

PROYECTO DE RESOLUCIÓN No. 701 099 DE 2025

(16 AGO. 2025)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1397 de 16 de agosto de 2025, aprobó someter a consulta pública el presente proyecto de resolución por el término de veinte (20) días hábiles contados a partir del día siguiente a su publicación en el portal web de la CREG, en aplicación a lo dispuesto el numeral 73.17 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994 y el Decreto 05 de 2025.

Se invita a los agentes, a los usuarios, a las autoridades locales municipales y departamentales competentes, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y demás interesados, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta, dentro del plazo establecido.

De acuerdo con lo previsto en el i) del artículo 23 de la Ley 143 de 1994, se le solicita al Consejo Nacional de Operación su concepto sobre el presente proyecto dentro del plazo de consulta establecido.

Los comentarios y sugerencias deben ser electrónicas y dirigidas al Director Ejecutivo de la CREG, a la cuenta creg@creg.gov.co, con asunto: "Comentarios sistemas de almacenamiento en el SIN", utilizando el formato anexo.

En el Documento CREG 901 209 de 2025 se exponen los análisis y la justificación de la propuesta regulatoria que se somete al proceso de consulta pública.

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por la cual se establecen disposiciones para aumentar la fortaleza de la red en el Sistema Interconectado Nacional

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los decretos 1524, 2253 de 1994, 1260 de 2013 y 2236 de 2023

CONSIDERANDO QUE:



Por la cual se establecen disposiciones para aumentar la fortaleza de la red en el Sistema Interconectado Nacional

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.

De conformidad con el artículo 2 de la Ley 142 de 1994, la intervención del Estado en la prestación de los servicios públicos domiciliarios debe perseguir entre otros fines, la prestación eficiente, continua e ininterrumpida, la libre competencia, y la no utilización abusiva de la posición dominante.

El numeral 73.22 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994 determinó que es competencia de las comisiones de regulación el establecer los requisitos generales a los que deben someterse las empresas de servicios públicos para utilizar las redes existentes y acceder a las redes públicas de interconexión.

El literal c) del numeral 1 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994, le asignó a la Comisión de Regulación, CREG, la función de expedir el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista De Energía (MEM).

El artículo 6 de la Ley 143 de 1994 señala que las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se regirían, entre otros principios, por los de adaptabilidad, calidad y eficiencia. El de adaptabilidad conduce a la incorporación de los avances de la ciencia y de la tecnología, con el fin de que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico. En virtud del principio de calidad, el servicio prestado debe cumplir los requisitos técnicos que se establezcan para él. El principio de eficiencia obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico.

El artículo 18 de la Ley 143 de 1994 establece que la CREG debe desarrollar el marco regulatorio que incentive la inversión en expansión de la capacidad de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, SIN, por parte de inversionistas estratégicos, y establecer esquemas que promuevan la entrada de nueva capacidad de generación y transmisión.

El literal i) del artículo 23 de la Ley 143 de 1994 señala que es función de la CREG *establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional, después de haber oído los conceptos del Consejo Nacional de Operación*. De igual forma, el literal n) del mismo artículo señala que la CREG *define y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía*;

El artículo 85 de la Ley 143 de 1994, establece que *"las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen*



Por la cual se establecen disposiciones para aumentar la fortaleza de la red en el Sistema Interconectado Nacional

en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos”.

Mediante Resolución CREG 024 de 1995 se reglamentaron los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el SIN, que hacen parte del Reglamento de Operación.

Mediante Resolución CREG 025 de 1995 se estableció el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del SIN que contiene los reglamentos de Código de Planeamiento, Código de Conexión, Código de Medida y Código de Operación. Actualmente el Código de Medida está regulado en la Resolución CREG 038 de 2014.

Mediante Resolución CREG 070 de 1998 y sus modificatorias se estableció el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional y que complementa el Código de Redes.

Mediante Resolución CREG 080 de 1999 y sus modificatorias se reglamentan las funciones de planeación, coordinación supervisión y control entre el Centro Nacional de Despacho (CND) y los agentes del SIN. Asimismo, en su artículo 4 se establece como función del CND la de “(...)por solicitud de la CREG, brindar apoyo a la misma en lo relacionado con la información operativa y demás análisis que requiera”

Mediante Resolución CREG 060 de 2019 se realizaron modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y STR y se dictaron otras disposiciones.

Mediante Resolución CREG 148 de 2021, la CREG publicó la Resolución *“Por la cual se adiciona un Capítulo Transitorio al Anexo General del Reglamento de Distribución contenido en la Resolución CREG 070 de 1998, para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW y se dictan otras disposiciones”.*

Mediante Resolución CREG 101 011 de 2022, la CREG publicó la Resolución *“Por la cual se adiciona un Capítulo Transitorio al Anexo General del Reglamento de Distribución contenido en la Resolución CREG 070 de 1998, para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW, y se dictan otras disposiciones”.*

Antes y durante de las anteriores resoluciones, se recibieron comunicaciones en relación con la integración de plantas solares y eólicas, así como



Por la cual se establecen disposiciones para aumentar la fortaleza de la red en el Sistema Interconectado Nacional

recomendaciones sobre temas de seguridad de red de forma general, las cuales se citan a continuación:

- a) Situación identificada con conexiones en T en el STN, última modificación en Resolución CREG 060 de 2019

Mediante radicado CREG E2025008586 de fecha 19 de junio de 2025, el CND solicita permitir en el STN conexiones en "T", de forma excepcional, para mantenimientos de red requeridos para mejorar confiabilidad en atención de la demanda.

- b) Activación de la función de regulación primaria de frecuencia plantas solares y eólicas.

Mediante radicado CREG E2024011888 de fecha 6 de agosto de 2024, el CND previene sobre la disminución de la reserva para respuesta primaria ante la integración de recursos renovables no convencionales que pueden llegar a representar desbalances que representados en desviaciones de frecuencia eléctrica se estiman en 0.035 Hz, superando el ajuste de banda muerta de la mayoría de reguladores de velocidad de los recursos síncronos, y por ende conllevando al uso de esta reserva para corregir los desbalances que se puedan presentar en la operación de tiempo real. Incluso en los documentos enviados se presentan los indicadores de estudios de flexibilidad a corto plazo, donde se evidencia que algunos indicadores asociados sugieren la activación del servicio de regulación primaria de frecuencia.

Mediante radicado CREG E2024014785 de fecha 24 de septiembre de 2024, el CNO sugiere definir un periodo de transición de corto plazo para la activación de la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia en la Generación Basada en Inversores ante eventos de subfrecuencia.

Mediante radicado CREG E2024017453 de fecha 14 de noviembre de 2024, el CND presenta recomendaciones de modificación sobre las resoluciones CREG 060 de 2019 y 148 de 2021, entre las cuales también se encuentra la activación de la regulación primaria de frecuencia.

- c) Mediante radicado CREG E2025009744 de fecha 17 de julio de 2025, el CND realiza un estudio y serie de recomendaciones sobre riesgos operativos del SIN.

Varios de los temas que aborda el CND requieren un análisis profundo y modificaciones estructurales que podrían ser abordados en regulación independiente.



Por la cual se establecen disposiciones para aumentar la fortaleza de la red en el Sistema Interconectado Nacional

No obstante, se considera que existen temas que son de implementación de corto plazo, funcionales y en línea con una actualización parcial del Código de Red, Resolución CREG 025 de 1995, como son:

- Activación de la regulación primaria para plantas solares y eólicas, función que ha estado presente desde el diseño de las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022.
- Ajustes al esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia, EDAC, teniendo en cuenta plantas con inversores, o evitando la salida de generación en redes del SDL, pues en el origen del Código de Redes no se tenía prevista la integración que existe actualmente en dicho nivel, y aspectos de supervisión para poder realizarlo de forma ordenada.
- Se introduce un nuevo modelo de la carga para usuarios con conexión al STN y STR, el cual lo representaría de forma dinámica; esto permitirá mejorar el análisis de la red y el planeamiento operativo.
- Establecer niveles de cortocircuito mínimos basados en índices para la conexión a red de plantas solares y eólicas.
- Establecer niveles mínimos de cambios en el voltaje en la planeación y operación del sistema.
- Establecer criterio de recuperación del voltaje y la curva de soportabilidad ante huecos de tensión en la carga y los generadores diferentes a solares y eólicos.

Existen otros temas que tienen relación con la mejora de coordinación operativa, como por ejemplo generadores con consignas automáticas, lo cual está siendo abordado en la Resolución CREG 701 086 de 2025 con la implementación del Despacho económico de Operación en Tiempo Real.

Acorde a todo lo anterior, en relación con la necesidad de aumentar la fortaleza de la red y prepararla ante el volumen de renovables que se incorporarían a futuro, la Comisión considera necesario ajustar y reglamentar nuevos requerimientos en el Código de Redes, en temas de planeamiento, conexión y operación que pueden ser desarrollados en el corto plazo.

En consecuencia,

RESUELVE:

Artículo 1. Modifíquese el numeral 7.2, Línea de Transmisión para Acometida al STN del Código de Conexión Anexo general de la



Por la cual se establecen disposiciones para aumentar la fortaleza de la red en el Sistema Interconectado Nacional

Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 7.2 del Código de Conexión, Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por el artículo 3 de la Resolución CREG 060 de 2019 quedará así:

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

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

En los casos para los que el CNO prevea que por Mantenimientos Mayores de activos del STN, de los que trata la Resolución CREG 011 de 2009, se causará una situación inevitable de desatención de demanda, se podrá autorizar conexiones temporales en "T" para ejecución de dichos mantenimientos. Para tal fin el interesado deberá realizar la solicitud al CND y CNO, acompañado del análisis técnico y de alternativas de conexión. Luego, el CND y CNO, tras su evaluación, podrán otorgar el visto bueno condicionado la aprobación en un Acuerdo del CNO que incluya la validación de los ajustes eléctricos y de los sistemas de protección que se requieren.

Deberá tenerse en cuenta que la temporalidad de la medida para conexión en "T" por Mantenimientos Mayores de activos debe limitarse de manera estricta al plazo definido por el CNO, y que este plazo no podrá ser superior a dos semanas. El incumplimiento del plazo autorizado deberá ser informado a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para lo de su competencia.

Ante eventos que ocurran en la conexión en "T", que causen desatención de demanda, se deberá calcular la compensación establecida en el numeral 4.8.3 del anexo de la Resolución CREG 011 de 2009, o la que la modifique o sustituya, considerando el evento como si hubiese ocurrido en el activo en el que se produjo la conexión en "T". (...)

Artículo 2. Modifíquese el numeral 5.1.1 del Anexo Código de Planeamiento Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 5.1.1 del anexo Código de Planeamiento quedará así:

(...) 5.1.1. TENSIÓN.

El STN se planeará de tal forma que permita, en conjunto con la generación, los sistemas de transmisión regionales y los sistemas de distribución local, asegurar que la tensión en las barras de carga a nivel de 220 kV y superiores no sea inferior al 90% del valor nominal, ni superior al 110%.



Por la cual se establecen disposiciones para aumentar la fortaleza de la red en el Sistema Interconectado Nacional

Adicionalmente, se tendrán en cuenta niveles mínimos de cambios en el voltaje $V_t\%$ frente a acciones operativas y/o eventos. Dicho valor $V_t\%$ será definido en resolución independiente incluyendo su esquema de aplicación. Este valor tiene el propósito de que los niveles de cortocircuito del sistema deben ser tales que, la conexión y/o desconexión de equipos de compensación reactiva, la desconexión de la totalidad de la carga de una subestación o la desconexión en un extremo de una línea de transmisión no debe generar cambios en la tensión superiores a un valor en porcentaje $V_t\%$ del voltaje nominal. En el caso de líneas de transmisión, este cambio se medirá en el extremo en el cual se mantiene la conexión de la línea (...)

Artículo 3. Adiciónese el numeral 5.2.1 al Código de Planeamiento Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 5.2.1 del Código de planeamiento anexo de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

(...) 5.2.1 Niveles de cortocircuito por seguridad

En la planeación de la expansión del sistema deberá preverse el cambio en los niveles de cortocircuito ante la conexión de plantas solares o eólicas al STN, STR o SDL, para lo cual deberá utilizarse índices de medición del nivel de corto circuito. La Comisión en regulación independiente definirá los índices de medición de nivel de corto circuito y su esquema de aplicación. (...)

Artículo 4. Adiciónese el numeral 7.3.1 al Anexo Código de Conexión Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 7.3.1 del Código de Conexión quedará así:

(...) 7.3.1 Curva de soportabilidad ante depresiones de tensión para conexión de cargas

Se tendrán en cuenta curvas de soportabilidad ante depresiones de tensión para la conexión de cargas en el STN y STR. Esta curva será definida en resolución independiente incluyendo su esquema de aplicación (...)

Artículo 5. Adiciónese el numeral 8.2.5 al Anexo Código de Conexión Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 8.2.5 del Código de Conexión Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

(...) 8.2.5 Curva de soportabilidad ante depresiones de tensión para conexión de generadores al STN y STR diferentes a solares y eólicos

Se tendrán en cuenta las curvas de soportabilidad ante depresiones de tensión para la conexión de generadores diferentes a solares y eólicos



Por la cual se establecen disposiciones para aumentar la fortaleza de la red en el Sistema Interconectado Nacional

en el STN y STR. Esta curva será definida en resolución independiente (...)

Artículo 6. Estudios a adelantar por el CND. Con el fin de adelantar las discusiones de que tratan los artículos 2, 3, 4 y 5 de esta resolución, y soportar a la CREG, el CND deberá realizar un estudio en que se brinden alternativas de adopción de los siguientes temas:

- a) Índices de medición de nivel de cortocircuito a tener en cuenta en los estudios de conexión asociados a plantas solares y eólicas, que servirán para analizar el nivel de cortocircuito y la aprobación del punto de conexión.
- b) Niveles mínimos de cambios en el voltaje ($V_t\%$)
- c) Curvas de soportabilidad ante depresiones de tensión para conexión de cargas y generadores diferentes a solares y eólicos con conexión al STN y STR.
- d) Criterios sobre recuperación dinámica del voltaje

En el estudio deberán tenerse en cuenta experiencias internacionales, simulaciones del sistema, avance de la tecnología y encuestas a desarrolladores.

Las alternativas analizadas deberán ser discutidas de forma simultánea en el CNO y sobre cada una de ellas se deberá identificar las ventajas y desventajas de su adopción.

El CND deberá realizar un taller con los agentes del mercado y demás interesados para la presentación del estudio y finalmente enviarlo a la CREG para su adopción mediante regulación. El CND contará con un plazo de 3 meses contados a partir de la entrada en vigor de la presente resolución para adelantar el estudio de que trata este artículo.

Artículo 7. Criterios sobre el voltaje en la planeación de la operación y durante la operación. Adiciónese el siguiente criterio a los numerales 2.2.2 y 5.1 al Anexo Código de Operación:

(...) - Posterior a una falla trifásica en una línea de la red del STN o STR despejada en tiempo de protección principal (inferior a un tiempo t en ms), los voltajes en las barras del sistema deben cumplir con un criterio dinámico de recuperación del voltaje que será definido en Acuerdo CNO. (...)



Por la cual se establecen disposiciones para aumentar la fortaleza de la red en el Sistema Interconectado Nacional

Parágrafo. Para el cumplimiento de este artículo, el CND deberá primero realizar un estudio en que se brinden alternativas de adopción con base en simulaciones del sistema y presentarlo en un taller con los agentes del mercado y demás interesados. El CND contará con un plazo de 3 meses contados a partir de la entrada en vigor de la presente resolución para adelantar el estudio de que trata este artículo.

Artículo 8. Activación de la Regulación Primaria de Frecuencia en plantas solares y eólicas. Las plantas eólicas y solares que apliquen las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022 que se encuentren en operación comercial deberán encender o activar el control de regulación primaria para cumplir con el requerimiento ante eventos de subfrecuencia conforme a las anteriores resoluciones y respecto de su generación programada así:

- a) A partir del mes siguiente a la entrada en vigor de esta resolución, durante un periodo de 3 meses deben prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia equivalente al 1% de su generación horaria programada.
- b) Finalizado el periodo anterior y durante 3 meses adicionales, deben prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia equivalente al 2% de su generación horaria programada.
- c) Finalizado los periodos de transición establecidos en los anteriores literales, les aplicará el porcentaje definido en la Resolución CREG 023 de 2001 para prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia.

Parágrafo 1. Las plantas deberán tener los modelos de planta validados conforme a las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022.

Parágrafo 2. Si una planta solar o eólica entra en operación comercial una vez se encuentre en vigor esta resolución, les aplicará los mismos plazos establecidos en este artículo para la activación del servicio de regulación primaria de frecuencia, contados a partir del mes siguiente en que se validen los modelos de planta conforme las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022.

Artículo 9. Regulación primaria de frecuencia en plantas no despachadas centralmente diferentes a solares y eólicas. El CND deberá contratar la realización de pruebas de regulación primaria de frecuencia a todas las plantas diferentes a solares y eólicas que sean no despachadas centralmente y de capacidad efectiva neta mayor a 1 MW, para lo cual construirá un cronograma. El auditor de las pruebas será a costo de los



Por la cual se establecen disposiciones para aumentar la fortaleza de la red en el Sistema Interconectado Nacional

agentes generadores propietarios o representantes de dichas plantas. Para la realización de las pruebas se deberá:

- a) Antes de las pruebas, para cada planta se debe entregar el modelo de la misma, que represente sus condiciones de operación actual. Para esto los agentes tendrán un plazo de 30 días hábiles a partir de la entrada en vigencia de esta resolución. El CND indicara la forma en que se entregan los modelos.
- b) En el caso de no pasar las pruebas o de no realizarlas, el CND construirá una lista de plantas que no las superan o no las realizan y los reportará ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios por presunto incumplimiento del Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995, y por poner en riesgo la operación segura y confiable del sistema.

Artículo 10. Modifíquese el numeral 2.2.4 del Código de Operación Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 2.2.4 del código de Operación Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

(...) 2.2.4 DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA.

Cuando el SIN enfrente un evento transitorio de frecuencia originado por un desbalance apreciable entre la generación y la carga, por pérdida de unidades generadoras o fraccionamiento de la red, se mantendrá la frecuencia en sus valores operativos con el esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia. El esquema se diseña de acuerdo con los siguientes criterios:

- El disparo de la unidad de mayor capacidad del sistema no deberá activar la primera etapa de desconexión.*
- En ningún momento la frecuencia podrá ser inferior a 57.5 Hz. Esta restricción la establecen las unidades térmicas, las cuales no podrán operar por debajo de esta frecuencia un tiempo superior a 48 segundos durante su vida útil.*
- En contingencias se debe minimizar el tiempo que la frecuencia permanezca por debajo de 58.5 Hz, para evitar la pérdida de vida útil de las plantas térmicas. Según recomendación de fabricantes estas plantas pueden operar con esta frecuencia hasta 30 minutos durante toda su vida útil.*
- Después de 10 segundos de ocurrido un evento, la frecuencia del sistema deberá estar por encima del umbral de la primera etapa del esquema de Desconexión Automática de Carga.*



Por la cual se establecen disposiciones para aumentar la fortaleza de la red en el Sistema Interconectado Nacional

- Se deberá optimizar la cantidad de carga a desconectar en eventos, evitando al máximo la sobrefrecuencia, es decir, frecuencias superiores a 60 Hz después de ocurrido un evento.

- El disparo de la unidad síncrona o planta de generación conectada mediante inversores de mayor capacidad del sistema no deberá activar la primera etapa de desconexión.

El CNO definirá mediante acuerdo las contingencias en generación y transmisión para las cuales se diseñará el EDAC. En todo caso, frente a estas contingencias no se deben presentar desconexiones adicionales de generación por excursión de las bandas de soportabilidad de frecuencia o de los límites de soportabilidad ante tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF instantáneo).

- *Diseño del Esquema:*

Cada empresa distribuidora habilitará hasta el 60% de su demanda para ser desconectada por relés de baja frecuencia, con el fin de que el SIN pueda soportar la salida de grandes plantas de generación y se eviten, en lo posible, colapsos totales.

Mediante estudios de estabilidad dinámica y aplicando los criterios definidos en este Código, el CND determinará para cada área operativa el número de etapas a implementar, el porcentaje de demanda total a desconectar en cada etapa y la temporización correspondiente. El esquema será sometido a consideración de las empresas a finales de abril de cada año. El CND revisará la propuesta teniendo en cuenta los comentarios de las empresas y colocará a su disposición el informe del esquema definitivo antes del 31 de mayo de cada año. Las empresas deberán tener implantado el esquema antes del 30 de junio del mismo año.

El manejo y distribución de la carga a desconectar será efectuado por áreas operativas, de forma tal que cada una de ellas cumpla con los porcentajes asignados. Asimismo, al interior de cada una de las áreas operativas se asignarán los porcentajes de desconexión por empresa distribuidora, el cual se calculará como la demanda del distribuidor sobre la demanda total del área operativa a que pertenezca.

Cada empresa distribuidora, en coordinación con las comercializadoras que operen en su área de influencia, seleccionará los usuarios que estarán en las diferentes etapas de Desconexión Automática de Carga, excluyendo en lo posible a los usuarios no regulados aislables, excepto cuando esté comprometida la seguridad del sistema.

La selección de los circuitos y usuarios que estarán en las diferentes etapas de Desconexión Automática de Carga deberá evitar la



Por la cual se establecen disposiciones para aumentar la fortaleza de la red en el Sistema Interconectado Nacional

desconexión de generación adicional conectada a nivel del SDL. En caso de que esto no sea posible, se tendrá en cuenta la demanda neta (demanda menos generación) para efectos del cumplimiento del porcentaje de desconexión asignado. En ningún caso se deberán seleccionar o desconectar circuitos cuya demanda neta (Demanda menos generación), sea menor que cero, es decir, no se deberán desconectar circuitos que se encuentren inyectando potencia activa al sistema.

Una vez transcurrido el transitorio y obtenida una condición estable en la frecuencia, el restablecimiento de la carga desconectada por los relés de baja frecuencia se hará bajo coordinación de los CRDs y el CND. Ante la imposibilidad de reposición de carga por restricciones operativas, se aplicarán las mismas normas establecidas en este Código para la desconexión de carga en casos de emergencia y el estatuto de racionamiento.

En donde el esquema de desconexión nacional sea insuficiente, por ejemplo, en áreas radiales o que a pesar de ser enmalladas se prevé su aislamiento del SIN, las empresas que estén localizadas en estas áreas deberán instalar esquemas suplementarios que permitan conservar parte de su carga y generación en condiciones de aislamiento. Estos esquemas suplementarios serán analizados entre el CND, los CRDs y las empresas involucradas y aprobados por el CNO.

Adicionalmente y teniendo en cuenta que la actuación del EDAC puede generar condiciones de altos voltajes en el sistema producto de la desconexión masiva de carga, se debe incluir en el diseño del esquema la instalación de lógicas de control automático en los equipos de compensación reactiva estáticos (reactores y capacitores), lo cual permitirá su conexión o desconexión en coordinación con la activación de cada una de las etapas del EDAC.

Supervisión del Esquema:

Las empresas informarán al CND y los CRDs según el caso, sobre los circuitos seleccionados para desconexión automática, especificando la curva de carga horaria del circuito, la etapa a la cual se ajustó el relé y las características del relé (tipo: electrónico o mecánico, marca, precisión; rangos de ajuste: frecuencia y temporización; tiempo de actuación del relé y del interruptor).

Después de un evento de frecuencia, el CND recibirá directamente o a través de los CRDs, según el caso, la información de las cargas deslastradas (MW). El CND utilizando los registros de teled medida, registro digital de frecuencia y programas computacionales, podrá determinar que área o empresa no cumple con los porcentajes



Por la cual se establecen disposiciones para aumentar la fortaleza de la red en el Sistema Interconectado Nacional

establecidos en el esquema. Esta labor también podrá ser asistida por los CRDs. La empresa que incumpla el porcentaje establecido, deberá justificarlo en el término de una semana y en caso de no encontrarse una razón técnica, se elevará la reclamación a la entidad correspondiente, quien definirá las acciones a seguir.

La potencia activa neta disponible para cada una de las etapas del esquema de deslastre de carga será supervisada en tiempo real por las empresas y los Operadores de Red, e informada en tiempo real al CND mediante los protocolos de comunicación definidos para el sistema SCADA (...)

Artículo 11. Adiciónese el numeral 6.6 al Anexo Código de Operación Resolución CREG 025 de 1995. El numeral 6.6 del Anexo Código de Operación quedará así:

(...) 6.6 MODELO DINÁMICO DE CARGA.

El CNO deberá expedir un acuerdo en donde se establezcan los modelos dinámicos de carga de tal forma que represente el comportamiento dinámico RMS y EMT de cualquier usuario en el STN y STR.

El acuerdo deberá indicar, entre otros, la estructura de los modelos de carga, su reporte, actualización y seguimiento a la calidad de estos modelos y las validaciones que debe realizar el OR y el TN sobre el comportamiento dinámico del mismo.

El transportador (TR) u operador de red (OR) responsable del punto de conexión donde esté conectado cualquier usuario (carga) en el STN y STR deberá suministrar al CND el modelo de los mismos.

Dicho modelo deberá ser validado por el TR u OR teniendo en cuenta mediciones reales de potencia activa, potencia reactiva, frecuencia y voltaje con una tasa de muestreo superior a 10 muestras por segundo.

Cuando el CND identifique que el modelo de carga suministrado no reproduce las condiciones reales de operación, reportará esta situación al CNO y al TR u OR responsable. El OR dispondrá de 2 meses contado a partir de la notificación del CND para realizar los ajustes a que hubiera lugar (...)

Parágrafo. El CNO tendrá un plazo de 6 meses, contados a partir de la entrada en vigor de la presente resolución, para expedir los acuerdos correspondientes a este artículo. Una vez publicados por el CNO, los OR y TR dispondrán de un plazo de 12 meses para informar los modelos.

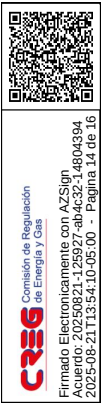


Por la cual se establecen disposiciones para aumentar la fortaleza de la red en el Sistema Interconectado Nacional

Artículo 12. Vigencia. Esta resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial* y deroga las normas que le sean contrarias.

Dada en Bogotá, D.C.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE



REGISTRO DE FIRMAS ELECTRONICAS

Proyecto_Resolución_CREG_701_099_2025

Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo: 20250821-125927-ab4c32-14804394

Creación: 2025-08-21 12:59:27

Estado: Finalizado

Finalización: 2025-08-21 13:54:09



Escanee el código
para verificación

Firma: Director Ejecutivo

Antonio Jiménez

@creg.gov.co

13744211

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Revisión: Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales - OARE

Juan Carlos Bedoya

jcbedoya@minenergia.gov.co

18519566

Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

Ministerio de Minas y Energía



CREG
Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20250821-125927-ab4c32-14804394
2025-08-21T13:54:10-05:00 - Página 15 de 16

REPORTE DE TRAZABILIDAD			 Escanee el código para verificación
Proyecto_Resolución_CREG_701_099_2025			
Comisión de Regulación de Energía y Gas gestionado por: azsign.com.co			
Id Acuerdo: 20250821-125927-ab4c32-14804394		Creación: 2025-08-21 12:59:27	
Estado: Finalizado		Finalización: 2025-08-21 13:54:09	
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.: 2025-08-21 12:59:28 Lec.: 2025-08-21 13:20:45 Res.: 2025-08-21 13:20:48 IP Res.: 191.156.154.173
Firma	Antonio Jimenez @creg.gov.co Director Ejecutivo Comisión de Regulación de Energía y Gas	Aprobado	Env.: 2025-08-21 13:20:48 Lec.: 2025-08-21 13:53:56 Res.: 2025-08-21 13:54:09 IP Res.: 191.95.23.227