



RESOLUCIÓN NÚMERO

DE

()

“Por la cual se establecen lineamientos y planes de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica, y se dictan otras disposiciones”

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

En uso de las facultades legales y en especial de las conferidas en el numeral 6 del artículo 2 º del Decreto 381 de 2012, el parágrafo 3º del artículo 17 de la Ley 56 de 1981, adicionado por el artículo 36 de la Ley 2099 de 2021, el artículo 61 de la Ley 489 de 1998; y

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 365 de la Constitución Política establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es su deber asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional, que así mismo estos servicios públicos están sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares, y el Estado mantendrá la regulación, control y la vigilancia dichos servicios.

Que, el artículo 4 de la Ley 143 de 1994 establece que el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tendrá como objetivos: abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera; asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector; y mantener los niveles de calidad y seguridad establecidos.

Que, de acuerdo con el artículo 5 de la Ley 143 de 1994, la generación e interconexión de electricidad, entre las demás actividades de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica, se encuentran destinadas a satisfacer necesidades colectivas primordiales de forma permanente, razón por la cual son consideradas servicios públicos de carácter esencial, obligatorio y solidario, y de utilidad pública.

Que, el artículo 6 de la Ley 143 de 1994 indica que las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, entre las que se encuentran las de generación e interconexión, se rigen por los principios de eficiencia, continuidad, adaptabilidad y equidad, entre otros.

Que, el artículo 12 de la Ley 143 de 1994 ordena que *"la planeación de la expansión del sistema interconectado nacional se realizará a corto y largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos"*.

Que, el literal a) del artículo 16 de la Ley 143 de 1994 señala que le corresponde a la Unidad de Planeación Minero-Energética —UPME, entre otras, las siguientes funciones la de establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energéticos, y en según su Literal c) le corresponde elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

Que, de acuerdo con el artículo 18 de la Ley 143 de 1994, compete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución. Los planes de generación y de interconexión serán de referencia y buscarán orientar y racionalizar el

esfuerzo del Estado y de los particulares para la satisfacción de la demanda Nacional de electricidad en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético. Así mismo, el Gobierno Nacional tomará medidas para que entren en operación aquellos proyectos previstos en el Plan de Expansión de referencia del sector eléctrico, que no hayan sido escogidos por otros inversionistas, de tal forma que satisfagan los requerimientos de infraestructura contemplados en dicho plan.

Que, el literal n) del artículo 23 de la Ley 143 de 1994 indica que le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas —CREG*” Definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía.*

Que, el artículo 33 de la Ley 143 de 1994 establece que la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se *“hará procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio, mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica y conveniente para el país”.*

Que, el artículo 36 de la Ley 143 de 1994 establece que la función principal del Consejo Nacional de Operación –CNO es: *“acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación”.*

Que, conforme con el artículo 11 de la Ley 143 de 1994, define al Centro Nacional de Despacho –CND como la *“es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional”.*

Que, el artículo 34 de la Ley 143 de 1994 establece que es función del CND, entre otras, la de *“planear la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica”.*

Que, derivado con lo dispuesto por la Ley 489 de 1998, el Ministro de Minas y Energía es el director del Sector Administrativo de Minas y Energía, y por lo tanto es el encargado de dirigir y orientar este sector, incluidas las entidades vinculadas y adscritas a tal sector.

Que, en virtud de lo dispuesto en los numerales 2 y 3 del artículo 59 de la Ley 489 de 1998, son funciones de los Ministerios: *“Preparar los proyectos de decretos y resoluciones ejecutivas que deban dictarse en ejercicio de las atribuciones que corresponden al Presidente de la República como suprema autoridad administrativa y dar desarrollo a sus órdenes que se relacionen con tales atribuciones” y “Cumplir las funciones y atender los servicios que les están asignados y dictar, en desarrollo de la ley y de los decretos respectivos, las normas necesarias para tal efecto”.*

Que, los artículos 1o y 2o del Decreto 381 de 2012, *“Por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía”*, establecen como objetivos de dicho Ministerio, *“formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas”* del Sector de Minas y Energía; y como funciones, entre otras, *“articular la formulación, adopción e implementación de la política pública del sector administrativo de minas y energía”, y “formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica”, “adoptar los planes generales de expansión de generación de energía y de la red de interconexión y establecer los criterios para el planeamiento de la transmisión y distribución”, así como “expedir los reglamentos técnicos sobre producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica y gas combustible, sus usos y aplicaciones”.*

Que XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., es una empresa de servicios públicos mixta, creada en virtud de la autorización legal contenida en el parágrafo 1 del artículo 167 de la Ley 142 de 1994 y que se encuentra sometida al régimen jurídico establecido en la Ley 142 de 1994, la Ley 143 de 1994 y en las normas del derecho privado.

Que, conforme con lo establecido en el Decreto 848 del 28 de marzo de 2005, el objeto de XM consiste en el desarrollo de las funciones de *“planeación y coordinación de la operación de los recursos del sistema interconectado nacional y la administración del sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista, así como la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del sistema interconectado nacional con sujeción a lo dispuesto en el Reglamento de Operación expedido por la CREG”,*

los acuerdos expedidos por el CNO y la normatividad vigente que le sea aplicable en Colombia.

Que, el Consejo Nacional de Operaciones (CNO) a través Informe No. 799 del 3 de julio de 2025 ha identificado eventos sistémicos de carácter eléctrico, así como eventos de ciberseguridad, que afectan directamente la continuidad del suministro energético y pueden ocasionar la suspensión del servicio, por lo que se evidencia la necesidad de adoptar medidas para prevenir que tales eventos ocurran o minimizar su probabilidad de ocurrencia.

Que, en relación con la ciberseguridad, mediante el Acuerdo CNO 1502 del 2 de diciembre de 2021, se aprobó la actualización de la Guía de Ciberseguridad, la cual cuenta con el Anexo 1 sobre los criterios de activos críticos.

Que, mediante oficio del Consejo Nacional de Operaciones (CNO) al Ministerio de Minas y Energía con radicado 01-2025-011214 del 13 de marzo de 2025, se identifican 31 subestaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN) que se encuentran con su capacidad de corto circuito agotada y otras 20 más próximas a agotarse.

Que, en oficio antes mencionado del con, se evidencia la vulnerabilidad en los Sistemas de Distribución Local, por lo que es necesario que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) identifique las necesidades de optimizar la capacidad de transporte del SIN por medio de obras estratégicas que deben ser ejecutadas en los Sistemas de Distribución Local (SDL) para contribuir al soporte de la atención del servicio ante eventos que comprometan la resiliencia del sistema.

Que, el Grupo de Energía de Bogotá mediante Escrito de “COMENTARIOS AL ESTUDIO DE NUEVAS UNIDADES CONSTRUCTIVAS Y ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS. INFORMES 1 AL 3” del 18 de diciembre de 2024 manifestó a la CREG del 18 de diciembre de 2024, que *“(…) Dadas las condiciones actuales de agotamiento de la capacidad de cortocircuito en subestaciones del STN, es importante que se considere la capacidad de cortocircuito como una variable principal en la caracterización de las UCs de subestaciones cuando corresponda”*.

Que, que en el mismo escrito expresó que no se han hecho las inversiones requeridas para mejorar la capacidad de corto circuito debido a que la metodología de remuneración establecida no discrimina las Unidades Constructivas por su capacidad de corto circuito, lo que lleva a que sea probable que no se generen los incentivos necesarios para realizarlas.

Que, conforme a advertencias del CNO, ante una falla que ocasione una corriente de cortocircuito monofásica o trifásica en una S/E con capacidad de cortocircuito agotada puede ocasionar una pérdida total de la infraestructura, interrupción en el suministro a una cantidad considerable de usuarios, daños en los equipos y riesgos en la seguridad

Que, la Resolución CREG 011 de 2009, establece la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

Que el parágrafo 1 del artículo 17 de la Resolución CREG 011 de 2009, indica que al momento de hacer un inventario de Unidades Constructivas para su respectivo reporte, de no existir la correspondiente unidad Constructiva se asociará con aquella más parecida.

Que, la Resolución CREG 015 de 2018 establece la metodología de remuneración de la actividad de distribución del servicio de energía eléctrica y en su artículo 3 define a las Unidades Constructivas Especiales, como *“aquella que contiene elementos con características técnicas que no la hace asimilable a las UC definidas”*.

Que, el inciso 3 del capítulo XIV del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018 define las condiciones que deben cumplir las Unidades Constructivas Especiales para que sean aceptadas dentro del plan de inversiones de distribución.

Que, ENEL mediante el radicado 1-2025-052368 del 17 de octubre de 2025 indica que los Sistemas de Distribución Local (SDL) han sido objeto de constantes afectaciones ante distintos fenómenos naturales donde en los últimos 5 años se han visto afectados cerca de 446.000 usuarios por el daño de infraestructura.

Que, de acuerdo con lo expuesto, el Ministerio de Minas y Energía (MME) ha evaluado las condiciones actuales conforme a la información allegada por los diferentes agentes y del sistema, por lo cual mediante Concepto 3-2025-044016 de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales, considera necesario que las instituciones y los agentes del Sistema Interconectado Nacional – SIN avancen en la incorporación de nuevos criterios de planificación y desarrollo de la infraestructura, que le den capacidad de resiliencia al sistema.

Que, en cumplimiento de lo establecido en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo señalado en el Decreto número 270 de 2017 y las Resoluciones números 40310 y 41304 de 2017, el presente acto administrativo se publicó para comentarios en la página web del Ministerio de Minas y Energía durante los días [•] a [•] de [•] de 2025, y los comentarios fueron recibidos y resueltos de conformidad con lo establecido por la normatividad vigente.

Que, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.2. del artículo 2.2.2.30.4 del Decreto 1074 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Comercio, Industria y Turismo, este Ministerio procedió a evaluar el presente acto administrativo, y encontró que, en tanto que la presente resolución se orienta a garantizar la seguridad en el suministro del servicio público de energía eléctrica, no se requiere informar a la Superintendencia de Industria y Comercio respecto del contenido de la norma a expedir.

Que, en mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1. Objeto. Establecer lineamientos y planes de respuesta con el fin de mantener una operación segura y confiable del Sistema Interconectado Nacional (SIN) que asegure el suministro del servicio de energía eléctrica a los usuarios, previniendo y mitigando los efectos de eventuales afectaciones a la atención de la demanda de energía eléctrica por la ocurrencia de situaciones extraordinarias, transitorias o críticas que puedan materializarse y que se deriven de la ocurrencia de fallas de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto, amenazas y ataques de origen cibernéticos que pueden poner en riesgo la infraestructura energética; fallas o daños en la infraestructura eléctrica derivadas de inundaciones, deslizamientos o agotamiento de la capacidad de diseño, vulnerabilidad de la infraestructura eléctrica frente al cambio climático y fallas o daños de la infraestructura derivados de ataques mal intencionados, entre otros; además de establecer medidas extraordinarias tendientes a resolver las condiciones de rezago en las actualizaciones requeridas en el SIN para el abastecimiento confiable y seguro de la demanda de energía eléctrica.

Artículo 2. Definiciones. Para la implementación y aplicación de la presente resolución, se tendrán en cuenta, además de aquellas establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994, y en la regulación vigente, las siguientes definiciones:

Resiliencia del SIN: Capacidad de anticipar, prepararse y adaptarse rápidamente a las condiciones cambiantes y de soportar, responder y recuperarse de eventos extraordinarios, transitorios o críticos, los cuales pueden afectar la continuidad y la calidad del suministro de electricidad. Este concepto incluye, entre otros, la capacidad de soportar, responder y recuperarse a eventos de baja probabilidad y alto impacto, como desastres naturales, fallas de múltiples equipos, eventos y condiciones derivadas del cambio climático, ataques cibernéticos, fallas en elementos del sistema, sobrecargas, cortocircuitos, situaciones provocadas por el ser humano o situaciones fortuitas, los cuales pueden afectar la continuidad y la calidad del suministro de electricidad.

Ciberseguridad: Conjunto de medidas y acciones destinadas a proteger las infraestructuras críticas de energía eléctrica contra amenazas y ataques de origen cibernético. Esto incluye la prevención, detección, contención, respuesta y recuperación ante incidentes que puedan comprometer la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, garantizando la integridad, confidencialidad y disponibilidad de los sistemas, y de los datos operativos.,

CAPITULO I

LINEAMIENTOS PARA EL DESARROLLO DE RESILIENCIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)

Artículo 3. Identificación de condiciones que pueden generar deficiencias en la resiliencia del sistema eléctrico. En un plazo no mayor a un (1) año, el Centro Nacional de Despacho (CND) con apoyo del Consejo Nacional de Operación (CNO) deberá diseñar y publicar una metodología para identificar las situaciones o eventos en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y Sistema de Transmisión Regional (STR) y sistemas de Distribución Local (SDL) que comprometan la resiliencia del sistema y puedan ocasionar un alto impacto a la atención segura, confiable y continua de la demanda ante eventos de baja probabilidad ante amenazas de origen cibernético o daños en la infraestructura eléctrica derivadas de fenómenos naturales, ataques mal intencionados o agotamiento de capacidad por crecimiento del sistema, entre otros. Con la aplicación de esta metodología se deberá determinar el nivel de criticidad de cada evento en función del impacto para la seguridad, confiabilidad y continuidad en la prestación del servicio.

Parágrafo. La metodología elaborada debe estar acorde a la regulación vigente establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), especialmente en lo relativo al código de operación. En un plazo no mayor a seis (6) meses, la CREG deberá evaluar y actualizar lo pertinente conforme a las disposiciones del presente artículo.

Artículo 4. Incorporación al Plan de Expansión de Obras para garantizar la resiliencia. El CND con apoyo del CNO, deberá actualizar cada año la identificación de situaciones o eventos que pueden afectar la resiliencia del STN y STR, teniendo en cuenta la metodología establecida en el artículo 3 de esta Resolución. Así mismo, la UPME en los Planes de Expansión deberán incluir el desarrollo de obras tendientes a minimizar las afectaciones producto de fallas de alto impacto que comprometan la resiliencia del sistema.

Parágrafo 1. Los Operadores de Red (OR), deberán aplicar para las redes del STR la metodología desarrollada por el CND y el CNO, e incluir en sus planes de expansión las obras requeridas para mitigar los riesgos para la atención segura, confiable y continua de la demanda y garantizar la resiliencia del sistema.

Parágrafo 2. Anualmente, y a más tardar en el mes de junio, los Transmisores Nacionales (TN) y los Operadores de Red (OR) del SIN, presentarán a la UPME un plan de obras para mejorar la resiliencia, seguridad y confiabilidad conforme a lo expuesto en la presente resolución, con el fin de que la UPME los considere en los estudios y análisis para la elaboración del Plan de Expansión del SIN. Las obras propuestas podrán incluir, entre otras, la construcción de tramos subterráneos, repotenciaciones, reconfiguraciones, instalación de redundancias en comunicaciones, telecomunicaciones y protecciones o migración de configuración de subestaciones que brinden mayor seguridad, confiabilidad y resiliencia.

Parágrafo 3. La valoración de los beneficios asociados a las obras identificadas bajo los criterios de resiliencia del sistema, deberán incluir los costos asociados a la no prestación del servicio bajo situaciones de alta exigencia o la ocurrencia de eventos de baja probabilidad, pero alto impacto que defina el CND, con el apoyo del CNO, conforme al artículo 3 de la presente Resolución.

Parágrafo 4 El CND y el CNO, en el marco de sus funciones y competencias, informarán a la UPME los riesgos operativos y obras que se identifiquen para mejorar la resiliencia del sistema.

Artículo 5. Criterios para mejorar la resiliencia del STN y del STR. Los planes de expansión del STN y STR, deberán considerar los siguientes lineamientos de resiliencia en el desarrollo de nueva infraestructura:

1. No se debe incentivar las nuevas subestaciones en configuración de Barra Sencilla o Anillo.

Continuación de la Resolución “Por la cual se definen un plan de choque para la aplicación de criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones”

2. No se debe incentivar el desarrollo de subestaciones radiales.
3. Se deberán integrar criterios de redundancia en comunicaciones (voz y datos), control, protecciones y servicios auxiliares como parte del desarrollo de nueva infraestructura del STN y STR, aprovechando al máximo la infraestructura existente.
4. Todo equipo de potencia debe contar con un sistema de protección independiente, redundante, sin puntos de falla comunes.
5. Los sistemas de protección deben diseñarse para el despeje oportuno de las fallas. Para lo anterior, se considerarán los siguientes tiempos en función de la tensión de operación de los equipos que se integran al SIN:
 - Equipos del STN con tensión de operación igual o superior a 220 kV, menos de 80 ms.
 - Equipos de potencia del STR (Nivel IV), menos de 100 ms.
6. Para las subestaciones existentes en configuración de Barra Sencilla, Barra Principal más Transferencia o en configuración de Anillo, se podrán realizar nuevas conexiones a dichas subestaciones siempre y cuando éstas se reconfiguren a topologías con mayor confiabilidad, como Interruptor y Medio, Doble Interruptor o Doble Barra en alguna de sus variantes.
7. En el STR, se implementarán criterios de redundancia en los transformadores de conexión al STN con el fin de que, ante la falla o salida permanente de un transformador, no se comprometan los criterios de seguridad y confiabilidad en la atención de la demanda.
8. Se restringirán los cruces de líneas que puedan implicar la salida simultánea de más de tres (3) circuitos de transmisión. En cruces de línea que comprometan la confiabilidad y seguridad de la operación integrada del sistema, se deberán desplegar acciones como la construcción de tramos de línea subterráneos.
9. La planeación de la expansión de las redes de transmisión del STN y del STR se realizará teniendo en cuenta que, ante la salida de un elemento por mantenimiento o indisponibilidad, la falla en un elemento adicional no comprometa los criterios de seguridad y confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente (criterio N-1 y N-1-1).
10. Disposición de unidades móviles y de reserva para atender fallos permanentes de equipo.
11. El CND con apoyo del CNO, definirá un programa de certificación de competencias para los operadores en tiempo real del SIN, el cual deberá incluir entrenamiento y capacitación teórica y práctica, y esquemas continuos de actualización y certificación de capacidades.

Parágrafo. La CREG en un plazo no mayor a seis (6) meses evaluará ajustar la regulación vigente para incorporar en el código de planeación, conexión y operación lo concerniente a los criterios y la remuneración de inversiones requeridas para garantizar la resiliencia del sistema interconectado nacional, y cualquier otro aspecto que se considere necesario.

Artículo 6. Lineamientos para la preparación y recuperación del servicio. La CREG En un plazo no mayor a seis (6) meses, deberá regular los requerimientos para desplegar las medidas de mitigación de riesgos que afecten la resiliencia del sistema y las acciones necesarias para una oportuna recuperación del servicio cuando se presenten eventos que comprometan la seguridad, confiabilidad y continuidad en la atención de la demanda. La regulación expedida por la CREG deberá considerarse al menos lo siguiente:

1. Definición de las necesidades, criterios técnicos, pruebas, remuneración, localización y auditorías del servicio complementario de arranque en negro.

2. Definición de los esquemas de comunicación de voz y datos redundantes requeridos para garantizar la recuperación oportuna del servicio.
3. Definición del esquema de compensación para garantizar la calidad (exactitud y precisión) y confiabilidad en la supervisión de las variables análogas y digitales, así como de los equipos y sistemas requeridos para la supervisión y control del sistema.
4. Requerimientos de oportunidad para la atención de la ejecución de maniobras en subestaciones desatendidas, incluidos esquemas de pruebas y auditorías para garantizar la respuesta ante instrucciones del CND.
5. Identificación de riesgos y definición de planes de recuperación del servicio en los STR y SDL, ante fallas permanentes de equipos de la red de transmisión ocasionados por eventos de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto.
6. Implementación de procesos periódicos de auditorías certificadas para el cumplimiento por parte de los Operadores de Red (OR) y Transmisores Nacionales (TR) de los criterios de resiliencia del sistema.
7. Implementación de procesos periódicos de auditorías certificadas para todos los esquemas de protección existentes en el STN y STR.
8. Implementación de procesos periódicos de auditorías certificadas para todos los esquemas de servicios auxiliares y operación autónoma en centros de control, subestaciones y plantas de generación.
9. Definición de criterios para el diseño, desarrollo, remuneración, seguimiento y auditoría a esquemas sistémicos de protección y control, como el (EDAC)Esquema de Desconexión Automática de carga y el Control Automático de Tensión (CAT).
10. Definición de criterios técnicos, roles y responsabilidades para establecer las situaciones en las cuales el CND podrá delegar parcial o totalmente, las funciones de supervisión, coordinación y control operativo definidas en la reglamentación vigente.

Artículo 7. Seguridad Informática para el STN y el STR. En un plazo no mayor a seis (6) meses, La CREG En un plazo no mayor a seis (6) meses, deberá regular los aspectos necesarios para mejorar la coordinación de los agentes del mercado, definir responsabilidades y establecer la remuneración de inversiones en modernización tecnológica para enfrentar las amenazas a los sistemas informáticos del sistema eléctrico energético.

La reglamentación para mejorar la Ciberseguridad del sistema eléctrico deberá incluir la realización de auditorías y evaluaciones periódicas de vulnerabilidad en la infraestructura tecnológica, el desarrollo de programas de capacitación continua en seguridad informática para los operadores y el personal técnico que participa en la planeación, operación del sistema, administración del mercado, las funciones y responsabilidades de un Equipo de Respuesta a Incidentes de Seguridad Informática (CSIRT) específico para el sector eléctrico.

La regulación emitida debe estar alineada con estándares internacionales de Seguridad Informática en sistemas eléctricos como *North American Electric Reliability Corporation (NERC)* e *International Electrotechnical Commission (IEC)* y entre otros, sujetos al criterio de la comisión.

Artículo 8. Obras estratégicas para los SDLs. La UPME, basada en la información de los planes de expansión de los Operadores de Red (OR), identificará las obras de expansión a nivel del SDL que sean requeridas para optimizar la capacidad de transporte del SIN.

Las obras que no sean adoptadas por el OR incumbente y desarrolladas en los plazos que determine la UPME podrán ser desarrolladas por terceros interesados a través de esquemas competitivos que minimicen los costos del desarrollo y operación de la infraestructura ampliada.

Parágrafo: En un plazo no mayor a seis (6) meses, la CREG establecerá los mecanismos y las condiciones para la participación de los terceros en los SDLs en los sistemas de los ORs.

Artículo 9. Resiliencia en el SDL. Los Operadores de Red (OR) en un plazo no mayor a seis (6) meses, remitirán a la CREG sus propuestas para mejorar la resiliencia de los SDL con base en al menos los siguientes criterios.

- Redundancia Crítica: Las redes con mayor redundancia podrían recibir incentivos tarifarios por reducir vulnerabilidad ante fallas simples.
- Capacidad de Operación en Isla: inversión en autonomía energética, especialmente en zonas rurales o estratégicas (hospitales, centros logísticos).
- Tiempo de Recuperación (TTR): Desempeño y metas mínimas para la recuperación del servicio ante un plan de respuesta de una emergencia.

La CREG dentro de los 6 meses siguientes al haber recibido la información entregada por los OR, ajustar la regulación vigente para remunerar dichas inversiones, considerando el impacto en los indicadores de calidad de prestación del servicio, la tarifa del componente distribución y los demás aspectos que la comisión considere pertinentes.

CAPITULO II

PLAN DE MITIGACIÓN DE RIESGOS ANTE EVENTOS QUE COMPROMETEN LA RESILIENCIA DEL SISTEMA ELECTRICICO

Artículo 10. Lineamientos para implementar el Plan de Acción para reconfiguraciones a corto plazo. El CND con el apoyo del CNO, la UPME, los Transmisores Nacionales y Operadores de Red, en un plazo no mayor a seis (6) meses deberán implementar un Plan de Acción para la Reconfiguración a corto Plazo que contemplen como mínimo los siguientes lineamientos:

1. Mitigar los riesgos de eventos que pueden comprometer la resiliencia del sistema.
2. Atender las obras necesarias en cruces de líneas que pueden comprometer la resiliencia del sistema, incluida la redundancia en los sistemas de protección.
3. Atender las obras necesarias en las subestaciones con capacidad de corto circuito agotada.
4. Mejorar la resiliencia de las subestaciones en configuración anillo, configuración barra sencilla y subestaciones alimentadas en forma radial que pueden comprometer la resiliencia del sistema.

Parágrafo. Dicho plan será remitido a la UPME para su consideración en incorporación en los Planes de Expansión. De los resultados del plan de acción del que trata el presente artículo, el MME establecerá las obras que deberán ser ejecutadas en el sistema para aumentar la seguridad, confiabilidad y resiliencia de la infraestructura del SIN.

Artículo 11. Remuneración de inversiones para mitigar condiciones que afecten la resiliencia de la infraestructura a través costos definidos por la CREG. Las obras y proyectos identificados, tanto del STN como del STR, en el artículo 10 de la presente resolución serán remunerados a los ejecutores de estas, de acuerdo con los mecanismos que, en un término no superior a dos (2) meses, defina la CREG.

Para lo anterior, la Comisión podrá considerar como criterio, entre otros, los costos eficientes auditados de las obras, los costos definidos para las unidades constructivas o las unidades constructivas especiales. Así mismo, la CREG deberá establecer mediante resolución, lo concerniente a la remuneración de inversiones requeridas para mantener la resiliencia del sistema interconectado nacional y evaluar situaciones puntuales remitidas por la UPME, que requieran otros ajustes normativos encaminados a mejorar la resiliencia de la infraestructura eléctrica, considerando disminuir los impactos y los costos de las obras.

Parágrafo 1. Una vez presentada la solicitud por parte del responsable de la obra, la CREG deberá iniciar la actuación administrativa que termina con la aprobación respectiva de la remuneración correspondiente.

Parágrafo 2. En caso ampliaciones del STN y obras del STR, cuando el ejecutor no desee ejecutar las inversiones previstas, deberá formalizarlo a la UPME, en un plazo no mayor a dos (2) meses, mediante comunicado oficial para que el planeador realice lo correspondiente.

Artículo 11b. Remuneración de inversiones para mitigar condiciones que afecten la resiliencia de la infraestructura con UC especial. Los proyectos identificados, tanto del STN como para el STR, con la aplicación de lo establecido en el artículo 10 de la presente resolución serán remunerados a los ejecutores de los mismos, a solicitud del interesado, a través de la justificación del costo detallado de cada equipo que la compone y los costos de instalación asociados. Para adquisiciones directas se debe adjuntar al menos tres cotizaciones de suministro e instalación de los equipos que la conforman y para adquisiciones a través de concursos abiertos o licitaciones se deben enviar los documentos que acreditan su realización incluyendo los pliegos de solicitudes, términos de referencia, etc.

Parágrafo 1. El recaudo para la remuneración de la inversión (CAPEX) y la Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) de las obras a las que hace referencia el presente artículo, deberán ajustarse de acuerdo a la regulación vigente.

Parágrafo 3. Una vez presentada la solicitud por parte del responsable de la obra, la CREG deberá iniciar la actuación administrativa que termina con la aprobación respectiva de la remuneración correspondiente.

Parágrafo 4. En caso ampliaciones del STN y obras del STR, cuando el ejecutor no desee ejecutar las inversiones previstas, deberá formalizarlo a la UPME, en un plazo no mayor a dos (2) meses, mediante comunicado oficial para que el planeador realice lo correspondiente.

CAPITULO III

SOPORTE DEL SIN POR MEDIO DE REDES INTERNACIONALES

Artículo 12. Obras que permitan nuevas interconexiones internacionales que presten apoyo al SIN. Las obras y proyectos identificados que causen dependencia respecto a tramites ambientales o de consultas previas para nuevas interconexiones internacionales serán incluidos dentro del plan de expansión que elabora la UPME y se podrán considerar los esquemas de remuneración/valoración propuestos en el artículo 11 de la presente resolución.

Artículo 13. Vigencia. Esta resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., el

EDWIN PALMA EGEA

Ministro de Minas y Energía