



Unidad de Planeación
Minero Energética

RESOLUCIÓN No. 000567 de 2026



2026-08-06

Radicado : 202601500005675*Error: Reference source not found*

Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional y en los Sistemas de Transmisión Regional, orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de cortocircuito, se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones.

**LA DIRECTORA GENERAL DE LA UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO
ENERGÉTICA – UPME**

En ejercicio de sus facultades legales, especialmente las conferidas por el artículo 16 de la Ley 143 de 1994 y el artículo 9 del Decreto 2121 de 2023, las disposiciones establecidas en la Resolución MME 90604 de 2014 y en la Resolución CREG 093 de 2014 y,

CONSIDERANDO QUE:

El artículo 334 de la Constitución Política establece que corresponde al Estado la dirección general de la economía, para lo cual intervendrá, entre otros sectores, en los servicios públicos, con el fin de lograr el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo, así como la preservación de un ambiente sano.

El artículo 365 de la Constitución Política dispone que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado, siendo deber de éste asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

El artículo 16 de la Ley 143 de 1994 indica que, la Unidad de Planeación Minero Energética (en adelante la "UPME" o la "Unidad") tiene entre sus múltiples funciones, 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.

El artículo 18 de la Ley 143 de 1994 señala que, compete al Ministerio de Minas y Energía (en adelante "MME" o el "Ministerio") 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.

De conformidad con lo establecido por el Ministerio de Minas y Energía en la Resolución 181313 de 2002 *"El Plan de Expansión debe ser flexible en el mediano y largo plazo, de tal forma que se adapte a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales."*

La Resolución 180924 del 15 de agosto de 2003, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, estableció y desarrolló la convocatoria pública como mecanismo para la ejecución de los proyectos definidos en el Plan de Expansión de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional (en adelante el "SIN").

El artículo 6 de la Resolución CREG 011 de 2009 y el artículo 1 de la Resolución CREG 147 de 2011, por medio del cual se modifica el artículo 6 de la Resolución CREG 022 de 2001, establecen que harán parte del Plan de Expansión de Referencia los proyectos

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

consistentes en la ampliación de las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional que se encuentren en operación.

De acuerdo con las Resoluciones CREG 051 de 1998, 004 de 1999, 022 de 2001 y 085 de 2002, la Unidad de Planeación Minero-Energética contará con un Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (en adelante "CAPT"), con el objeto de compatibilizar criterios, estrategias, metodologías e información para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional.

Con el fin de garantizar la continuidad en la prestación del servicio público de energía eléctrica en regiones que presenten Situaciones Especiales, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 90604 de 2014, *"por la cual se adoptan medidas excepcionales para el STN y el STR tendientes a garantizar la continuidad del servicio en Situaciones Especiales"*.

Mediante Resolución 90604 de 2014 el Ministerio de Minas y Energía definió como Situación Especial a *"Aquella circunstancia en la que se presenta una alta probabilidad de desatención de la demanda por atraso o falta de infraestructura de redes en el Sistema de Transmisión Nacional, (STN), o en los Sistemas de Transmisión Regional, (STR), o por limitación en las redes existentes, las cuales pueden ser mitigadas con la instalación de redes en dichos sistemas"*. Adicionalmente, definió como Proyectos Urgentes, a las *"Obras a realizar en el STN y STR tendientes a subsanar una Situación Especial definidas por la UPME oficiosamente o a petición del Ministerio de Minas y Energía."*

De acuerdo al Informe de evaluación *"Definición del grado de criticidad y priorización de subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito"* realizado conjuntamente por la UPME, XM S.A. E.S.P. y el Consejo Nacional de Operación Eléctrico (2024), se pudo determinar que *"las limitaciones en la infraestructura eléctrica, y específicamente el agotamiento de la capacidad de cortocircuito en Subestaciones del Sistema Interconectado Nacional limita las posibilidades de conexión de nuevos generadores al Sistema Interconectado Nacional generando alta probabilidad de desatención de la demanda"*.

De conformidad con el *"Reporte de cálculo de capacidad para las subestaciones del SIN"* realizado por la UPME en el año 2026, se encontraron 55 subestaciones cuyas corrientes de cortocircuito exceden la capacidad de los interruptores de potencia respectivos y 36 subestaciones en estado de criticidad con corrientes de cortocircuito superiores al 90% de la capacidad de los interruptores correspondientes.

A partir de la problemática identificada en el reporte mencionado, durante el año 2025 se desarrolló la consultoría *"Alternativas para mitigar el agotamiento por cortocircuito en subestaciones del SIN"*, contratada por la UPME y ejecutada por la firma HMV Ingenieros Ltda., en la cual se definieron estrategias y alternativas orientadas a mitigar dicha problemática tanto en el Sistema de Transmisión Nacional (en adelante el "STN") como en los Sistemas de Transmisión Regional (en adelante el "STR").

Luego de la evaluación realizada por la UPME con transportadores propietarios de subestaciones del STN y STR se han identificado las obras que permiten mitigar o superar limitaciones por capacidad de cortocircuito en subestaciones del SIN, las cuales deben ejecutarse para evitar la desatención de la demanda, como quiera que la proyección de la demanda en el periodo 2026-2030 no está cubierta por energía firme y se requiere conectar nuevos generadores al SIN que incrementan las corrientes de cortocircuito en el sistema.

La situación descrita lleva a la UPME a impulsar la ejecución de obras urgentes para mitigar, repotenciar, renovar y construir nuevas subestaciones con el objeto de superar las limitaciones por agotamiento de la capacidad de interrupción de cortocircuito que a su vez limitan la conexión de nuevos generadores.

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

De conformidad con lo estipulado en el párrafo 1 del Artículo 2 de la Resolución MME 90604 de 2014, el Ministerio dispuso: *"En el caso del STN y cuando los proyectos urgentes no se encontraren incluidos en el respectivo Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión, elaborado por la UPME y adoptado por el Ministerio de Minas y Energía, se entenderá modificado dicho Plan respecto de la inclusión de los citados proyectos urgentes, sin necesidad de modificación del acto administrativo de adopción"*

De conformidad con lo estipulado en el párrafo 2 del Artículo 2 de la Resolución MME 90604 de 2014, el Ministerio dispuso: *"En el caso de los STR la UPME hará los ajustes que considere necesarios en el listado de proyectos de que trata la Resolución CREG 024 de 2013, teniendo en cuenta la posibilidad que tiene el Operador de Red – OR de incluir proyectos que superen el costo medio, en los términos de la Resolución CREG 097 de 2008 o la que la modifique o sustituya"*

En desarrollo de las disposiciones anteriores, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (en adelante la "CREG" o la "Comisión"), mediante la Resolución CREG 093 de 2014, estableció los procedimientos para la ejecución de proyectos urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional y en los Sistemas de Transmisión Regional, incluyendo mecanismos tales como convocatoria excepcional, ampliación, o ejecución directa.

La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME publicó en el año 2025 el documento *"Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica – Tomo I: Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del Sistema de Transmisión Nacional"*, en el cual se establecen lineamientos y proyectos orientados al fortalecimiento y modernización de la red de transmisión.

De conformidad con la Resolución CREG 085 de 2002, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) presentó al Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT) en su sesión No. 216 de 26 de marzo de 2026, el marco conceptual para desarrollar los mecanismos para impulsar obras urgentes y con ello atender las limitaciones de capacidad de cortocircuito evidenciadas en el SIN.

Los análisis de la situación energética realizados por XM y presentados en la sesión de la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento de la Situación Energética (CACSE) del 30 de marzo de 2026, indican un balance deficitario entre la demanda anual de energía y la ENFICC para todos los años del período 2026-2030.

Mediante Resolución CREG 101 079 de 2025, la CREG estableció la convocatoria y la oportunidad de realizar una subasta de asignación de obligaciones de energía firme para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2029 y el 30 de noviembre de 2030.

Conforme a lo estipulado en el Artículo 1 de la Resolución 90604 de 2014, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, ante la situación energética descrita se presenta una Situación Especial por la alta probabilidad de desatención de la demanda por atraso o falta de infraestructura de redes en el Sistema de Transmisión Nacional y en los Sistemas de Transmisión Regional, en especial por la criticidad de las capacidades de interrupción en diferentes subestaciones del país.

A partir de lo establecido en el Artículo 2 de la Resolución MME 90604 de 2014, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, de oficio o a petición del Ministerio de Minas y Energía, puede identificar y priorizar los proyectos urgentes para atender las situaciones especiales, con la prerrogativa de entenderse modificado el último Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión adoptado por el Ministerio de Minas y Energía.

El Artículo 3 de la Resolución MME 90604 de 2014, precisa que, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME podrá determinar cuáles de los proyectos urgentes pueden ser ejecutados mediante el procedimiento de ampliación a que hace referencia la Resolución CREG 022 de 2001 o la que la modifique o sustituya.

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

Con base en lo establecido en el párrafo 2 del artículo 2 de la Resolución MME 90604 de 2014, para el caso del STR, la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME efectuará los ajustes que considere necesarios en el listado de proyectos de que trata el párrafo 2 del artículo 3 de la Resolución CREG 024 de 2013.

De conformidad con lo estipulado en el Artículo 5 de la Resolución CREG 022 de 2001, "(...) los proyectos consistentes en la reposición de "Unidades Constructivas" del STN que se encuentren en operación, deben ser desarrollados por los propietarios de las mismas. En caso de que el propietario no ejecute la reposición requerida, se adelantará un proceso que garantice la libre concurrencia en condiciones de igualdad (...)", cumpliendo con las disposiciones establecidas en el artículo 4 de la resolución mencionada.

El artículo 4 de la Resolución CREG 024 de 2013, establece que "El OR es el responsable por la ejecución de los proyectos requeridos en el STR que opera contenidos en su plan de expansión", no obstante, el artículo 8 ibidem define que "La expansión de un STR será ejecutada mediante Procesos de Selección cuando se presente alguna de las siguientes condiciones: a) Cuando para la ejecución de un proyecto en el STR se incumpla con lo establecido en el artículo 4o o el artículo 5o, b) Cuando se determine el incumplimiento grave e insalvable en la ejecución del proyecto del STR y, c) Cuando, con base en lo establecido en el artículo 9o, un determinado proyecto en el STR tiene un costo superior al Costo Medio definido en la Resolución CREG 097 de 2008, o aquella que la modifique o sustituya".

De acuerdo con lo estipulado en el numeral 6.3.4 de la Resolución CREG 015 de 2018 para la presentación de los planes de inversión de los Operadores de Red (en adelante "OR") a la CREG, las inversiones Tipo I y Tipo II, motivadas en la atención de la demanda, deben tener la aprobación de la Unidad.

De conformidad con lo establecido en el Parágrafo 3 del Artículo 6 de la Resolución CREG 022 de 2001, para el caso de ampliaciones del STN, una vez aprobado el Plan de Expansión de Referencia o en el caso particular, con la expedición de la resolución de obras urgentes, la UPME informará al transmisor sobre los proyectos de ampliación incluidos y la fecha definida en el Plan para la puesta en operación.

El proyecto de resolución mediante el cual se reconoce la situación especial y la definición de obras urgentes para superar el agotamiento de las subestaciones por niveles de cortocircuito fue presentado a consideración del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión en sus sesiones CAPT-216 del 25 de marzo de 2026 y CAPT-217 del 23 de julio del 2026, en las cuales no tuvo objeciones por parte de los miembros del CAPT.

En cumplimiento del numeral 5.3.1.4. de la "Política Institucional de Mejora Normativa y disposiciones jurídicas" adoptada mediante la Resolución UPME No. 075 de 2026, mediante la Circular Externa No. 042 de 2026, la UPME publicó en su página web el proyecto de Resolución "Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional y/o en los Sistemas de Transmisión Regional orientados a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de cortocircuito y se establecen mecanismos para su ejecución" invitando a los Transportadores del SIN y demás interesados y el público en general a remitir sus comentarios hasta el 20 de mayo de 2026.

Mediante la Circular Externa No. 000053 del 5 de junio de 2026, la Unidad solicitó a los Transportadores del Sistema Interconectado Nacional, Operadores de Red del Sistema de Transmisión Regional informar y/o proponer a más tardar el jueves 11 de junio de 2026, si existe alguna modificación en las Fechas de Puesta en Operación (en adelante "FPO") de las obras de mitigación, repotenciación y renovación de las subestaciones en el STN y STR.

Mediante los radicados No. 202601150212592, 202601150212802, 202601150212512, 202601150215712, 202601150280062, 202601150272472 del 11 de junio de 2026, los

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

Transportadores del Sistema Interconectado Nacional confirmaron y/o modificaron las FPO de las obras de mitigación, repotenciación y renovación de las subestaciones en el STN y STR, las cuales se señalan en la presente resolución.

Vencido el plazo otorgado a los Transportadores del SIN, demás interesados y el público en general para remitir sus comentarios, se recibieron observaciones, a las cuales, en cumplimiento de la Resolución UPME No. 075 de 2026, se les dio respuesta, mediante la Circular Externa No. 082 de 2026, con radicado UPME No. 202601500000824 del 06 de agosto de 2026.

Finalmente, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 5.3.1.5 de la Resolución UPME 075 de 2026, que prevé "(...) Las normas a expedir o modificar, de carácter general y abstracto, con impacto directo en la ciudadanía y de competencia de la Entidad, deberán contar con una revisión jurídica del texto, con el fin de prevenir el daño antijurídico y cumplir con los parámetros jurídicos establecidos para la producción normativa.(...)", la Oficina Asesora Jurídica de la UPME otorgó su visto bueno para la publicación del presente acto administrativo, mediante memorando No. 202601020103183 de 06 de agosto de 2026.

Que, con fundamento en lo expuesto, la Directora General de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME,

RESUELVE:

ARTÍCULO PRIMERO. OBJETO. Reconocer la existencia de una **Situación Especial**, en los términos de los Artículos 1 y 2 la Resolución MME 90604 de 2014, originada en el agotamiento o estado crítico de la capacidad de interrupción de cortocircuito en múltiples subestaciones del Sistema Interconectado Nacional —SIN, condición que está restringiendo la conexión de nueva generación de energía eléctrica e incrementando de manera significativa la probabilidad de desatención de la demanda.

En consecuencia, mediante la presente resolución se identifican, definen, priorizan y aprueban las obras urgentes para mitigar o superar las limitaciones por agotamiento de los niveles de interrupción de cortocircuito en subestaciones del STN y del STR del Sistema Interconectado Nacional (SIN), las cuales serán objeto de validación, conforme a lo establecido en el Artículo Sexto de la presente resolución. Así mismo se establecen los mecanismos de ejecución, para las obras urgentes que se indican en los Anexos 1, 2 y 3 de la presente resolución.

ARTÍCULO SEGUNDO. ÁMBITO DE APLICACIÓN. La presente resolución aplica a todos los Transportadores, propietarios de subestaciones o activos del STN y del STR donde se requiera el desarrollo de las obras urgentes que se definen en la presente resolución para atender limitaciones por agotamiento en la capacidad de interrupción de corriente circuito en subestaciones del STN y STR.

ARTÍCULO TERCERO. DEFINICIONES. Para efectos de la presente resolución se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Obras Urgentes de Mitigación: Obras definidas como necesarias para reducir o mitigar los niveles de cortocircuito en subestaciones existentes ante eventos en las mismas o en las subestaciones de su zona de influencia, bien sea a través de la incorporación de una nueva unidad constructiva, la sustitución de elementos o equipos, la realización de adecuaciones topológicas o reconfiguraciones de la red, incluyendo la reorganización y ampliación del espacio físico de las subestaciones.

Obras Urgentes de Repotenciación: Obras cuyo alcance pretende la sustitución de unidades constructivas o elementos de una subestación existente para incrementar la capacidad de interrupción de cortocircuito, con inclusión, de ser necesario, de aquellas

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

obras para la ampliación o reorganización del espacio físico y la actualización de los sistemas y servicios de protección, control y comunicación en toda la subestación.

Obras Urgentes de Renovación: Obras definidas como consecuencia de la finalización de la vida útil o por obsolescencia tecnológica, cuyo alcance pretende la sustitución de unidades constructivas o elementos de una subestación existente para atender las limitaciones por capacidad de interrupción de cortocircuito, con inclusión, de ser necesario, de aquellas para ampliación o reorganización del espacio físico, actualización de los sistemas y servicios de protección, control y comunicación en toda la subestación.

Nuevas Subestaciones: Nuevas subestaciones definidas como alternativas de solución oportuna y efectiva para superar el agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito en subestaciones, así como para cubrir los mismos efectos frente a los requerimientos derivados de las previsiones de proyectos de expansión del sector eléctrico colombiano.

Situación Especial: Aquella circunstancia en la que se presenta una alta probabilidad de desatención de la demanda por atraso o falta de infraestructura de redes en el Sistema de Transmisión Nacional, (STN), o en los Sistemas de Transmisión Regional, (STR), o por limitación en las redes existentes, las cuales pueden ser mitigadas con la instalación de redes en dichos sistemas.

Subestaciones en estado crítico o de agotamiento por Capacidad de Cortocircuito: Subestación en la cual se identifica que el nivel de corriente de cortocircuito máximo es superior al 90% de la capacidad de interrupción de ésta.

ARTÍCULO CUARTO. INCREMENTO DE CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN DE CORTOCIRCUITO EN SUBESTACIONES CRÍTICAS. Con el propósito de atender la Situación Especial que motiva la presente resolución, a partir de las conclusiones de los estudios de criticidad realizados para todas las subestaciones, la Unidad de Planeación Minero-Energética aprueba los estándares de capacidad de interrupción de cortocircuito requeridas en las Tablas 1, 2, 3 y 4 del presente artículo.

Para avanzar en el logro de los objetivos de los estándares de cortocircuito señalados, la Unidad aprueba las obras urgentes de mitigación, renovación y repotenciación que se incluyen en los Anexos 1, 2 y 3 de la presente resolución. La Unidad validará las obras urgentes establecidas en esta resolución y sus alternativas, siguiendo el procedimiento que se indica en el Artículo Sexto.

Con base en estos estándares, la Unidad de Planeación Minero Energética desarrollará sus ejercicios de planificación y administración de la red, en especial los relacionados con la asignación de capacidades de transporte para proyectos de generación y atención de la demanda.

Tabla 1. Capacidades de Interrupción y FPO requeridas, Subestaciones – 220 kV

Subestación	Capacidad de Interrupción actual (kA)	Nivel de Cortocircuito calculado (kA)	Capacidad de interrupción aprobadas (kA)	FPO
Tebsa 220 kV	31.5	51.5	63.0	2032
Flores 220 kV	31.5	45.3	63.0	2031
Copey 220 kV	25.0	33.4	63.0	2029
La Mesa 220 kV	26.2	32.3	63.0	2034
Bolivar 220 kV	40.0	49.0	63.0	2034
Guatapé 220 kV	31.5	37.9	63.0	2034
Cartagena 220 kV	31.5	37.8	63.0	2029
Nueva Barranquilla 220 kV	31.5	37.6	63.0	2029
Primavera 220	31.5	36.9	63.0	2028

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

Subestación	Capacidad de Interrupción actual (kA)	Nivel de Cortocircuito calculado (kA)	Capacidad de interrupción aprobadas (kA)	FPO
kV				
Sabanalarga 220 kV	40.0	46.3	63.0	2026
Sogamoso 220 kV	40.0	44.7	63.0	2028
Torca 220 kV	26.2	29.1	63.0	2034
Tenera 220 kV	31.5	33.9	63.0	2028
Juanchito 220 kV	32.0	33.5	63.0	2034
Ancón EPM 220 kV	31.5	32.7	63.0	2034
Guavio 220 kV	40.0	41.5	63.0	2037
Chivor 220 kV	40.0	40.2	63.0	2037
Barbosa 220 kV	40.0	37,6	63.0	2034

Tabla 2. Capacidades de Interrupción y FPO requeridas, Subestaciones – 115 kV

Subestación	Capacidad de Interrupción actual (kA)	Nivel de Cortocircuito calculado (kA)	Capacidad de interrupción y tipo de obra aprobadas (kA)	FPO
Salitre 115 kV	31.5	42.9	63 kA Renovación	2031
Veraguas 115 kV	31.5	42.5	31.5 kA + Mitig.	2027
Veraguas 115 kV	31.5	42.5	63 kA Renovación	2033
Circo 115 kV	31.5	40.9	31.5 kA + Mitig.	2027
Circo 115 kV	31.5	40.9	63 kA Renovación	2029
Tunal 115 kV	31.5	31.5	63 kA Renovación	2034
Nueva Esperanza 115 kV	40.0	49.1	63 kA Renovación	2034
Techo 115 kV	31.5	37.3	63 kA Renovación	2034
Bacatá 115 kV	40.0	49.1	63 kA Renovación	2033
Palmaseca 115 kV	31.5	34.3	40 kA Repot.	2034
Meléndez 115 kV	25.0	27.2	40 kA	2029
Torca 115 kV	40.0	42.0	40 kA	2034
San Luis 115 kV	31.5	32.8	31.5 kA + Mitig.	2026
San Luis 115 kV	31.5	32.8	40 kA Renovación	2030
San Marcos 115 kV	31.5	32.4	31.5 kA + Mitig.	2029
Esmeralda CQR 115 kV	31.5	32.1	31.5 kA + Mitig.	2028
Sochagota 115 kV	20.0	-	40 kA Repot.	2030
Paipa 115 kV	20.0		40 kA Repot.	
Belencito 115 kV	15.0	-	40 kA Repot.	2027
Holcim 115 KV	15.0	-	40 kA Repot.	2027
La Ramada 115 kV	15.0	-	40 kA Repot.	2028
Sidenal 115 kV	15.0	-	40 kA Repot.	2028
San Antonio 115 kV	20.0		40 kA Repot.	
Palenque 115 kV	25.0	22.6	40 kA Renovación	2033
Juanchito 115 kV	31.5	36.5	40 kA Repot.	2026

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

Tabla 3. Capacidades de Interrupción y FPO requeridas, Subestaciones – 110 kV

Subestación	Capacidad de Interrupción actual (kA)	Nivel de Cortocircuito calculado (kA)	Capacidad de interrupción y tipo de obra aprobadas (kA)	FPO
El Río 110 kV	31.5	45.8	63 kA Renovación	2028
Las Flores 110 kV	31.5	45.4	63 kA Renovación	2029
Oasis 110 kV	31.5	44.5	63 kA Renovación	2029
Chinú 110 kV	31.5	44.0	40 kA	2034
Cerromatoso 110 kV	25.0	33.6	40 kA Renovación	2034
Silencio 110 kV	31.5	40.4	63 kA Renovación	2029
Centro 110 kV	31.5	39.3	63 kA Renovación	2029
Tebesa 110 kV	40.0	47.4	40 kA + Mitig.	2027
Termoflores 110 kV	40.0	46.9	40 kA + Mitig.	2027
Rodeo 110 kV	31.5	36.8	40 kA + Mitig.	2027
Nueva Magdalena 110 kV	40.0	45.8	40 kA + Mitig.	2033
Chinú Planta 110 kV	31.5	35.3	40 kA Renovación	2033
Guayabal 110 kV	40.0	42.2	40 kA + Mitig.	2030
Central 110 kV	31.5	34.1	40 kA Renovación	2030
Unión 110 kV	40.0	42.2	40 KA + Mitig.	2033
San Diego 110 kV	31.5	32.6	-	2034
Zamora 110 kV	21.0	21.1	40 kA Renovación	2033
Copey 110 kV	12.5	12.5	40 kA	2032
Ancón Sur 110 kV	21.0	38.5	40 kA Renovación	2030

Tabla 4. Capacidades de Interrupción y FPO requeridas, Subestaciones – 66/57.5 kV

Subestación	Capacidad de Interrupción actual (kA)	Nivel de Cortocircuito calculado (kA)	Capacidad de interrupción y tipo de obra aprobadas (kA)	FPO
Bosque 66 kV	31.5	43.2	31.5 kA -Mitig.	2031
Cospique 66 kV	18.0	-	40 kA Renovación	2030
Ternera 66 kV	31.5	41.1	63 kA	2031
Cartagena 66 kV	31.5	34.7	40 kA	2031

PARÁGRAFO: Para la repotenciación de las subestaciones a 57,5 kV y 66 kV el OR correspondiente presentará para consideración de la Unidad, el incremento de los niveles de voltaje de estas subestaciones a 110/115 kV.

ARTÍCULO QUINTO. OBRAS DE MITIGACIÓN, RENOVACIÓN Y REPOTENCIACIÓN IDENTIFICADAS. De conformidad con los estudios realizados por la UPME y los análisis efectuados en conjunto con los transportadores y propietarios de las subestaciones agotadas en sus capacidades de interrupción de cortocircuito, las Obras Urgentes de Mitigación, Repotenciación y Renovación que se han identificado como necesarias para

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

atender las limitaciones de cortocircuito se listan en los Anexos 1, 2 y 3 de la presente resolución.

PARÁGRAFO PRIMERO: Si durante la evaluación de que trata el Artículo Sexto de la presente resolución se encontrara necesario modificar las capacidades, obras y FPO aprobadas, se efectuarán los ajustes correspondientes a los Anexos mencionados mediante acto administrativo motivado.

PARÁGRAFO SEGUNDO: Mientras persistan las Situaciones Especiales que motivan la expedición de esta resolución, podrán presentarse a consideración de la UPME las actualizaciones e inclusiones que sean necesarias en la lista de obras urgentes de que trata los Anexos 1,2 y 3 de la presente resolución.

ARTÍCULO SEXTO. VALIDACIÓN DE LAS OBRAS URGENTES DE MITIGACIÓN, RENOVACIÓN, REPOTENCIACIÓN Y NUEVAS SUBESTACIONES IDENTIFICADAS, CON SUS ALTERNATIVAS. Para la validación de las obras aprobadas en esta resolución con sus alternativas, los Operadores de Red (OR) y los Transmisores que se encuentran señalados en los anexos 1, 2 y 3 de la presente resolución, deberán remitir a la UPME la siguiente documentación en los plazos que se señalan a continuación:

- 6.1. Información para la validación de Obras de Mitigación:** Dentro de los dos (2) meses siguientes a la expedición de esta resolución, el OR o el Transmisor respectivo deberán remitir a la UPME la siguiente información de las obras que se listan en el Anexo 1 de la presente Resolución: i) Descripción y justificación de la obra; ii) Alcance de las obras de mitigación; iii) Estudios de viabilidad técnico económica y de espacio físico de la obra; iv) Diagramas unifilares y características eléctricas de la obra con la nomenclatura correspondiente; v) Cronograma de ejecución.
- 6.2. Información para la validación de Obras de Repotenciación:** Dentro de los seis (6) meses siguientes a la expedición de esta resolución el OR o el Transmisor respectivo deberán remitir a la UPME la siguiente información de las obras de repotenciación que se listan en el Anexo 2 de la presente Resolución: i) Descripción y justificación de la obra; ii) Alcance de las obras de repotenciación; iii) Estudios de viabilidad técnico económica y de espacio físico usados para la evaluación del proyecto; iv) Diagramas unifilares y características eléctricas de las nuevas unidades constructivas contempladas con la nomenclatura correspondiente; v) Cronograma de ejecución.
- 6.3. Información para la validación de Obras de Renovación:** Dentro de los ocho (8) meses siguientes a la expedición de esta resolución el OR o el Transmisor respectivo deberán remitir a la UPME la siguiente información de las obras de renovación que se listan en el Anexo 3 de la presente Resolución: i) Descripción y justificación de la obra; ii) Alcance de las obras de renovación; iii) Estudio de viabilidad técnico económica de la evaluación del proyecto; iv) Diagramas unifilares y características eléctricas de las nuevas unidades constructivas contempladas con la nomenclatura correspondiente; y v) Cronograma de ejecución.
- 6.4. Información para la validación de Nuevas Subestaciones:** Dentro de los ocho (8) meses siguientes a la expedición de esta resolución el OR o el Transmisor respectivo deberán remitir a la UPME la siguiente información de las nuevas subestaciones: i) Descripción y justificación de la obra; ii) Alcance de las nuevas subestaciones; iii) Estudio de viabilidad técnico económica de la evaluación del proyecto; iv) Diagramas unifilares y características eléctricas de las nuevas unidades constructivas contempladas con la nomenclatura correspondiente; y v) Cronograma de ejecución.

PARÁGRAFO PRIMERO. Los OR y los Transmisores respectivos podrán presentar obras alternativas dentro de los plazos anteriores que como mínimo den solución a la misma

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

problemática de agotamiento. Los mecanismos de ejecución y la información requerida para la aprobación de las alternativas presentadas son los mismos a los establecidos para las obras urgentes identificadas en esta resolución.

PARÁGRAFO SEGUNDO. La UPME dispondrá de los siguientes plazos para validar las obras urgentes:

- i) Dos (2) meses para validar las obras de mitigación;
- ii) Cuatro (4) meses, para validar las obras de repotenciación y de renovación o nuevas subestaciones.

Dichos plazos serán contados a partir del vencimiento del plazo establecido para la presentación de información técnica por parte de los transportadores. Concluida la validación de cada obra urgente y sus alternativas, la UPME mediante acto administrativo comunicará a la CREG y al Ministerio de Minas y Energía la decisión adoptada.

PARÁGRAFO TERCERO. El Transmisor o el Operador de Red involucrado en las subestaciones objeto de las obras de qué trata la presente resolución, gestionarán la remuneración y reconocimiento correspondiente ante la CREG.

PARÁGRAFO CUARTO. Lo dispuesto en este artículo también aplica a los propietarios de subestaciones a nivel de STR desarrolladas mediante convocatorias en las que el propietario sea diferente del OR incumbente del mercado de comercialización correspondiente.

ARTÍCULO SÉPTIMO. EJECUCIÓN DE OBRAS URGENTES. Las obras aprobadas en esta resolución con sus alternativas serán ejecutadas en primera medida por los Operadores de Red (OR) o los Transmisores que se encuentran señalados en los Anexos 1, 2 y 3 de la presente resolución, en caso de que, el OR o el Transmisor no desee ejecutar el proyecto, la obra será desarrollada por el OR o el Transmisor que representen ante el LAC el mayor valor de activos del STN o del STR, para lo cual deberán tener en cuenta lo siguiente:

- a) **Proyectos ejecutados directamente por el OR:** Una vez la UPME valide la alternativa del proyecto comunicará al OR tal disposición. El OR tendrá un plazo máximo de cinco (5) días para entregar la manifestación de interés en su ejecución. Si el OR está interesado, tendrá un plazo de diez (10) días adicionales para entregar la garantía y el cronograma que se establece en el Artículo 6 de la Resolución CREG 093 de 2014.
- b) **Proyectos ejecutados directamente por el TN:** Una vez la UPME valide la alternativa del proyecto le comunicará al Transmisor que se encuentra señalado en los Anexos 1, 2 y 3 de la presente resolución tal disposición, en caso de que, el TN no desee ejecutar el proyecto, la obra será desarrollada por el TN que represente ante el LAC el mayor valor de activos del STN. El Transmisor tendrá un plazo máximo de veinte (20) días hábiles para entregar la manifestación de interés en su ejecución y tendrá un plazo de diez (10) días adicionales para entregar la garantía que se establece en el Artículo 4 de la Resolución CREG 093 de 2014.

PARÁGRAFO PRIMERO. Las Fechas de Puesta en Operación proyectadas para las obras urgentes de que trata la presente resolución se indican en los Anexos 1, 2 y 3. Con el objeto de facilitar las labores constructivas y la coordinación operativa del SIN por parte del CNO y el CND, la UPME revisará conjuntamente con estas entidades y el transportador respectivo la priorización y el cronograma de su ejecución.

PARÁGRAFO SEGUNDO. Los agentes opcionados para la ejecución de obras urgentes por el mecanismo de ampliación se establecerán de conformidad con lo definido en el Artículo 3 de la Resolución CREG 093 de 2014.

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

PARÁGRAFO TERCERO. Cuando el OR o el Transmisor responsable no manifieste interés de ejecutar el proyecto dentro del plazo previsto, tendrán la opción, en su orden, los OR o TN que le sigan en valor de activos en la subestación y si ninguno de los mencionados manifiesta interés, podrá realizarla cualquier otro OR o TN que manifieste interés.

Si ningún OR o TN está interesado en ejecutar el proyecto se llevará a cabo un Proceso de Selección, de conformidad con lo establecido en los Artículos 2 y 5 de la Resolución CREG 093 de 2014.

PARÁGRAFO CUARTO. Las obras relacionadas con reconfiguraciones, seccionamiento de barra o bypass de líneas deberán coordinar las condiciones de seguridad y confiabilidad en la operación del SIN con el CND.

ARTÍCULO OCTAVO. ESPECIFICACIONES MÍNIMAS GENERALES PARA OBRAS URGENTES DE REPOTENCIACIÓN Y RENOVACIÓN DE SUBESTACIONES DEL STR Y DEL STN. Con el objetivo de adaptar las subestaciones del SIN a las exigencias que demanda la evolución del sector eléctrico, en particular al incremento de corrientes de cortocircuito, las capacidades mínimas de los componentes sometidos a los esfuerzos del cortocircuito, tales como interruptores de potencia, barrajes y mallas de puesta a tierra, entre otros, corresponderán a las que se muestran en la Tabla 5 de la presente resolución.

En consecuencia, para la realización de las obras señaladas en los Anexos 2 y 3 de la presente resolución, el Transmisor o el Operador de red respectivo deberá incluir en sus diseños las capacidades de cortocircuito que se definen en la Tabla 5 de la presente resolución.

Tabla 5. Capacidades de cortocircuito para obras urgentes en subestaciones de Repotenciación y Renovación

Nivel de Tensión de la subestación	Capacidad de Cortocircuito
110/115 kV	40 kA
220/230 kV	63 kA
500 kV	63 kA

PARÁGRAFO PRIMERO. En aquellos casos donde el OR o el Transmisor consideren que para una subestación existente en operación no es necesario adoptar los estándares señalados en la Tabla 5, o que dichos estándares no son suficientes para superar los niveles de cortocircuito que se observan, el Transmisor o el Operador de red respectivo deberán presentar la justificación correspondiente a la UPME con la debida evaluación de las exigencias actuales y futuras desde el punto de vista de incorporación de nuevas fuentes de generación, evolución de la red y de las demás variables que inciden en los niveles de cortocircuito. La justificación debe estar acompañada de los registros de fallas por cortocircuito de los interruptores de la subestación en cuestión.

Para aquellas subestaciones en las cuales la UPME haya definido especificaciones técnicas diferentes a las consideradas en el presente artículo, como en el caso de algunas obras realizadas en Procesos de Selección, se podrán mantener los estándares definidos en los documentos de selección del inversionista o en el concepto respectivo.

ARTÍCULO NOVENO. EJECUCIÓN DE NUEVAS SUBESTACIONES. Cuando la evaluación técnica de las obras urgentes de renovación, repotenciación o mitigación determine que la alternativa técnica y económicamente más viable es la construcción de una nueva subestación, dicha obra quedará comprendida dentro del alcance de la presente resolución y se ejecutará mediante Proceso de Selección, de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 022 de 2001 o en la Resolución CREG 024 de 2013 para obras urgentes en el STN y en el STR, respectivamente.

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

ARTÍCULO DÉCIMO. SEGUIMIENTO O INTERVENTORÍA DE OBRAS URGENTES.

Todos los proyectos urgentes que se definan en la presente resolución tendrán un esquema de seguimiento o interventoría de obras como se indica a continuación:

a) Obras urgentes del STR: Los proyectos de expansión reconocidos como obras urgentes en el marco de esta resolución que se ejecuten en el STR, deberán contar con una firma interventora en los términos y condiciones establecidos en el artículo 26 de la Resolución CREG 024 de 2013, la cual deberá ser seleccionada a partir de una lista de firmas interventoras elaborada por el CNO.

Por su parte, de conformidad con lo establecido en el numeral 6.5 de la Resolución CREG-015 de 2018 anualmente los OR deberán presentar un informe sobre la ejecución del plan de inversión en el cual se presente el avance de cada uno de los proyectos incluidos en la presente resolución.

b) Obras urgentes del STN: Los proyectos de expansión reconocidos como obras urgentes en el marco de esta resolución que se ejecuten en el STN, deberán presentar un informe de ejecución y avance del proyecto, de manera trimestral. Salvo que la obra definida como urgente se adjudique mediante proceso de selección, caso en el cual habrá una Interventoría durante la ejecución del Proyecto, tal como se indica en la Resolución CREG 022 de 2001 y sus modificaciones y en la Resolución MME 18 0924 de 2003.

ARTÍCULO DÉCIMO PRIMERO. OBRAS ADICIONALES DE REPOTENCIACIÓN O RENOVACIÓN POR AGOTAMIENTO DE CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO.

Ante situaciones de Agotamiento de Subestaciones por Capacidad de Cortocircuito adicionales a las identificadas en la presente Resolución, los Operadores de Red o los Transmisores de las subestaciones correspondientes deberán formular la solicitud a la UPME con la información que se señala en el Artículo Sexto de la presente resolución.

ARTÍCULO DÉCIMO SEGUNDO. VIGENCIA. La presente Resolución rige a partir del día siguiente a la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

Dada en Bogotá, D.C., a 2026-08-06

2026/08/06 07:04:43-05:00


Indira Portocarrero
Ospina
Directora General
Dirección General

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

Elaboró: RICARDO HUMBERTO RAMÍREZ, JUAN PABLO HOLGUÍN, LUCY A. RUBIO, JORGE MARIO GUEVARA, LUIS FERNANDO LÓPEZ, KAREN TATIANA ROSADA SÁNCHEZ
Revisó: RICARDO HUMBERTO RAMÍREZ CARRERO, SANDRA MILENA TELLEZ GUTIERREZ, MOISÉS RAFAEL LARRARTE ARANGO, Indira Portocarrero Ospina, MATEO SEVERINO RODRIGUEZ, JORGE MARIO GUEVARA GONZALEZ
Aprobó: Indira Portocarrero Ospina

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

ANEXO 1
TABLA 6. OBRAS DE MITIGACIÓN DEL STN Y DEL STR

Subestación	Subárea	Medida de mitigación	FPO	Responsable
Guavio 230 kV	Bogotá	Inclusión de reactores limitadores de cortocircuito en las líneas:	2029	GEB - ENLAZA
		Guavio - Chivor 1		
		Guavio - Chivor 2		
San Luis 115 kV	Valle	Distribución de bahías entre barras	2026	EMCALI
		Sección A: Línea hacia Yumbo 1 115 kV		
		Sección A: Línea hacia Estambul 1 115 kV		
		Sección A: Línea Carga SIDELPA 1 115 kV		
		Sección A: Transformador 3 110/34,5		
		Sección A: Transformador 4 110/34,5		
		Sección B: Línea hacia Yumbo 2 115 kV		
		Sección B: Línea hacia Estambul 2 115 kV		
		Sección B: Transformador 1 110/34,5 (abierto)		
La Esmeralda 115 kV	CQR	Reconfiguración topológica a nivel de líneas de 115 kV. Esta reconfiguración implica un *bypass* entre las líneas que conectan:	2028	CHEC
		Esmeralda – Hermosa		
		Esmeralda – Manizales		
		Retiro de éstas dos líneas de su paso por Esmeralda para reducir la inyección de corriente de cortocircuito		
Circo 115 kV	Bogotá	Desacople de las barras Circo 115 kV y AV. Primera 115 kV	2027	ENEL
		Sección A: Línea a Usme 115 kV – Tensión: 115 kV		
		Sección A: Línea a Victoria 115 kV – Tensión: 115 kV		
		Sección A: Línea a Concordia 2 115 kV – Tensión: 115 kV		
		Sección A: Transformador Circo 1 230/115/13,2 kV – Tensión: 115 kV		
		Sección A: Transformador Circo 3 230/115/13,2 kV – Tensión: 115 kV		
		Sección B: Línea a Concordia 1 115 kV – Tensión: 115 kV		
		Sección B: Línea a Concordia 3 115 kV – Tensión: 115 kV		
		Sección B: Línea a Calle 67 115 kV – Tensión: 115 kV		
		Sección B: Transformador Circo 2 230/115/13,2 kV – Tensión: 115 kV		

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

Subestación	Subárea	Medida de mitigación	FPO	Responsable
Veraguas 115 kV	Bogotá	Reconfiguración topológica a nivel de líneas de 115 kV. Esta reconfiguración implica un *bypass* entre las líneas que conectan:	2027	ENEL
		Muzu - Veraguas 115 kV		
		Techo - Veraguas 115 kV		
		Esta reconfiguración implica el retiro de estas dos líneas de su paso por Veraguas para reducir la inyección de corriente de cortocircuito		
San Marcos 115 kV	Valle	Inclusión de reactores limitadores de cortocircuito líneas hacia subestación Guachal 115 kV	2029	CELSIA
Bosque 66 kV	Bolívar	Distribución de bahías entre barras	2027	AFINIA
		Sección A: Bosque 4 220/66 kV		
		Sección A: Bosque 5 220/66 kV		
		Sección A: Bosque - La Marina 66 kV		
		Sección A: TR-601		
		Sección A: TR-602		
		Sección A: TR-603		
		Sección B: Bosque 6 220/66 kV		
		Sección B: Bosque - Chambacú 66 kV		
		Sección B: Bosque - Boca Grande 66kV		
Cerromatoso 110 kV	Córdoba	Medida de mitigación en proceso de identificación por responsables	2030	AFINIA
Termoflores 110 kV	Atlántico	Distribución de bahías entre barras	2027	AIRE
		Sección A: Flores 1 Gas		
		Sección A: Flores IV Gen2		
		Sección A: Flores 6 220/110 kV		
		Sección A: Línea a Oasis 110 kV		
		Sección A: Línea a Oasis 110 kV		
		Sección A: Línea a Oasis 110 kV		
		Sección B: Línea a Las Flores 110 kV		
		Sección B: Línea a Las Flores 110 kV		
		Sección B: Flores 1 Vapor		
		Sección B: Transformador auxiliares Flores I		
		Sección B: Transformadores auxiliares Flors IV		
Nueva Magdalena 110 kV	Atlántico	Sección B: Flores 10 220/110 kV	2033	AIRE
		Medida de Mitigación en proceso de identificación de responsables		

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

Subestación	Subárea	Medida de mitigación	FPO	Responsable
Unión 110 kV		Medida de Mitigación en proceso de identificación de responsables	2033	
Tebesa 110 kV		Desacople de las barras (Por definir Tebsa)	2027	
Guayabal 110 kV	Antioquia	Desacople de las barras	2030	EPM
		Sección A: Central 1 y 2		
		Sección A: San Diego 1 y 2		
		Sección A: Transformadores de distribución 1, 2, 3 y 4		
		Sección A: Poblado		
		Sección A: Autotransformadores de conexión al STN 1 y 2		
		Sección B: Rodeo		
Sogamoso 230 kV	Santander	Sección B: Envigado	2030	ISA
		Desacople de las barras		
		Sección A: Reactor Sogamoso 42 MVar		
		Sección A: Transformador Sogamoso 1 500/230 kV		
		Sección A: Transformador Sogamoso 2 500/230 kV		
		Sección A: Línea a Barranca 230 kV		
		Sección A: Línea a Palenque I 230 kV		
		Sección A: Unidad Sogamoso 1 290 MW		
		Sección A: Unidad Sogamoso 2 290 MW		
		Sección B: Línea a Bucaramanga 230 kV		
		Sección B: Línea a Palenque II 230 kV		
		Sección B: Transformador Sogamoso 3 500/230 kV		
		Sección B: Transformador Sogamoso 4 500/230 kV		
		Sección B: Unidad Sogamoso 3 290MW		
Bolívar 220 kV	Bolívar	Sección B: Línea a Solar Andes 85 MW	2031	ISA
		Sección B: Línea a Solar Yariguíes 200 MW		
		Desacople de barras y distribución de bahías entre barras		
		Sección A: Bolívar 2 220/66/13.8 kV		
		Sección A: Bolívar 500/230 kV		
		Sección A: Bolívar 2 500/230 kV		
		Sección A: Bolívar 3 500/230 kV		
		Sección A: Bolívar - Sabanalarga 2 220 kV		
		Sección A: PV Orquídea 200 MW		
		Sección A: Termopalenque 130 MW		
		Sección B: Bolívar 1		

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

Subestación	Subárea	Medida de mitigación	FPO	Responsable
		220/66/13.8 kV		
		Sección B: Bolívar - Cartagena 1 220 kV		
		Sección B: Bolívar - Cartagena 2 220 kV		
		Sección B: Bolívar - Bosque 220 kV		
		Sección B: Bolívar - Sabanalarga 1 220 kV		
		Sección B: Bolívar - Pasacaballos 220 kV		
		Sección B: Termocaribe 42 MW		

Nota: La fecha máxima de entrada en operación de cada uno de los proyectos aquí señalados corresponderá, como plazo límite, al 31 de diciembre del año indicado para cada uno de ellos.

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

ANEXO 2
TABLA 7. SUBESTACIONES DEL STN y STR PARA REPOTENCIACIÓN

Subestación	Subárea	Medida de repotenciación	FPO	Responsable
Melendez 115 kV	Cali	Cambios en bahía de TRANSFORMADOR TP2:	2029	EMCALI
		Interruptor: Repotenciar de 31.5 kA a 40 kA		
		Seccionadores (2): Repotenciar de 25 kA a 40 kA		
		Cambios en bahía de TRANSFORMADOR TP3:		
		Interruptor: Repotenciar de 31.5 kA a 40 kA		
		Seccionadores (2): Repotenciar de 25 kA a 40 kA		
Belencito 115 kV	Boyacá - Casanare	Repotenciar sistema de puesta a tierra y garantizar una soportabilidad de 40 kA como corriente de cortocircuito	2027	EBSA
Holcim 115 kV	Boyacá - Casanare	Repotenciar sistema de puesta a tierra y garantizar una soportabilidad de 40 kA como corriente de cortocircuito	2027	
La Ramada 115 kV	Boyacá - Casanare	Repotenciar sistema de puesta a tierra y garantizar una soportabilidad de 40 kA como corriente de cortocircuito	2028	
Sidenal 115 kV	Boyacá - Casanare	Repotenciar sistema de puesta a tierra y garantizar una soportabilidad de 40 kA como corriente de cortocircuito	2028	
La Mesa 230 kV	Bogotá	Repotenciar capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de cortocircuito	2028	ISA
Torca 230 kV	Bogotá	Repotenciar capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2031	
Copey 220 kV	GCM	Repotenciar capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito. Reconfiguración de barrajes	2032	
Nueva Barranquilla 220 kV	Atlántico	Repotenciar capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2030	
Cartagena 220 kV	Bolívar	Repotenciar capacidad de barrajes y equipos de	2034	

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

Subestación	Subárea	Medida de repotenciación	FPO	Responsable
		maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito		
Cerromatoso 220 kV	Córdoba	Repotenciar capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2035	
Primavera 230 kV	Antioquia	Repotenciar capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2031	
El Río 230 kV	Atlántico	Repotenciar capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2034	
Ocaña 220 kV	Norte de Santander	Repotenciar capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de cortocircuito	2033	
Sabanalarga 220 kV	Atlántico	Repotenciar capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2032	
Guatapé 220 kV	Antioquia	Repotenciar dos interruptores de 31,5 kA a 40 kA	2030	
Barbosa 220 kV	Antioquia	Repotenciar capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2034	EPM
Copey 110 kV	GCM	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de cortocircuito	2032	AFINIA
Chinú 110 kV	GCM	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de cortocircuito	2034	
Ternera 66 kV	Bolívar	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de cortocircuito, elevar voltaje de operación a 110 kV	2031	
Cartagena 66 kV	Bolívar	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de cortocircuito, elevar voltaje de operación a 110 kV	2031	
Tebsa 220 kV	Atlántico	Repotenciar capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2032	TEBSA/Transportador

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

Subestación	Subárea	Medida de repotenciación	FPO	Responsable
Termoflores 220 Kv	Atlántico	Repotenciar capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2031	Transportador
Palmaseca 115 Kv	Atlántico	Repotenciar capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2031	Celsia

Nota: La fecha máxima de entrada en operación de cada uno de los proyectos aquí señalados corresponderá, como plazo límite, al 31 de diciembre del año indicado para cada uno de ellos.

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

ANEXO 3
TABLA 8. SUBESTACIONES DEL STN y STR PARA RENOVACIÓN

Subestación	Subárea	Medida de mitigación	FPO	Responsable
San Luis 115 kV	Valle	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de capacidad de cortocircuito	2030	EMCALI
Palenque 115 kV	Santander	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de capacidad de cortocircuito	2033	ESSA
La Esmeralda 115 kV	CQR	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de cortocircuito	2030	CHEC
Circo 115 kV	Bogotá	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2029	ENEL
Salitre 115 kV	Bogotá	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2031	
Veraguas 115 kV	Bogotá	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2033	
Bacatá 115 kV	Bogotá	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2033	
Nueva Esperanza 115 kV	Bogotá	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2033	
Tunal 115 kV	Bogotá	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2034	
Ancón Sur 110 kV	Antioquia	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de cortocircuito	2027	EPM
Central 110 kV	Antioquia	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de cortocircuito	2030	
Zamora 110 kV	Antioquia	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2033	
Oasis 110 kV	Atlántico	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2030	AIRE
Silencio 110 kV	Atlántico	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2030	
Las Flores 110 kV	Atlántico	Elevar la capacidad de barrajes	2033	

Continuación de la Resolución: *Por la cual se reconoce una situación especial y se definen obras urgentes en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional orientadas a superar el agotamiento de las subestaciones eléctricas por niveles de corto circuito y se establecen mecanismos para su ejecución y se dictan otras disposiciones*

Subestación	Subárea	Medida de mitigación	FPO	Responsable
		y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito		
El Río 110 kV	Atlántico	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito	2030	
Chinú Planta 110 kV	Bolívar	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de cortocircuito	2030	AFINIA
Cospique 66 kV	Bolívar	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de cortocircuito	2030	
Cartagena 66 kV	Bolívar	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 40 kA de cortocircuito, modificar tensión nominal de operación a 110 kV	2030	
Cerromatoso 110 kV	Bolívar	Elevar la capacidad de barrajes y equipos de maniobra de toda la subestación a 63 kA de cortocircuito.	2030	

Nota: La fecha máxima de entrada en operación de cada uno de los proyectos aquí señalados corresponderá, como plazo límite, al 31 de diciembre del año indicado para cada uno de ellos.