



Unidad de Planeación
Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 1 de 19



Radicado No.: 20251000040591

Fecha: 15-03-2025

Señor

DIEGO FERNANDO CAICEDO NAVAS

Representante a la Cámara

Congreso de la República

diego.caicedo@camara.gov.co

comision.sexta@camara.gov.co

Ciudad

Asunto: Respuesta al traslado parcial del cuestionario anexo a la proposición No. 21 de 2024 de parte del Ministerio de Minas y Energía, recibida mediante el radicado UPME No. 20251110050652.

Respetado Representante Caicedo:

Mediante la comunicación con radicado UPME 20251110050652, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) recibió del Ministerio de Minas y Energía (MME), el traslado parcial del cuestionario anexo a la proposición No. 21 de 2024 relacionado con *"acciones de gestión, control vigencia y seguimiento frente a las constantes quejas, fallas y problemas frente a la generación, abastecimiento, prestación y facturación del servicio público de energía en el Departamento de Cundinamarca por parte de la empresa ENEL COLOMBIA"*.

Para dar respuesta, en primer lugar, es importante señalar que, de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2121 de 2023, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, tiene por objeto: *"planear de forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos minero energéticos: producir y divulgar la información requerida para la formulación de políticas y toma de decisiones y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas"*.

Con esta precisión, a continuación encontrará la información requerida, en el marco de las competencias de esta entidad.

"7. De acuerdo con lo anterior, sírvase informar de manera detallada las acciones de prevención, acción y seguimiento que ha realizado la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética del País - CACSSE, para el adecuado abastecimiento energético y la prestación del servicio público domiciliario para el Departamento de Cundinamarca"



Mediante la Resolución 80658 de 2001 se creó la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento de la Situación Energética (CACSSE), cuya función, entre otras, es coordinar entre las diferentes entidades gubernamentales las acciones a adelantar con el fin de asegurar el cubrimiento de la demanda de energía eléctrica y presentar recomendaciones de política al Gobierno Nacional.

Las discusiones al interior de la CACSSE son de importante relevancia dado que se generan recomendaciones para asegurar el suministro de la electricidad, mediante un continuo seguimiento de los siguientes aspectos:

- El clima y sus pronósticos en el corto y mediano plazo, lo cual se logra mediante una estrecha relación con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible a través del IDEAM
- Posibles alternativas para la operación del Sistema de Transmisión Nacional, y el suministro de combustibles para la operación de las centrales térmicas.
- Acuerdos que involucran tanto el sector eléctrico como el sector gas
- Oportunidades de mejora en temas regulatorios a través de la participación de la CREG.

En el marco de la CACSSE, diversos miembros han realizado recomendaciones al Ministerio de Minas y Energía, para que este pueda dar los lineamientos de política pública, y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), para que este pueda expedir las regulaciones necesarias para evitar el desabastecimiento de energía. Esto, mediante el desarrollo de 10 sesiones plenarias que se han llevado a cabo durante el segundo semestre del año 2024 y el inicio de 2025.

Tabla 1. Sesiones CACSSE.

SESIÓN	FECHA
CACSSE 192	26 de julio de 2024
CACSSE 193	06 de agosto de 2024
CACSSE 194	27 de agosto de 2024
CACSSE 195	06 de septiembre de 2024
CACSSE 196	20 de septiembre de 2024
CACSSE 197	24 de septiembre de 2024
CACSSE 198	01 de octubre de 2024
CACSSE 199	08 de octubre de 2024
CACSSE 200	11 de octubre de 2024
CACSSE 201	22 de octubre de 2024



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 3 de 19



Radicado No.: 20251000040591

Fecha: 15-03-2025

SESIÓN	FECHA
CACSSE 202	29 de octubre de 2024
CACSSE 203	13 de noviembre de 2024
CACSSE 204	20 de diciembre de 2024
CACSSE 205	20 de enero de 2025
CACSSE 206	17 de febrero de 2025

Fuente: UPME

En la siguiente tabla se presentan las acciones que se han recomendado en el marco de la CACSSE y los responsables a cargo de cada uno de ellas

Tabla 2. Acciones recomendadas en el marco de la CACSSE.

TEMA	ACUERDO	RESPONSABLE
Abastecimiento de Energéticos	Realizar seguimiento para mantener alta disponibilidad de los energéticos primarios para el suministro al sector termoeléctrico y revisar la logística de combustibles líquidos, gas natural y carbón mineral de las plantas térmicas de generación.	CNO Eléctrico y Gas
Abastecimiento de Gas	Dado el mantenimiento de la planta de regasificación de gas natural de Cartagena, realizar una búsqueda adicional de gas, con los productores, para suplir las necesidades a corto plazo de las plantas térmicas y realizar gestiones tendientes a contar con mejor información y mayor disponibilidad de gas para el sector termoeléctrico en el corto plazo.	CNO Gas
Abastecimiento de Gas	Reducir el consumo de gas de ECOPETROL adelantando los mantenimientos de su infraestructura.	ECOPETROL
Abastecimiento de Gas	Revisar la posibilidad de declarar un racionamiento o una intervención al mercado de gas, de forma que se pueda priorizar el gas para el abastecimiento a las plantas térmicas, durante el tiempo de mantenimiento de la planta de regasificación y así priorizar el gas natural para el sector termoeléctrico tratando de asignarlo, en la medida de lo posible, a las plantas más eficientes.	MME
Abastecimiento de Gas	Seguimiento inventario y logística de retanqueo planta regasificadora.	CNO Gas
Atención de la demanda	Activar el Subcomité de Plantas - SP del CNO para revisar periódicamente el estado de los mantenimientos de las plantas térmicas y sus horas de operación y coordinar los mantenimientos entre generación y transmisión para maximizar la disponibilidad del parque térmico.	CNO Eléctrico
Atención de la demanda	Actualizar el inventario de restricciones operativas de los embalses del sistema. Ituango, Miraflores, Agregado Bogotá, Guavio.	CND - CNO Eléctrico
Atención de la demanda	Analizar la posibilidad de superar el límite de importación del área Caribe 2 con la implementación de un Esquema Suplementario de Protección del Sistema - ESPS inteligente. Instar a los agentes del sector eléctrico para hacer las gestiones pertinentes para producir la energía eléctrica requerida en Caribe y Caribe 2.	CNO Eléctrico - UPME
Atención de la	Cambio regulatorio para actualización periódica de los valores NEP y	CREG



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 4 de 19



Radicado No.: 20251000040591

Fecha: 15-03-2025

TEMA	ACUERDO	RESPONSABLE
demanda	NPV de todos los embalses.	
Atención de la demanda	Identificar y gestionar posibles limitantes que afectan disponibilidad de las plantas térmicas (Suministro de agua, restricciones ambientales, transporte de combustibles líquidos, entre otras), así mismo gestionar los permisos de transporte de combustibles en fines de semana y festivos.	MME - CND - CNO Eléctrico
Atención de la demanda	Realizar gestiones necesarias para garantizar la entrada en operación de otros proyectos de generación.	UPME - CND
Atención de la demanda	Realizar monitoreo al nivel de corto de las subestaciones Bosques 66 kV, Ternar 66 kV y Cartagena 220 kV.	CND
Atención de la demanda	Realizar seguimiento al avance de la recuperación de la disponibilidad y capacidad de transporte de los circuitos indisponibles o derrateados de la subárea Bolívar.	CND
Atención de la demanda	Recuperación del corredor doble circuito Termocandelaria - Ternera 220 kV.	CNO Eléctrico - MME
Atención de la demanda	Revisar alternativas para contar con la energía de Termocentro (272 MW).	MME
Atención de la demanda	Revisar la posibilidad de modificar el despacho para que las plantas térmicas que contraten gas en firme, queden siempre despachadas y de esta manera no se represe el gas. O, revisar si pueden realizar contratos interrumpibles y que el gas se disponga para la térmica que quede despachada.	MME - CREG
Atención de la demanda	Revisar lo necesario para la aplicación de los mecanismos que se definan para atender la demanda durante el mantenimiento de la planta de regasificación.	CNO gas, CNO Eléctrico y CND
Atención de la demanda	Seguimiento a las acciones de los planes de mejora que adelantarán las plantas para cumplir las OEF asignadas.	SSPD
Atención de la demanda	Seguimiento a situación financiera del mercado.	MME - SSPD
Atención de la demanda	Teniendo en cuenta que ya se presentó el taponamiento total del túnel de desviación derecho de ITUANGO, sugerir a EPM y ANLA la liberación de las restricciones del embalse.	MME
Atención de la demanda	Viabilizar la inyección de excedentes de plantas menores, cogeneradores y autogeneradores.	CREG - UPME
Demanda	Activar en el corto plazo la campaña de uso eficiente de energía.	MME - UPME
Demanda	Explorar la posibilidad de incrementar un mecanismo de Respuesta de la Demanda - DR en el área Caribe 2.	CREG
Demanda	Reglamentar esquemas completos de respuesta de la demanda.	CREG
Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento	Revisar la Metodología del Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento - Resolución CREG 26 de 2014 Enfocado en la modificación de la temporalidad de verificación semanal del índice NE establecida en el artículo 20. De esta forma la CREG puede requerir una revisión del índice a XM el día de hoy, declarándose en estado de vigilancia y agilizando el proceso de activación del Estatuto. Considerar aplicabilidad del estatuto de racionamiento de forma tal que considere la actualidad jurídica, legal y operativa del sistema y el país y haga viable la aplicación del	CREG



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 5 de 19



Radicado No.: 20251000040591

Fecha: 15-03-2025

TEMA	ACUERDO	RESPONSABLE
	racionamiento en la operación, así mismo eliminar la señal de precio como criterio para su activación. Confirmación y activación inmediata por parte del CREG de la situación de activación del Estatuto para Situación de Riesgo de Desabastecimiento - ESRD	
Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento	Revisión de la desagregación regional de Costos de Racionamiento de Gas Natural (Región Caribe).	UPME
Intercambios internacionales	Si es posible, suspender las exportaciones hacia Ecuador y no permitir, por ahora, la conexión de la carga de la subestación Corozo asociada a Venezuela. O, limitar las exportaciones de energía a la generación térmica no requerida en el despacho nacional.	MME - CREG
Recuperación Embalses	Activar la estrategia de "Meta térmica" para alcanzar la senda de referencia y proteger el nivel de los embalses para la temporada seca a final de este año.	MME
Transversal	Hacer seguimiento a la posible afectación de la infraestructura de Gas y energía eléctrica por incendios forestales.	CNO Gas - CNO Eléctrico
Transversal	Realizar un espacio de revisión en la CACSSE de los riesgos identificados del sistema por el CNOe, una vez se supere la coyuntura actual de emergencia.	Secretaría Técnica CACSSE
Transversal	Revisión del protocolo de comunicaciones integrado por el CNO, con la participación del MME, UPME, CREG y SSPD.	CNO Eléctrico

Fuente: UPME

Dentro de las recomendaciones realizadas en las diferentes sesiones de la CACSSE, las entidades competentes han decidido tomar acción en las siguientes:

1. Limitar las exportaciones de energía, con el fin de mantener la mayor disponibilidad de los energéticos en el país, mediante la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40410 de 2024 "Por la cual se modifica la Resolución 40330 de 2024, mediante la cual se adoptan medidas transitorias sobre las exportaciones de electricidad con el fin de garantizar el suministro para la demanda nacional"
2. Habilitar la entrega de excedentes mediante la Resolución CREG 101 053 de 2024 "Por la cual se establecen medidas transitorias para autorizar la entrega de excedentes de generación de energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN)" y la Resolución UPME 873 de 2024 "Por la cual se determina el procedimiento para resolver las solicitudes de ampliación temporal de capacidad de transporte para la entrega de excedentes de energía, según lo dispuesto en la Resolución CREG 101 053 de 2024"
3. Activación por parte de la CREG y el CND del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento, del que trata la Resolución CREG 026 de 2014 y sus modificaciones.



4. Activación de la campaña de ahorro de energía y agua "#ActúaPorLaCrisisClimática" por parte de la UPME, las entidades y empresas del sector de energía y ambiente.

"13. ¿Qué acciones concretas para poder mejorar la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en el departamento de Cundinamarca ha realizado el Ministerio de Minas y Energía teniendo en cuenta sus funciones de formulación, adopción, dirección y coordinación de la política en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica?"

Considerando que, según lo establecido en el numeral 2 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, es función del Ministerio de Minas y Energía (MME) *"Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales, hidrocarburos y biocombustibles"*, y que la pregunta está enfocada en las **"acciones concretas para poder mejorar la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en el departamento de Cundinamarca"** que **"ha realizado el Ministerio de Minas y Energía"**, se procede a trasladar esta pregunta para lo de su competencia mediante radicado UPME 20251000036521 del 10 de marzo de 2025.

Sin perjuicio de lo anterior, la UPME como entidad adscrita al MME, y de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2121 de 2023, en su labor de planeación del sector eléctrico, considera importante indicar que el sistema eléctrico colombiano está estructurado de forma tal que todos sus elementos se conectan entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, todos los cuales conforman el Sistema Interconectado Nacional - SIN, del cual hace parte Bogotá; lo anterior conforme con lo definido en la Ley 143 de 1994¹.

El sistema eléctrico colombiano actual se caracteriza por su robustez y capacidad de soportar la demanda existente, gracias a una infraestructura desarrollada y consolidada a lo largo de los años. No obstante, la dinámica del sector energético está experimentando un cambio de paradigma significativo, impulsado por el acelerado crecimiento de la demanda eléctrica y la urgente necesidad de diversificar la matriz de generación, donde las fuentes renovables no convencionales juegan un papel muy importante. Este escenario plantea la

¹ "Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética."



imperiosa necesidad de un proceso de planeación del sistema de transmisión que sea constante, oportuno y eficiente, y de implementar estrategias que permitan asegurar la entrada de nuevos proyectos de generación a la matriz energética del país.

Frente a la planeación de la expansión de la transmisión, y en lo que se refiere al Sistema de Transmisión Nacional (STN) que corresponde a las redes eléctricas que operan a niveles de tensión superiores o iguales a 220 kV, a la UPME, según lo establecido en el artículo 4 del Decreto 2121 de 2023, le compete elaborar los planes de expansión del SIN en consulta con el cuerpo consultivo, de conformidad con la Ley 143 de 1994 y las normas que lo modifiquen o reglamenten, así como, establecer los mecanismos que articulen la ejecución de los proyectos de infraestructura con los planes de expansión.

A través del Plan de Expansión de Transmisión se identifican las necesidades de expansión y se definen los proyectos en cuanto a características técnicas como capacidades y ubicación general, sin precisar trazados ni localización exacta de infraestructura, lo cual es determinado por el adjudicatario de la obra en la fase de ejecución en función de variables ambientales, sociales y físicas, entre otras, y los permisos de las diferentes autoridades. Estos proyectos son desarrollados por inversionistas seleccionados a través de convocatorias públicas, quienes se encargan de la financiación, los diseños, el licenciamiento ambiental, los trazados, la construcción, operación y mantenimiento, y su remuneración inicia con la puesta en operación de la obra y proviene de la tarifa del servicio pagada por los usuarios, definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG.

Sobre este aspecto, resulta importante mencionar que la UPME actualmente ejecuta un ambicioso plan de obras urgentes de transmisión de energía eléctrica conocido como "**Misión Transmisión**", una de las apuestas más ambiciosas de modernización del sistema eléctrico colombiano en lo relacionado con las redes del sistema de transmisión nacional. La **Misión Transmisión** tiene un doble propósito: actualizar y a la vez modernizar el Sistema de Transmisión Nacional (STN), partiendo de necesidades urgentes que no han podido atenderse de manera efectiva y de la obligación de planear en clave de transición energética y cambio climático.

Desde la Misión Transmisión, ya se han realizado tres entregas correspondientes a los siguientes documentos:

- o **Primer paquete de obras urgentes:** Se definen proyectos en conjunto con el CNO y XM, para atender restricciones del sistema en las regiones del Caribe, Chocó y Norte de Santander, las cuales han sido declaradas en



emergencia. La Resolución 727 de 2024, a través de la cual se priorizan tres de estos proyectos, fue expedida por la UPME el pasado 4 de septiembre de 2024 (https://www1.upme.gov.co/Normatividad/727_2024.pdf). Este primer paquete puede ser consultado mediante el siguiente enlace: https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Documento_Obras_Urgentes.pdf

- o **Segundo paquete de obras urgentes:** Se definen proyectos para atender restricciones que no tienen obras estructurales definidas, asociadas principalmente a Demanda No Atendida (DNA). El segundo paquete puede ser consultado a través del siguiente enlace: https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Segundo_paquete_obras_urgentes_VF_completo.pdf
- o **Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica:** la tercera entrega de la **Misión Transmisión** está dividida en dos tomos así:
 - Tomo I: Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del Sistema de Transmisión Nacional (https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf)
 - Tomo II: Plan de Expansión de Transmisión 2024-2038 (https://www1.upme.gov.co/siel/Documentos_Anexos/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_2.pdf).

Para el caso particular de la subárea operativa Bogotá, en escenarios de baja disponibilidad de la generación interna, la línea por la cual se transporta la mayor cantidad de energía es Primavera – Bacatá 500 kV. La contingencia de este enlace genera problemáticas por baja tensión en numerosas subestaciones de la región. Este es el caso de los municipios de la sabana norte de Bogotá, que actualmente se atienden a través del Sistema de Transmisión Regional (STR) de ENEL y opera en condición radial. Para solventar esta problemática, la disponibilidad de las unidades de generación en Termozipa juega un papel crucial al brindar soporte dinámico de tensión en la zona, por lo que la probabilidad de desatención de la demanda en esta región del sistema depende principalmente de la disponibilidad en las unidades de Termozipa, y la disponibilidad en los distintos activos de uso del sistema (líneas y transformadores).

En este sentido, y en cumplimiento de su misionalidad, la UPME ha trabajado para asegurar el suministro de energía en Bogotá, Cundinamarca y el resto del país, tanto en el pasado como en la actualidad. A continuación, se detallan las



principales acciones desarrolladas en respuesta a la necesidad de seguir contando con un sistema eléctrico robusto para atender la demanda de energía en Bogotá:

Acciones a largo plazo:

- **Identificación y planificación temprana:** En el Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2010-2024, se identificó que el crecimiento de la demanda en el norte de Bogotá podría causar problemas de estabilidad de tensión. Para esto se propuso el proyecto Chivor-Chivor II-Norte-Bacatá 230 kV para mejorar la conexión y estabilidad de la red. Es importante resaltar que este proyecto se complementa con redes en el STR.

Asimismo, el 18 de julio de 2024 el Ministerio de Minas y Energía expidió la resolución 40252 de 2024, la cual adoptó como anexo al Plan de Expansión de Transmisión 2022 — 2036 el proyecto “Subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas” y el pasado 5 de agosto la UPME realizó la prepublicación de esta convocatoria.

- **Proyectos estratégicos en alta tensión:** En el Plan Generación Transmisión 2013-2027 se resaltó la necesidad de refuerzos en alta 500 kV para el área oriental. Los proyectos Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza y Virginia-Nueva Esperanza 500 kV reducen la dependencia de generación de seguridad y aseguran un suministro más fiable.

A pesar de la planificación y esfuerzos, han surgido problemas principalmente relacionados con los aspectos socio-ambientales entre otros, que han causado retrasos en estos proyectos.

Acciones inmediatas y compromisos:

- **Diálogo y colaboración:** diálogos permanentes con los Operadores de Red - OR de las áreas circundantes a Oriental, dada la interconexión y la interdependencia de las redes del Sistema de Transmisión Regional - STR.

En estos espacios se identifican y revisan las alertas del sistema, y se trabaja en conjunto para proponer soluciones, considerando el alcance regulatorio de cada parte.



- **Aprobación expedita de proyectos adicionales:** La UPME ha acelerado la revisión de proyectos complementarios para solucionar problemas actuales. Por ejemplo, en septiembre de 2022, la UPME aprobó técnicamente el proyecto de "mejoramiento de las líneas de la sabana de Bogotá, Bacatá – Chía 115 kV, Bacatá – El Sol 115 kV, Noroeste – Tenjo 115 kV y Tenjo – El Sol 115 kV". Este proyecto, que está siendo desarrollado por el Operador de Red, tiene como objetivo aumentar la capacidad de estas líneas. Con estos proyectos, se espera mejorar la capacidad y la confiabilidad de la red eléctrica a corto plazo.

De conformidad con lo indicado y en concordancia con la Dimensión No. 02 de la Misión Transmisión, se informa que el Plan de expansión de Transmisión 2022-2036, el cual se adoptó en **julio de 2023** a través de la resolución 40477 del MME, presentó adiciones y modificaciones mediante las Resoluciones 40252 del **18 de julio de 2024**, 40513 del **27 de noviembre de 2024** y 40529 del **06 de diciembre de 2024**, mediante las cuales se definieron 10 obras adicionales a las 6 inicialmente adoptadas en Julio de 2023, con lo que se refuerza el sistema de Transmisión Nacional – STN. A continuación, se presentan las obras adoptadas en el área Oriental a la que pertenece el departamento de Cundinamarca:

Tabla 3. Obras adoptadas en el área Oriental

Subárea	Proyecto	Alcance	Fecha de Puesta en Operación (FPO)
Bogotá	Subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas	Consiste en una subestación a 230/115kV en configuración doble barra más seccionador de bypass, que intercepta las líneas existentes Guavio – Circo 1 y 2 de 230 kV y la instalación de dos (2) bancos de autotransformadores trifásicos 230/115 kV de 300 MVA cada uno; adicional de la construcción de una nueva subestación 115 kV barra sencilla seccionada, dos (2) nuevas líneas con capacidad de 1200 A: Sopó – Gransabana 115 kV y Sopó – La Aurora 115 kV y 6 bahías de reserva.	Dic/29

Fuente: UPME

Ahora bien, en el Plan de Expansión de Transmisión 2024-2038 se incluye la obra Nueva subestación Corzo 500/115 kV con dos transformadores 500/115 kV de 450 MVA cada uno, reconfigurando el enlace Bacatá - Nueva Esperanza 500 kV y las líneas Tren Occidente – Occidente 115 kV, Tren Occidente - Mosquera 115 kV y Tren Occidente - Balsillas - Fontibón 115 kV. Con la obra se espera mejorar el perfil de tensión de las subestaciones del occidente de Bogotá y se mitigue las



altas cargabilidades de los transformadores 500/115 kV de las subestaciones Bacatá y Nueva Esperanza.

Tabla 4. Resumen del paquete de obras Plan de Expansión de Transmisión 2024-2038

Proyecto	Descripción de la obra	Impacto de la obra	Relación B/C
Subestación Corzo 500/115 kV y líneas asociadas Código obra: EE-001	STN: - Nueva subestación Corzo 500/115 kV. - Dos bancos de autotransformadores monofásicos de 450 MVA cada uno. STR: - Reconfiguración de la línea Bacatá - Nueva Esperanza 500 kV en las nuevas líneas Bacatá - Corzo 500 kV y Nueva Esperanza - Corzo 500 kV. - Reconfiguración de la línea Occidente - Tren Occidente 115 kV en las nuevas líneas Corzo - Tren Occidente 1 115 kV y Corzo - Occidente 115 kV. - Reconfiguración de la línea Mosquera - Tren Occidente 115 kV en las nuevas líneas Corzo - Tren Occidente 2 115 kV y Corzo - Mosquera 115 kV. - Reconfiguración del corredor Fontibón - Balsillas - Tren Occidente 115 kV en las nuevas líneas Corzo - Tren Occidente 3 115 kV y Corzo - Fontibón 115 kV.	La entrada en operación de la nueva subestación Corzo 500/115 kV, como una nueva frontera del Sistema de Transmisión Nacional (STN), contribuirá significativamente a mitigar los problemas de bajas tensiones que afectan el occidente de Bogotá debido al aumento de la demanda. Asimismo, esta subestación reducirá las altas cargabilidades en las fronteras 500/115 kV, como Bacatá y Nueva Esperanza, así como en algunas fronteras 230/115 kV del área de influencia, incluyendo Balsillas y Noroeste. Además, permitirá disminuir los flujos de potencia en las líneas del Sistema de Transmisión Regional (STR) que conectan el occidente de Bogotá con la subestación Nueva Esperanza, las cuales suelen presentar altos niveles de cargabilidad en escenarios de baja generación a 115 kV.	12.592

Fuente: UPME.

Frente a la generación de energía eléctrica en el país, según el artículo 16 de la Ley 143 de 1994, la UPME tiene entre sus funciones proyectar el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y con base en ello, formular el Plan de Expansión de Generación (PIEG). El PIEG es de carácter indicativo, se identifican los requerimientos de energía eléctrica del país ante diferentes escenarios, pero no se determina los proyectos a ejecutar ya que la generación es una actividad de



libre iniciativa que se rige por los artículos 52, 53 y 85² de la Ley 143 de 1994, por lo tanto, la UPME en el PIEG únicamente determina unas alternativas de expansión de la generación, pero las decisiones de inversión en proyectos de generación son del privado (no necesariamente con referencia al PIEG), quien asume la responsabilidad por su ejecución, el tipo de tecnología a usar, ubicación geográfica, financiación, permisos, puesta en marcha y operación, por tanto, la UPME no ejecuta proyectos de generación, sino que son los desarrolladores quienes asumen las responsabilidades asociadas con el tipo de tecnología a usar, y la financiación, permisos, ejecución, puesta en marcha y operación de las plantas de generación.

En el mes de abril de 2024, la UPME publicó la actualización del Plan de Expansión de Generación 2023-2037 (PIEG 2023-2037), que puede ser consultada en el siguiente enlace:

https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_indicativo_expansion_de_la_generacion_actu_2023_2037.pdf

En cuanto a los proyectos de generación, es importante destacar que a la UPME únicamente le corresponde asignar la capacidad de transporte al SIN, esto es el punto de conexión del proyecto para entregar la energía al sistema, en el marco de lo establecido en el artículo 4 de la Resolución MME 40311 de 2020, y la Resolución CREG 075 de 2021 *"Por la cual se definen las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional"*.

A pesar de que la entrada en operación de los proyectos depende únicamente de sus promotores, ya que la generación y el desarrollo de los proyectos son una actividad de libre iniciativa, en el marco del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 se estableció la necesidad del crecimiento y diversificación de la matriz energética del país a través del ingreso en operación de 2GW de proyectos de generación de energía eléctrica de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCR). Posteriormente, en abril del año 2023 el presidente Gustavo Petro declaró como objetivo de gobierno el incremento de 6GW en FNCR, surgiendo así la Estrategia 6GW.

La Estrategia 6GW, diseñada y ejecutada en conjunto por el MME y la UPME, acompaña a los proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables, durante todas sus fases de desarrollo hasta la puesta en operación comercial, a través de la articulación con otras entidades del gobierno, con el fin

² Artículo 85. Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos.



de priorizar la gestión de los trámites relacionados con los proyectos de generación FNCER, siempre respetando las competencias y autonomía de cada una de las instituciones involucradas.

"14. Sírvase informar el estado de avance, la capacidad generadora, la fecha de inicio de los contratos, la fecha planeada de finalización, la fecha estimada de inicio de operación de los proyectos:

- ***Chivor-Chivor II-Norte -Bacatá***
- ***Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza.***
- ***Virginia - nueva Esperanza.***

15. ¿Cuáles han sido las razones de los atrasos de los proyectos mencionados en el punto anterior?"

Como se mencionó en la respuesta a la pregunta 13, la UPME se encuentra actualizando y a la vez modernizando el Sistema de Transmisión Nacional (STN), partiendo de necesidades urgentes que no han podido atenderse de manera efectiva y de la obligación de planear en clave de transición energética y cambio climático.

De acuerdo con lo anterior, y conforme los proyectos de transmisión recomendados por la UPME en los planes de expansión de transmisión adoptados por el Ministerio de Minas y Energía (MME), a continuación, se presenta el estado de aquellos que se desarrollan en el área de influencia del departamento de Cundinamarca:

● **UPME 03-2010 Chivor – Norte – Bacatá 230 kV**

- Fecha de Entrada en Operación: 1 de febrero de 2025 según Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40338 del 26 de agosto de 2024.
- Fecha de Entrada en Operación estimada: mayo de 2027

Actualmente el estado de ejecución del total del proyecto es del 78,78 % con una desviación respecto a lo programado del 17,23%.

Las actividades de construcción ejecutadas a 31 de diciembre de 2024 en cuanto a **la línea de transmisión** son las siguientes: de 364 torres ya definidas se han replanteado 297 (82%), en obra civil 266 (73%) y montaje 266 (73%).



En cuanto al avance en la construcción de las subestaciones (SE), se informa lo siguiente:

- **SE Chivor II:** inició construcción en junio de 2022 a julio de 2024, finalizando en julio de 2024 la obra civil y electromecánica. Solo faltan pruebas, que se realizarán cuando se energice la subestación.
- **SE Bacatá:** inició construcción en noviembre de 2022 finalizando la primera etapa en marzo de 2024. Está pendiente la ejecución de la segunda etapa una vez finalice la construcción de la línea de transmisión con su canal de comunicación.
- **SE Chivor:** Ejecución desplazada con fecha de inicio en agosto de 2025.

Este proyecto cuenta con licencia ambiental parcial. No obstante, atendiendo a las decisiones del Tribunal Administrativo de Cundinamarca, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA exigió nuevo Diagnóstico Ambiental de Alternativas - DAA para la subestación Norte y con ello cambiar el sitio de dicha subestación. Con lo anterior, el Grupo de Energía de Bogotá ha debido tramitar un Diagnóstico Ambiental de Alternativas para la ubicación de la subestación Norte 230 kV ante la ANLA, quien se pronunció mediante el Auto 2525 del 2022 y confirmado por el Auto 4955 de 2022, seleccionando la alternativa N. 3 en el municipio de Sesquilé e indicando que se debe proceder con el estudio de Impacto Ambiental. El Grupo de Energía de Bogotá -GEB radicó el Estudio de Impacto Ambiental para la modificación de la licencia ambiental para la llegada a la subestación Norte 230 kV, con Auto de Inicio 6112 del 8 de agosto de 2023., sin embargo, están suspendidos los términos de evaluación de la modificación de licencia ambiental desde el 29 de noviembre de 2023 hasta tanto no se tenga el pronunciamiento del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible -MADS sobre la solicitud de sustracción de la Reserva Forestal Protectora Productora de la Cuenca Alta del Río Bogotá para 5 sitios de torre que cuenta con Auto de Inicio 076 del 18 de septiembre de 2023. La obtención del licenciamiento ambiental y la construcción de la subestación Norte 230 kV se configura como la ruta crítica del proyecto.

Por otro lado, la licencia ambiental también impuso restricciones a lo largo de la línea, por lo que Grupo de Energía de Bogotá – GEB debió tramitar una nueva modificación de licencia ambiental ante la ANLA, dando inicio a la evaluación mediante Auto 11615 del 26 de diciembre de 2022. Sin embargo, mediante Auto N.3042 del 10 de mayo del 2024, la ANLA suspende nuevamente el trámite de evaluación hasta tanto no se tenga pronunciamiento del MADS frente a la solicitud de sustracción de la Reserva Forestal Protectora – Productora Cuenca Alta del Río Bogotá RFPP CARB para dos sitios de torre, realizada mediante radicado 2022E1042319 del 1 de noviembre del 2022 que cuenta con el Auto 105



del 18 de diciembre del 2023, y el pronunciamiento sobre la solicitud de modificación de la resolución 620 de 2018 (con la cual se otorga la sustracción definitiva en áreas de la RFPP CARB) para el movimiento de los polígonos de las torres 77NN, 79NN* y 100NV del tramo Norte-Bacatá realizada el 11 de octubre de 2021. Sobre esta última solicitud, MADS mediante Resolución 062 del 21 de enero del 2025, autoriza el movimiento de polígonos para los 3 sitios de torre, sin embargo, no se pronuncia sobre los accesos, por lo que, se está en proceso de análisis para definir si se interpone recurso de reposición.

● **UPME 01-2013 Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza 500 kV:**

- Fecha de Entrada en Operación: 1 de febrero de 2025 según Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40246 del 16 de julio de 2024.
- Fecha de Entrada en Operación estimada: febrero de 2027

Con corte a diciembre de 2024, el avance global del proyecto es de 78,5%. Las actividades relacionadas con la línea de transmisión y las subestaciones, son las que presentan mayor atraso, con avances del 73% y 41% respectivamente.

El proyecto incluye la construcción de una línea de transmisión, circuito sencillo, a 230 kV (kilovoltios), con longitud aproximada de 390 kilómetros, que interconecta las subestaciones Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza; lo que requiere de aproximadamente 854 torres, de las cuales se han adelantado trabajos de excavación para cimentaciones en 498 sitios de torre y se han montado 346 torres.

Las subestaciones presentan el siguiente estado de avance:

- **SE Norte:** Registra un avance del 37,5%. Se tienen adquiridos la totalidad de suministros. Debido a la relocalización del sitio de la subestación, las actividades de diseño y construcción presentan un estado de avance de 0%.
- **SE Nueva Esperanza:** Inició construcción en abril de 2024. Registra un avance del 81%. Se prevé su finalización para agosto de 2025
- **SE Sogamoso:** Inició construcción en abril de 2024 Registra un avance del 83%. Se prevé su finalización para agosto de 2025

Cuenta con licencia ambiental parcial. Atendiendo decisiones del Tribunal Administrativo de Cundinamarca, la ANLA exigió nuevo Diagnóstico Ambiental de Alternativas - DAA para la subestación Norte 230 kV en el marco del proyecto UPME 03- 2010, y con ello cambiar el sitio de dicha subestación. Lo anterior implica que el atraso en el licenciamiento de la subestación Norte 230 kV



condiciona la ampliación de la subestación a 500 kV objeto del proyecto UPME 01-2013, ya que la convocatoria de UPME 03-2010 debe proporcionar los espacios de reserva para la subestación 500 kV.

Como se indicó anteriormente, en el marco del proyecto UPME 03-2010 se surtió el trámite de Diagnóstico Ambiental de Alternativas para la ubicación de la subestación Norte 230 kV y los espacios de reserva para la subestación Norte 500 kV, con lo cual, ANLA seleccionó la alternativa 3 para la ubicación en el municipio de Sesquilé, y actualmente se encuentra en proceso de modificación de licencia ambiental. En paralelo en el marco del proyecto UPME 01-2013, para este proyecto, se radicó ante la ANLA el Estudio de Impacto Ambiental para la Modificación de licencia ambiental para el tramo de llegada a la subestación Norte el 28 de julio de 2023, con Auto de inicio N. 6375 del 17 de agosto de 2023. Actualmente se encuentra suspendidos los términos del trámite ordenado mediante Auto 10254 del 7 de diciembre de 2023, hasta tanto no se tenga el pronunciamiento del MADS sobre la solicitud de sustracción de la Reserva Forestal Protectora Productora de la Cuenca Alta del Río Bogotá que cuenta con Auto de Inicio 092 del 6 de diciembre de 2023.

Dadas las restricciones de la licencia ambiental, actualmente, también se encuentra en trámite una tercera modificación de licencia ambiental denominada restricciones que cuenta con Auto de Inicio 9163 del 02 de noviembre de 2023. No obstante, mediante Auto. No.001106 del 06 de marzo de 2024, la ANLA suspende los términos del trámite de evaluación, hasta tanto Grupo de Energía de Bogotá allegue el acto administrativo que decide sobre la solicitud de sustracción definitiva de áreas de la Reserva Forestal del Río Magdalena creada mediante la Ley 2da de 1959, y se presente el pronunciamiento de la CAS por el DRMI Serranía de los Yariguíes y de la CAR por el DRMI Macizo El Tablazo, frente a la sustracción temporal y definitiva, o en su defecto que indique la compatibilidad del proyecto con los usos de los Planes de Manejo de los DRMI. Esta información fue radicada el 31 de julio de 2024, y se solicitó a la ANLA el levantamiento de suspensión de los términos del trámite. Sin embargo, la ANLA mediante el 26 de agosto de 2024, solicita información adicional para levantamiento de suspensión de trámite; la información solicitada por la ANLA corresponde al pronunciamiento de CAS frente a la vigencia de la sustracción temporal y sobre la autorización de aprovechamiento forestal en vanos en áreas del DRMI Serranía de los Yariguíes. El 11 de septiembre de 2024, GEB sostuvo reunión con CAS para aclarar los requerimientos realizados por la ANLA. En espera de respuesta de la Autoridad Ambiental.

El 31 de diciembre de 2024, debido a las restricciones que se tiene desde la licencia ambiental y la negación de aprovechamiento forestal de determinadas



coberturas en áreas de vanos, se radicó ante la ANLA una cuarta solicitud de Modificación de Licencia Ambiental. También en el mes de diciembre de 2024 se radicó ante la CAS una solicitud de sustracción definitiva y temporal de áreas del Distrito Regional de Manejo Integrado Serranía de los Yariguíes, y ante el MADS una solicitud para la sustracción definitiva y temporal de áreas de la Reserva Forestal de Ley Segunda del Río Magdalena.

● **UPME 07-2016 Virginia - Nueva Esperanza 500 kV**

- Fecha de Entrada en Operación: 22 de junio de 2025 según la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40258 del 22 de julio de 2024.
- Fecha de Entrada en Operación estimada: septiembre de 2025

Actualmente el estado de ejecución del total del proyecto es del 93,9 % frente a lo programado del 95,4%.

Las actividades de construcción ejecutadas a 31 de diciembre de 2024 en cuanto a la línea de transmisión son las siguientes:

- Tramo 1: Las actividades de recepción final de la línea se encuentran con un avance de 100%.
- Tramo 2: Replanteo 100%, Excavaciones 97%, Montaje 92%. Las actividades de recepción final de la línea se encuentran con un avance de 91%; el porcentaje faltante corresponde a la variante de llegada a la S/E Nueva Esperanza.

Las subestaciones presentan el siguiente estado de avance:

- **Subestación Nueva Esperanza 500 kV:** Las obras civiles, montaje e instalación de equipos electromecánicos está totalmente finalizada; están pendientes actividades de pruebas sistema Scada, refuerzo sobre el pórtico de barras 500 kV y pruebas de la protección y de puesta en servicio e integración al STN.
- **Subestación Virginia:** Registra un avance del 99%. En ejecución pruebas sistema Scada, integración de equipos a las barras de 500 kV, pruebas de conexión, protecciones, puesta en servicio e integración al STN.

El proyecto cuenta con Licencia Ambiental: ANLA emitió la Resolución No. 00170 del 15 de enero de 2021 "Por la cual se otorga una Licencia Ambiental y se



adoptan otras determinaciones” en la cual no autoriza la construcción de 15 sitios de torre desde 439NN hasta la SE Nueva Esperanza por sensibilidad de ecosistemas existentes en el Salto del Tequendama, la Casa Museo del Salto del Tequendama, Bosque de Niebla en la zona y el Cerro Manjui; ante la anterior resolución el inversionista presentó recurso de reposición y fue respondido en la Resolución 1363 del 04 de agosto de 2021.

Actualmente, se ha culminado el trámite de Modificación de Licencia Ambiental – MLA para la línea de transmisión de llegada a la subestación Nueva Esperanza, otorgada mediante la Resolución No. 1018 del 31 de mayo de 2024, en la cual, se negó la construcción del sitio de torre ST 445N, así como de cuatro accesos a los sitios de torre 452N, 445N, 451N y 453N, tres brechas de riego inviables y un polígono de acercamiento al conductor. TCE (inversionista) y dos terceros intervinientes presentaron recursos de reposición contra la Resolución 1018 de 2024. El 2 de octubre de 2024, TCE fue notificada de la Resolución No. 2172 del 1 de octubre de 2024, mediante la cual la ANLA resolvió los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución No. 1018. La Resolución No. 2172 quedó en firme el 15 de octubre de 2024.

Con base en lo anterior, el inversionista presentó el 22 de octubre de 2024 un informe técnico a la ANLA sobre la necesidad o no de adelantar una modificación de la licencia ambiental debido a la reubicación del sitio de torre ST 445N3, la cual tuvo respuesta por parte de la ANLA el 10 de enero de 2024, donde se autoriza el movimiento del sitio de torre.

Por otro lado, el 3 de enero de 2025, la ANLA emite la Resolución 0005 con la que impone una medida preventiva para los sitios de torre 441 y 443, y se solicita a TCE estudios adicionales.

“16. ¿Cuál es el riesgo para el Departamento de Cundinamarca de continuar el atraso de estos proyectos?”

Inicialmente, resulta importante reiterar que la planeación y ejecución de las obras de los Sistemas de Transmisión Regional – STR y de los Sistemas de Distribución Locales - SDL son responsabilidad de los Operadores de Red – OR de cada zona o departamento. Solamente en aquellos casos en que los OR deciden no ejecutar las obras del STR, se recurre a la selección, mediante convocatoria pública a cargo de la UPME, de un inversionista que lleve a cabo su ejecución. Por tal motivo, la UPME no cuenta con información de obras de transmisión, distribución, ni comercialización, ejecutadas por el OR del departamento de Cundinamarca.



Unidad de Planeación
Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 19 de 19



Radicado No.: 20251000040591

Fecha: 15-03-2025

Sin perjuicio de lo anterior, y para el caso particular del departamento de Cundinamarca, la UPME viene adelantando los procesos de adjudicación para avanzar en el desarrollo de las obras de transmisión adoptadas por los planes de expansión de transmisión, que son claves para el abastecimiento seguro y confiable de energía eléctrica en el SIN, tal y como es el caso de las obras "Subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas" y "Interconexión Nordeste-Oriental (Chivor II - Aguaclara - Alcaraván 230kV)", que fueron adoptadas en el área Oriental a través del Plan de expansión de Transmisión 2022-2036. Así como también la obra Nueva subestación Corzo 500/115 kV con sus dos transformadores, incluida en el Plan de Expansión de Transmisión 2024-2038, las cuales fueron detalladas previamente en respuesta a la pregunta No. 13.

En los anteriores términos se considera atendida la petición, en el marco de las competencias de esta entidad.

Atentamente,

Carlos Adrián Correa Flórez
Director General
Dirección General

Elaboró: LEIDY BRIGITH VERA RUNCERIA

Revisó: HECTOR ANDRES ROSERO BECERRA, MARIA PAULA TORRES MARULANDA, JUAN CAMILO SÁNCHEZ SALAZAR, JOHANA CAROLINA BASTIDAS BURGOS, Carlos Adrián Correa Flórez

Aprobó: Carlos Adrián Correa Flórez