:

1. Todos los activos de nivel 4 que hacen parte de la red compartida y los demás que el CND considere necesarios serán considerados consignables en los términos establecidos en la regulación aplicable.
2. El representante de la conexión compartida o el agente transportador contratado será el responsable de ingresar y coordinar las actividades que sean necesarias para la realización de los mantenimientos de los activos compartidos consignables en el sistema de información proporcionado por el CND.
3. El representante de la conexión compartida o el agente transportador contratado coordinará con los generadores participantes representantes de las plantas individuales, las limitaciones que se deriven de disminuciones de la capacidad máxima de transporte en los activos compartidos o en el punto de conexión.
4. Las plantas individuales deberán reflejar esta condición en la declaración de disponibilidad de la oferta para el despacho de acuerdo con la solicitud de mantenimiento. En caso de que esto no se cumpla el CND entenderá que no se realizará el mantenimiento. Para los activos de conexión compartida se permitirán consignaciones de emergencia.

### Disponibilidad comercial

Se acogió el algoritmo propuesto por el CND para el ajuste de la disponibilidad comercial, el cual tiene las siguientes características:

1. Se tiene definido un proceso de cálculo de la Máxima Capacidad del Punto de Conexión Compartida – MCPCC, el cual tiene en cuenta lo que sucedió en la operación real, esto por cada hora y en intervalos de minutos, encontrando lo máximo que se tuvo de disponibilidad en el PCC. El CND será el encargado de realizar dicho calculo.
2. La disponibilidad comercial se calcula conforme la regulación vigente y solo se ajusta 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.
3. Para el cálculo de la disponibilidad comercial ajustada se tiene en cuenta un factor de ajuste.

Dicho factor se obtiene de la relación entre la MCPCC y la agregación de la disponibilidad comercial de los recursos participantes. De esta forma, el factor de ajuste tiene la intención de modificar la disponibilidad comercial de forma equitativa entre todos los recursos que conforman el ACCG. El algoritmo considera que la generación real tiene prioridad al momento del cálculo del ajuste de la disponibilidad comercial.

1. Se tiene en cuenta en el cálculo aquellos recursos para los cuales la disponibilidad comercial resulta inferior al mínimo técnico. Para esto se usa un método de desempate para la elección del recurso que se le ajusta la disponibilidad comercial.

### Criterios de seguridad, confiabilidad y operación

Se sugiere tener los siguientes criterios:

1. En estado estable y operación normal no se permitirán sobrecargas de los equipos que conforman los activos compartidos.
2. La capacidad de las líneas de la red compartida debe admitir la operación simultanea de todas las plantas operando a plena capacidad.
3. Ante una contingencia N-1 de cualquier elemento de la red de la conexión compartida disponible o de unidades de generación, no se deberán producir eventos en cascada en los activos que hacen parte de la conexión compartida.
4. La pérdida de cualquier elemento de la red de la conexión compartida disponible o de las unidades de generación asociadas al acuerdo no deberá ocasionar la desconexión de los MW equivalentes a la reserva rodante del sistema.

### Redespachos, ofertas y declaración de disponibilidad

En la propuesta se aclara que cada planta será responsable de realizar las solicitudes de redespacho en concordancia con la regulación vigente y utilizando los medios dispuestos por el CND para este fin.

También se aclara que 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.

### Pruebas

Respecto de las pruebas, en las reglas actuales ya existen Acuerdos del C.N.O. que establecen dichos procedimientos; no obstante, la Comisión propone al menos se deben considerar las siguientes pruebas debido a que son conexiones compartidas:

1. Pruebas de regulación primaria de frecuencia
2. Pruebas de regulación secundaria de frecuencia
3. Respuesta rápida de frecuencia – plantas eólicas.
4. Control de tensión en el punto de conexión individual y el PCC
5. Respuesta rápida de corriente reactiva
6. Prueba de cumplimiento de la curva de carga P-Q y/o Q-V

El C.N.O. debe determinar cómo se establecen las pruebas y los puntos eléctricos donde es necesario realizarlas para su verificación.

# ANALISIS Y RESPUESTA A COMENTARIOS Y MODIFICACIONES

Finalizado el periodo de consulta del Proyecto de Resolución CREG 701 026 de 2022, se recibieron comentarios de los siguientes remitentes:

Tabla 2 Lista de remitentes que allegaron comentarios

| **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 propuesta regulatoria.

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

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

A continuación, se presenta el análisis de comentarios, respuesta a los mismos y modificaciones al proyecto regulatorio por agrupación de temas.

En cada tabla a continuación se especifica los cambios sobre las reglas inicialmente propuestas.

Tabla 3 Comentarios sobre confiabilidad, algoritmo ajuste de disponibilidad comercial y ajustes a la propuesta

| **Comentarios sobre confiabilidad y algoritmo de ajuste disponibilidad comercial** | **Análisis, Respuesta y Ajustes** |
| --- | --- |
| Los criterios de seguridad y confiabilidad deben ser los dispuestos en el Cod. Red, # 2.2.2 Cod Operación. | Se acepta el comentario. Además, el Código de Operación en el numeral comentado aplica al STN.  Por lo anterior, se incluye complemento de la propuesta: si la red es de tensión menor o igual a 110 kV deben tenerse requerimientos alineados con el Código de Operación; para tal fin, el CND debe definir los requerimientos de seguridad para operar conforme el código de operación y que se encuentren alineados con la Res. CREG 070 de 1998. |
| Que ante contingencias, no se ocasione la desconexión de los MW equivalentes de la unidad más grande del sistema. Esto pues el valor anterior define el criterio del Esquema de Deslastre Automático de Carga -EDAC-. Por su parte, la reserva rodante es un valor que cambia con el punto de operación del sistema. | Se acepta el comentario, entendiendo que una contingencia no puede producir una perdida en MW mas grande que la reserva de regulación secundaria de frecuencia y es un valor que es referencia en el EDAC.  En todo caso, se eliminan dos ítems de confiabilidad: 1) Que la red tenga la capacidad de operar con todas a plena capacidad y 2) que no se tengan eventos en cascada. En su lugar se incluye que la red debe tener la capacidad de reflejar en el punto de conexión la capacidad aprobada por la UPME. Se entiende que es suficiente con que se pueda tener en el punto de conexión lo aprobado por la UPME. |
| Que los requisitos de confiabilidad se tengan en cuenta en el cálculo de la máxima capacidad del punto de conexión compartido.  En línea con lo anterior, el CND incluye algunos cambios menores en el algoritmo del cálculo de la máxima capacidad del PCC. | Se aceptan los comentarios sobre que los requisitos de confiabilidad se tengan en cuenta en el cálculo de la máxima capacidad del punto de conexión, el cual influye directamente en el algoritmo de ajuste de la disponibilidad comercial.  En el sentido anterior, se proponen los siguientes cambios:   * Dado que ningún agente generador envió comentarios sobre el algoritmo de ajuste a la disponibilidad comercial y el cálculo de la máxima capacidad del punto de conexión, se encuentra conveniente que los agentes propongan su propio algoritmo de ajuste a la disponibilidad comercial en el ACCG. Si no lo incluyen se aplica el algoritmo propuesto en la regulación.   Dicho algoritmo propuesto se puede incluir en cualquier momento del tiempo en el ACCG.   * El algoritmo que propongan los agentes debe cumplir con que: 1) sea implementable por el ASIC, 2) debe asignar la totalidad del enlace calculada por el CND y 3) la disponibilidad comercial no puede superar la que se calcula con lo actual. |
| Determinar límites de agregación a la capacidad de potencia sobre el grupo de plantas. Fallas sobre este grupo de activos (contingencias sencillas) podrían comprometer la estabilidad de frecuencia, el suministro de servicios de regulación de frecuencia (primaria y secundaria), y en general, la seguridad del SIN.  C.N.O. reitera esto en comunicación de abril de 2024. | No se acepta el comentario.  Entendemos es suficiente incluir el límite por confiabilidad de que ante un evento no se produzca la desconexión equivalente a los MW de la unidad más grande el sistema y que es propuesto por el CND.  Lo anterior para no limitar la capacidad de agregación y no restringir el ingreso al sistema de las plantas con el mecanismo de agrupación. |
| No incluir el requisito de que ante contingencias no ocasionar la pérdida de la reserva rodante. Pues esto ocasiona tener dobles circuitos o redes redundantes y significaría un incremento del costo. Así, pareciera que compartir conexión no tendría mucho sentido si al final se termina casi que construyendo dos conexiones. | Como se mencionó anteriormente, se realiza una modificación a la propuesta en la que una falla no podrá ocasionar una perdida mas grande que los MW de la unidad mas grande, para evitar un desbalance que no pueda gestionar el servicio de AGC.  Asi mismo se eliminan dos ítems de confiabilidad: 1) Que la red tenga la capacidad de operar con todas a plena capacidad y 2) que no se tengan eventos en cascada.  En su lugar se espera al menos reflejar la capacidad asignada por la UPME en el PCC. |
| Iniciativa CREG: brindar una transición, pues existen plantas en operación y otras con FPO cercana en el tiempo y con punto aprobado por la UPME | Finalmente sobre los requerimientos asociados a confiabilidad, se propone una transición en que en el caso de que las plantas de generación que hagan parte del ACCG se encuentren operando al momento de expedición de las reglas 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 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 normativa. Esto brinda un tiempo prudente de flexibilidad y ajuste a los requerimientos. |

Tabla 4 Comentarios sobre curvas PQ y QV y ajustes a la propuesta

| **Comentarios sobre curvas PQ y QV** | **Análisis, Respuesta y Ajustes** |
| --- | --- |
| Dejar para todas las tecnologías las curvas de la Res. CREG 060/2019 y 229/2021 | No se acepta el comentario. Las curvas se diseñaron con base en simulaciones específicas de plantas solares y eólicas |
| Definir validación y requerimiento mínimo de curvas PQ de las unidades de generación sincrónica a nivel de punto de conexión teniendo en cuenta sus particularidades constructivas | La idea de la propuesta es intentar aproximar los requerimientos en una red compartida a los vigentes de conexión individual, con el fin de garantizar una operación segura, confiable y económica del SIN. La propuesta tiene ya un paso importante para las plantas convencionales y es que solicita la curva PQ declarada en el PCC.  El tener una curva explicita PQ diseñada que no sea la declarada, es ámbito de la actualización del código de redes y no de la presente resolución. Como ya se citó, se incluyó un cambio mínimo respecto de lo actual pero que se considera no es fuerte. |
| En la parte de cumplir en el PCC las curvas, donde dice que las mismas se cumplen sin afectación por perdidas, aclarar que son las correspondientes a potencia reactiva, las cuales pueden ajustarse con la curva Q-V. | Se acepta el comentario.  Esto de acuerdo con el concepto con radicado CREG S-2019-004993 en que se especifica que el entendimiento de la variable Pn 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.  De lo contrario para cumplir tendrían que instalarse sistemas de almacenamiento. La propuesta solo busca que se tenga compensación de energía reactiva. |
| Iniciativa CREG: la consulta se expidió con la regla de que las que están en la categoría de no convencionales deben cumplir las reglas de plantas solares y eólicas, pero estas pueden tener en su funcionamiento grandes diferencias, algunas de estas no funcionan con inversores. Así mismo, se expiden las reglas propuestas cumpliendo curvas QV para cualquier tipo. Debe analizarse su actualización según la condición tecnológica. | Se incluyen cambios para igualar términos respecto a la Solar y Eólica, en cuanto a que tiene curvas propias definidas. Los cambios son los siguientes:   * Si son no convencionales, diferentes a solar y eólica, se debe definir la curva PQ por tecnología y por nivel de tensión. El CND diseña las curvas teniendo en cuenta la tecnología, el nivel de tensión y mediante simulaciones. * En caso de que la conformación de plantas del ACCG sea en su totalidad de tecnologías diferente a la solar y eólica, el CND deberá definir curvas Q-V o equivalentes diferentes a las que aplican a la Solar y Eólica, esto conforme a su agrupación tecnológica y el nivel de tensión. * Se permite analizar la actualización de curvas Q-V vigentes. Esto pues puede resultar que la curva vigente tenga modificaciones cuando son un grupo de plantas. |
| Dejar explicito cómo aplicaría a generadores sincrónicos, cuando es una combinación de plantas, dado que se entiende aplicaran las reglas de los que usan inversores. | Se acepta el comentario y se ajusta la propuesta para un mejor entendimiento:   * Las plantas no convencionales cumplen su curva definida PQ en PCC. * Las plantas convencionales cumplen la curva declarada en PCC. * En el PCC se cumple el agregado de PQ. * En el PCC se diseña la curva QV teniendo en cuenta la combinación tecnológica. Se diseña por CND, se sintetiza en Acuerdo. |
| No es clara la transición de las curvas | Se acepta el comentario. La transición se modifica en la siguiente forma:   * Es difícil alinear las transiciones de las Resoluciones CREG 229 de 2021 y 148 de 2021 pues tienen aplicación en diferente tiempo y diferentes plantas.   Adicionalmente, no se identifican proyectos que les aplique la Resolución CREG 148 de 2021 que hayan solicitado agruparse en el corto o mediano plazo (2024 y 2025), siendo que la transición de la Resolución CREG 148 de 2021 finaliza en 2025 (en menos de un año).  Por lo tanto, las plantas que usen el mecanismo de la Res. CREG 200 de 2019 no les aplicaría dichas transiciones.   * De forma transitoria se deberá aplicar la regulación que se tenga desarrollada para entrar en operación.   Por ejemplo, una planta eólica deberá cumplir en punto de conexión compartido (que es el equivalente al punto de conexión del código de medida) su curva PQ y QV vigente para plantas individuales (Res. CREG 60/2019 o 148 de 2021, en las cuales no aplicaría transición). Y una planta convencional como una térmica o una hidráulica deberá cumplir su curva declarada en el lado de alta del transformador asociado al generador (equivalente a lo que se denomina bornes de generación). Otros tipos de plantas deberán cumplir el código de red al igual que las plantas hidráulicas y térmicas.   * Cualquier planta puede entrar a operar con la regla anterior, pero ya se estaría contabilizando un tiempo de cumplimiento para curvas nuevas que sean definidas según las reglas de la resolución, es decir, sin excepción todas las plantas deberán cumplir las reglas definidas en un plazo máximo de 60 meses calendario con las curvas que correspondan. |

Tabla 5 Comentarios sobre curvas PQ de la Resolución CREG 060/2019, 229/2021, pérdidas energía reactiva y conexiones embebidas y su relación con la presente propuesta

| **Comentarios sobre curvas PQ de la Resolución CREG 060/2019, 229/2021, pérdidas energía reactiva y conexiones embebidas** | **Análisis, Respuesta y Ajustes** |
| --- | --- |
| * Que en la Res. CREG 229/2021 se aclare que las reglas del control de tensión es en los terminales del lado de alta del transformador elevador en dicha transición. * Incluir para las conexiones embebidas una regla similar al de activos compartidos y que no se tengan en cuenta las pérdidas de potencia reactiva, es decir, cumplir una curva PQ que tenga en cuenta dichas perdidas. * Proponen que un control continuo sea un control automático. * En conexiones compartidas de generadores dejar explícito que el aporte de potencia reactiva que deben suministrar de forma simultánea todas las plantas individuales dentro de las curvas de capacidad, debe ser continuo, y así se garantice que el cumplimiento de este requisito no se realice de forma discreta con equipos de compensación como condensadores y reactores, lo cual podría representar un riesgo operativo en el sentido de que no se alcancen los valores de tensión requeridos por los huecos de control derivados de esquemas de compensación discretos, y podría representar tiempos de respuesta no acordes con la necesidad del sistema derivados de estos esquemas de control. | * En primer lugar, las conexiones embebidas son un caso diferente al de agrupamiento de generadores, no pueden tratarse en la misma norma. Las conexiones embebidas deben cumplir con la reglamentación vigente de conexiones individuales. * Lo solicitado sobre las pérdidas aplica a la Resolución CREG 060 de 2019 y 229 de 2021. Dicha norma se expidió con una curva PQ y QV diseñada en punto de conexión sin la consideración de no tener responsabilidad con pérdidas de energía reactiva. Es decir, no se acepta el comentario, la curva diseñada debe cumplirse. * Se puede aceptar modificar que a plantas que les aplique la transición de que trata la Res. CREG 229 de 2021, el control de tensión será en los terminales del lado de alta del transformador elevador durante dicha transición.   Lo anterior aplica directamente a conexiones embebidas, ya que estas deben cumplir la reglamentación vigente para generadores de conexión individual.   * En cuanto a que un control continuo sea un control automático, falta suficiencia en la definición, pues puede ser automático, pero falta definir el nivel de los pasos discretos en que debe moverse para garantizar una operación segura y confiable de la red.   El nivel de discreción del control debe simularse, pues no se puede comprometer la seguridad de la red, mas cuando estas reglas aplican a plantas en niveles de tensión que se consideran altos.  El CND entonces deberá determinar el control discreto y en qué medida se aplica garantizando una operación segura y confiable y con estudio de simulaciones, basado en experiencia internacional y tecnología aplicable existente.   * Incluir la posibilidad de tener control discreto, significa que debe expandirse tal tratamiento a las Resoluciones CREG 60/2019, 148 de 2021, 101 011 de 2022 y a la presente resolución de conexiones compartidas de generadores.   Esto por tratamiento igualitario.  Nótese que la Res. CREG 60 de 2019 modifica el código de operación, el cual aplica a convencionales, por lo que con esta regla las plantas convencionales también tendrían la opción de un control discreto. |

Tabla 6 Comentarios sobre control de tensión, curvas VRT y ajustes a la propuesta

|  |  |
| --- | --- |
| **Comentarios sobre control de tensión y curvas VRT** | **Análisis y Respuesta** |
| Analizar si debe tenerse un esquema Coordinado de Control de Tensión | Se aceptan parcialmente los comentarios, se reajusta el artículo teniendo en cuenta la función del CND de coordinación, supervisión y control de la operación así:   * En el planeamiento operativo de que trata el Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1995 se programará la tensión y el control de reactivos objetivo para cada PCI y el PCC. * El CND deberá controlar la red compartida mediante consignas en los PCI y PCC. * El CND definirá el detalle del control y la forma de envío de consignas locales y remotas a implementarse en el PCI y el PCC, lo cual se sintetiza en Acuerdo.   Se debe tener en cuenta que se podrá controlar la tensión de forma continua o con pasos discretos como se citó anteriormente en otro grupo de comentarios.   * Debe tenerse en cuenta cómo se darán las ordenes si se conectan más plantas al mismo PCC y que no comparten activos de conexión. * Existe uno o varios operadores (generadores de la red) de los equipos de compensación o el CND podrá operarlos previo acuerdo. * Se incluyen lineamientos de aclaración cuando aplique la Res. CREG 148/2021, esto para la coordinación cuando la red compartida este inmersa en el SDL. * Se incluye transición. Transitoriamente se aplicará regulación vigente y con las ordenes que indique CND; luego las reglas propuestas con el esquema que defina el CND.   En un plazo de 36 meses calendario luego de expedida la resolución se deberán cumplir los requerimientos de coordinación de control de tensión definidos por el CND.   * Sobre estudios antes de entrar en operación, ya existen los estudios de conexión conforme la Res. CREG 075 de 2021. Además se tendrán pruebas al control de tensión y su coordinación antes de entrar en operación y que en caso de que no se cumplan se entiende no podrían entrar en operación. |
| * No dejar a decisión de los agentes cómo realizar el control en el PCI y PCC. * Debe ser obligatorio un control en el PCI que permita al CND el envío de consignas de tensión de manera local y remota, las cuales deben ser seguidas por las plantas individuales y los elementos de compensación (Res CREG 080/99). * Consideramos necesario que se establezca que con una anticipación mínima de tres (3) meses a la fecha de puesta en operación y para considerarla dentro de la planeación operativa, para una operación confiable y segura del SIN, que los agentes que componen el ACCG realicen y remitan al CND estudios de evaluación de cumplimiento de requisitos de control de tensión y aquellos requeridos para demostrar que ante diferentes escenarios de generación no se producirán oscilaciones mecánicas, electromecánicas o de control. Lo anterior permitirá identificar de forma oportuna posibles interacciones no deseadas de controles, y anticipar requerimientos de ajuste previos a la entrada en operación de las plantas que comparten activos de conexión. |
| Curvas VRT. Sugieren estudiar la posibilidad de que, vía Acuerdo, sea el C.N.O. el que determine si este requisito debe cumplirse en el PCC o el PCI | No se acepta el comentario.  La recomendación de CND y PHC coincide que sea solo en PCI. En todo caso, se hacen ajustes:   * CND define las curvas. Se incluye que pueda además diferenciarse tecnológicamente y con simulación. * Se incluye transición: En 36 meses a partir de expedida esta norma, todas las que estén operando o entren a operar y antes no tenían una curva definida la deberán cumplir en dicho plazo. |

Tabla 7 Comentarios sobre responsabilidades de la operación (información de disponibilidad de activos, programación de mantenimientos y solicitud de mantenimientos de emergencia)

| **Comentarios sobre responsabilidades de la operación (información de disponibilidad de activos, programación de mantenimientos y solicitud de mantenimientos de emergencia)** | **Análisis, Respuesta y Ajustes** |
| --- | --- |
| Res. CREG 200 de 2019 establece que la construcción, reposición, operación, mantenimiento y disponibilidad de los activos compartidos es de total responsabilidad de los generadores participantes en el acuerdo.  En caso de que los generadores del acuerdo hayan encargado a un agente transportador esto incluye suministro de información de disponibilidad de activos y mantenimientos.  El fin es que se aclare de quien es la responsabilidad de cualquier incumplimiento. | No se está modificando la Res. CREG 200 de 2019.  Atendiendo el comentario, se dará la total responsabilidad al agente generador que representa el grupo de generadores, sin perjuicio de que este pueda delegar o encargar a quien desee (agente); pero de todas formas debe informar quien es el encargado de alguna tarea en el acuerdo, esto para interacción con CND. |
| Se reciben comentarios de cambio en redacción sobre los artículos que tienen relación con responsabilidades de la operación (información de disponibilidad de activos, programación de mantenimientos y solicitud de mantenimientos de emergencia) y algunos específicos:   1. En cuanto al reporte de eventos y maniobras sobre los ACC: indicar que el plazo establecido incluye eventos programados y no programados sobre los ACC. 2. En relación con los tiempos para validación y modificaciones de información operativa para activos que componen el RACC: señalar que los mismos aplican conforme a lo establecido en el Acuerdo CNO 1543 o aquel que lo adicione, modifique o sustituya. | Se aceptan, son cambios de forma y para dar mayor claridad.  En todo caso, se hace la modificación para que los tiempos de reporte relacionados con estos temas sean informados por CND, por la dinámica de la operación. |

Tabla 8 Comentarios sobre supervisión

| **Comentarios sobre supervisión** | **Análisis, Respuesta y Ajustes** |
| --- | --- |
| * No se observa con suficiente claridad sobre qué frontera se medirán dichos servicios. * Que la regulación primaria que sea en PCI el cumplimiento técnico y la secundaria en PCI pero liquidado en PCC. | En primer lugar, se aclara que el permitir compartir activos de conexión es para facilitar la construcción de infraestructura, no es para flexibilizar las reglas comerciales o técnicas o regulatorias.  Conforme lo anterior, la Res. CREG 200 de 2019 establece que las obligaciones comerciales son medidas en la frontera compartida con un esquema de referenciación hacia las fronteras individuales (igual como siempre se ha tenido y aplica a cualquier agente que se conecte al sistema).  Se aclarará en todo caso que la regulación primaria y secundaria de frecuencia tienen dos mundos, el técnico y el comercial que conforme la regulación vigente operan así:  **Regulación Primaria de frecuencia:**   * El técnico y comercial para solar y eólica se verifica y aplica en PC. Así se determinó con la experiencia internacional. * El técnico para hidráulica y térmica es en bornes o unidad de generación. Es el origen del código de redes. Un cambio en este aspecto se estudiará en la actualización de dicho código. * El mundo comercial para todos sin diferenciación se aplica en la medida de la frontera de generación, que coindice con el PC.   En todo caso, se permitirá que el CND, conforme el art. 5 de la Res CREG 023 de 2001, pueda actualizar el esquema de verificación de regulación primaria de frecuencia.  **Regulación Secundaria de Frecuencia:**   * Para todos la prueba es en bornes (unidad de generación, incluso FNCER) y el comercial en la frontera de generación. |
| Recomiendan incentivar la implementación masiva de sistemas de medición sincrofasorial a nivel de generación. | El cambio es de un impacto más allá de las conexiones compartidas de generadores de la Resolución CREG 200 de 2019.  En todo caso aquí ya se toma medición sincrofasorial (PMU) para las conexiones compartidas para niveles de 220 kV o superior.  Se puede tomar el comentario en cuanto a que sea obligatorio a partir de 110 kV y si es un menor nivel de tensión a 110 kV que sea opcional. |
| Iniciativa CREG: Transición supervisión | Aunque ningún agente envió comentarios sobre una solicitud de transición, se incluye la posibilidad de tener una transición:   * En el caso de plantas existentes que hagan parte de una red compartida y no cumplan, deberán cumplir en un término de 12 meses. * En caso de plantas no existentes pero que entran a operar pronto (hasta marzo de 2025), se puede entrar a operar con la regulación vigente en el PCI y las variables solicitadas en el PCC. Tendrán un plazo máximo de 12 meses a partir de la entrada en operación de la primera planta para cumplir en la red compartida. * El tiempo se considera de 12 meses dado que la supervisión es fundamental para la coordinación de la operación. |

Tabla 9 Otros comentarios sobre la propuesta

| **Otros Comentarios sobre la propuesta** | **Análisis, Respuesta y Ajustes** |
| --- | --- |
| Iniciativa CREG: existen plantas que ya están operando y se está solicitando información de para el planeamiento operativo de la conexión compartida. También existen plantas próximas a entrar a operar (menos de 1 año). | Se identifica que de expedirse la resolución podrían las plantas que estén en operación quedar incumplidas.  Por lo tanto, se propone la regla de que los que estén operando o entren a operar hasta diciembre de 2024, deberán entregar la información para el planeamiento operativo en un tiempo definido por el CND. |
| Acuerdos de conexión compartida: dar un plazo para que ASIC actualice el acuerdo compartido (el inicial de la Res. CREG 200/2019 es 3 meses) | Se acepta el comentario, se brinda el mismo plazo dado en la Resolución CREG 200 de 2019.  Además, si a partir de la expedición de los Acuerdos C.N.O. se encuentran ajustes, el ASIC y CND deberán en los siguientes dos meses realizar una nueva publicación. |
| No incluir la actualización de las pruebas relacionadas con regulación primaria y secundaria de frecuencia. El acuerdo vigente se ajusta a las condiciones planteadas | Se acepta el comentario |
| La responsabilidad del C.N.O. sobre pruebas y entrada en operación, puede generar incertidumbre en los lineamientos para la entrada en operación de los nuevos proyectos. | No se toma el comentario.  El C.N.O. por Ley 143 de 1994 tiene encargado definir Acuerdos técnicos para la operación segura y confiable (la Ley les dio esta función), y en pruebas siempre se le ha delegado dicha función, pues son procesos detallados y dinámicos en el tiempo. Así mismo, el CND siempre ha participado del diseño de las pruebas. |
| * Tiempos Acuerdos: Aumentar el plazo a 6 meses para el C.N.O. en los acuerdos, pues son varias tareas * Tiempos análisis y tareas CND: Aumentar a 4 meses, esto bajo la de consulta y asociado a los procesos comerciales. * Considerando que en el proyecto de Resolución se encarga al C.N.O. de la definición mediante Acuerdo de algunos aspectos técnicos para la conexión, realización de simulaciones para los generadores que aplican a la conexión compartida, llamamos la atención de la Comisión en el sentido que en todo caso se asegure que los requisitos que se establezcan garanticen que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional -SIN- sea segura, confiable y económica, pues luego de que las plantas de generación ya se encuentren en operación y conectadas al sistema a través de estas conexiones, será más complejo establecer la exigencia de nuevos requisitos técnicos, lo cual finalmente se reflejará en sobrecostos que deben ser asumidos por la demanda. | De forma general, se acepta el comentario. Se dará un tiempo de 6 meses para las tareas encargadas.  Además, se identifica que varias tareas son de la operación, coordinación y supervisión de CND y que tiene por Ley.  Por lo que algunas tareas se retiran del C.N.O. y se dejan al diseño y estudio de CND. En todo caso, deben expedirse mediante Acuerdo C.N.O. para que tengan aplicación por Ley. |
| * Brindar más tiempo de análisis. * C.N.O. en abril 2024 solicita que se publique la resolución definitiva | Dado que en las reglas se incluyen diversos cambios y varios de estos son diferentes a lo consultado inicialmente, se decide publicar de nuevo a consulta, esta vez por un periodo de 20 días hábiles, el cual es el doble de tiempo dado la primera vez que se consultó.  Se espera que los agentes puedan interiorizar esta segunda consulta y recibir una nueva retroalimentación. |
| Frente a las solicitudes de conexión compartida consideramos necesario se indique que la UPME deberá, dentro de sus análisis, considerar los efectos que se podrán presentar en el sistema con el establecimiento de estas conexiones, con el fin de que los promotores que acceden a las mismas, puedan identificar oportunamente la necesidad de realizar inversiones adicionales que permitan garantizar una operación segura y confiable, tales como cumplimiento de la curva de carga P-Q, equipos de control coordinado de la conexión, etc, las cuales se deben verificar previo a la fecha de puesta en operación de las plantas individuales. | Conforme la Resolución CREG 075 de 2021, ya se esta considerando en la UPME y en la solicitud de asignación de capacidad si son conexiones que vienen agrupadas. Incluso en los lineamientos del estudio de conexión está incluida tal consideración.  Ahora bien, es un deber de los agentes el conocer la regulación y conocer que se deben cumplir requerimientos tecnicos como las curvas de capacidad.  En el sentido anterior no se acepta el comentario. |
| Identificamos que en la redacción del Artículo 5 en algunos apartes se incluye al Sistema de Distribución Local -SDL- y en otros no, por lo que recomendamos que en todos los casos cuando se menciona el Sistema de Transmisión Nacional -STN- y del Sistema de Transmisión Regional -STR- se incluya también el SDL según aplique. | Se incluye en un parágrafo de forma general que se pueda solicitar información del SDL. De esta forma queda aplicando transversal. |

Tabla 10 Otros comentarios que no corresponden a la propuesta

| **Otros comentarios que no corresponden a la propuesta** | **Análisis, Respuesta y Ajustes** |
| --- | --- |
| * Adicionar la posibilidad de compartir líneas, transformadores (elevadores), barras de media o baja tensión y otros elementos de conexión. * Para lo anterior, estudiar la ubicación de las fronteras individuales y compartidas, teniendo presente la definición de estas fronteras establecida en la Resolución CREG 200 de 2019. | No se toma el comentario, lo solicitado no es del ámbito de esta resolución:   * No se está considerando modificar el código de medida * Las fronteras están claramente definidas en la Res. CREG 200 de 2019 y eso no se está considerando modificar |
| El requerimiento de disponibilidad mínima mensual en la supervisión debería ser definido a toda la supervisión en tiempo real. | Lo solicitado sobrepasa el ámbito de aplicación.  Esto se puede estudiar en la actualización del código de redes. |
| consideramos conveniente que los criterios de confiabilidad sean extendidos al Código de planeamiento, con el fin de que los mismos sean tenidos en cuenta al momento de definir las obras requeridas en la RACC y al otorgar el punto de conexión por parte de la UPME. | Se estudiará su incorporación en la actualización del Código de planeamiento. |
| Considerando que el ACCG es un acuerdo de voluntades y que define reglas para diferentes situaciones que se puedan presentar por la compartición de activos, recomendamos considerar el caso de aquellos generadores que comparten conexión con otros agentes del SIN diferentes a su naturaleza (demanda, BEES, etc.) y que no se encuentren bajo un ACCG o no les aplique un ACCG, que deberán garantizar el cumplimiento técnico en el PCI de los requerimientos de la Resolución CREG 060 de 2019.  En el caso de la combinación de generadores con otros agentes del SIN diferentes a su naturaleza, y que aun al compartir el activo de conexión no se encuentren bajo un ACCG o no les aplique un ACCG, deberán garantizar el cumplimiento técnico en el PCI de los requerimientos de la Resolución CREG 060 de 2019. | Lo solicitado sobrepasa el ámbito de aplicación que es para generadores.  Esto se puede estudiar en la actualización del código de redes.  En todo caso la propuesta no limita el uso de sistemas de almacenamiento al interior de la red compartida para cumplir algún requerimiento técnico. |
| No se hace una mención explícita sobre la prueba de verificación de parámetros del Cargo por Confiabilidad para aquellas plantas que tienen Obligaciones de Energía Firme. Respetuosamente se sugiere a la Comisión incluir dichas pruebas dentro de los aspectos a revisar | Los parámetros del Cargo por Confiabilidad (CxC) son verificados con una auditoria que es pagada por los agentes conforme la metodología que está incluida en la Res. CREG 071 de 2006. Esta resolución no busca hacer una verificación de los parámetros declarados en dicho mecanismo |
| Aclarar si para la supervisión y el control de las plantas individuales para los servicios del AGC, control de tensión y reactivos se deben usar PPC (Power Plan Controllers) | Específicamente no está siendo exigido un control en particular; lo que se brindan son los lineamientos que deben cumplirse. En ese sentido, si los equipos que instalados cumplen con los lineamientos y otros detalles que sean definidos en función de la resolución, se entiende ya es suficiente. |

# ANÁLISIS DE IMPACTO

A continuación, se desarrolla el análisis de impacto cualitativo, resaltando los cambios más importantes presentados frente a la primera medida consultada en la Resolución CREG 701 026 de 2022:

| **Tema** | **Impacto** |
| --- | --- |
| Información del planeamiento operativo | Se identifica que los cambios pueden afectar plantas en operación o que entren a operar pronto, por lo tanto, se incluye una transición, con lo cual se brinda flexibilidad en el cumplimiento. |
| Criterios de seguridad | Se amplia la aplicación de los criterios dispuestos en el código de operación a redes del STR o SDL, considerando el análisis del CND. Esto para una operación segura, confiable y económica de la red. |
| Curva de capacidad y control de tensión | Se flexibilizan las curvas de capacidad PQ, de tal forma que deben ser diseñadas por tipo de tecnología y con simulaciones para las que sean diferentes a la solar y eólica.  Así mismo se permite la actualización de las curvas QV existentes y que sean definidas nuevas curvas QV por tecnología y tipo de agrupación.  Por su parte se permite tener un control de tensión discreto, además del continuo. Esto se amplia para que aplique incluso a las Resoluciones CREG 60/2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022.  El control de tensión se aplicaría de forma individual en cada PCI y en el PCC. La coordinación y su diseño se delega en el CND.  Se brindan transiciones en las curvas de capacidad y control de tensión.  Sobre la Resolución CREG 229 de 2021 se aclara donde aplica el control de tensión en dicha transición.  Todo lo anterior favorece en la entrada en operación y a la coordinación de la operación. |
| Confiabilidad y seguridad | Se eliminan dos criterios de confiabilidad.  Se consideró suficiente con que en el punto de conexión se refleje la capacidad aprobada por la UPME y que ante una contingencia no se supere en MW la unidad mas grande el sistema.  Dichos criterios son por seguridad y confiabilidad del SIN. En todo caso se brinda una flexibilidad en cumplimiento de los criterios mediante una transición.  Se resalta que no hubo comentarios de agentes generadores sobre los criterios de confiabilidad inicialmente propuestos, los cuales tenían mayor grado de dificultad en cumplimiento. |
| Supervisión | Se amplia la supervisión con PMU cuando los generadores agrupados en su PCC se conectan al nivel de 110 kV.  Se entiende estos equipos no impactan su desarrollo en costos y mejoran la supervisión de la red.  Finalmente, también se brinda transición, puesto que se desconoce el nivel de cumplimiento que puedan tener las plantas existentes o plantas que entren a operar pronto. |
| Cálculo de la disponibilidad comercial ante limitaciones en la capacidad de transporte en el RACC | En cuanto al cálculo del ajuste a la disponibilidad comercial, ningún agente envió comentarios.  No obstante, el cambio realizado es importante pues permite que los mismos agentes propongan el algoritmo, el cual tiene implicaciones sobre la parte comercial. |
| Actualización del ACCG propuesto por el ASIC | El ASIC y CND tendrán la posibilidad de actualizar el ACCG dado todos los cambios presentados. Esto se considera necesario. |
| Tiempos C.N.O. y CND | Se aumenta el plazo de las tareas a 6 meses, esto en atención a que deben tenerse desarrollos importantes en todos los ámbitos: investigación, simulaciones, ajuste al programa de liquidación, entre otros. |

# CONCLUSIÓN

Se propone a la Comisión publicar en segunda ocasión a consulta el proyecto de resolución con los cambios identificados. Esto pues se hicieron modificaciones antes no consultadas.

Para recibir comentarios y observaciones sobre la propuesta se da un plazo de veinte (20) días hábiles.

# INDICADORES DE SEGUIMIENTO

Se propone como indicadores de seguimiento a las presentes reglas los siguientes:

1. Número de plantas que estén en pruebas.
2. Número de plantas que fallen las pruebas.
3. Requisitos incumplidos para entrada en operación o en las pruebas.
4. Requisitos cumplidos para entrada en operación o en las pruebas.
5. Número de plantas que pasen las pruebas.
6. El número de plantas que entren en operación.

Todos estos indicadores los puede brindar el CND y en el caso de que fallen las pruebas o no se cumplan requerimientos, brindar el informe respectivo a la Comisión.

Con lo anterior se podrá realizar el análisis ex -post de las reglas y ajustes requeridos.