

 MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA Publicidad e informe de observaciones y respuestas de los proyectos específicos de regulación En cumplimiento del Decreto 1081 de 2015 artículo 2.1.2.1.14. Publicidad e informe de observaciones y respuestas de los proyectos específicos de regulación expedidos con firma del presidente de la República					
Datos básicos					
Nombre de la entidad	Ministerio de Minas y Energía				
Responsable del proceso	Dirección de Energía Eléctrica				
Nombre del proyecto de regulación	Por medio de la cual se adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2025 – 2039				
Objetivo del proyecto de regulación	Adoptar el Plan de Expansión de Transmisión 2025 – 2039				
Fecha de publicación del informe	5 de mayo de 2026				
Descripción de la consulta					
Tiempo total de duración de la consulta:	10				
Fecha de inicio	5/05/2026				
Fecha de finalización	15/05/2025				
Enlace donde estuvo la consulta pública	https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/adoptar-el-plan-de-expansion-de-transmision-2025-2039-05052026/				
Canales o medios dispuestos para la difusión del proyecto	Publicación del documento en el módulo de Foros de la pagina web del Ministerio de Minas y Energía				
Canales o medios dispuestos para la recepción de comentarios	Los canales de recepción utilizados son:				
Resultados de la consulta					
Número de Total de participantes	11				
Número total de comentarios recibidos	62				
Número de comentarios aceptados	42	%	68%		
Número de comentarios no aceptadas	20	%	32%		
Número total de artículos del proyecto	3				
Número total de artículos del proyecto con comentarios	1	%	33%		
Número total de artículos del proyecto modificados	1	%	100%		
Consolidado de observaciones y respuestas					
No.	Fecha de recepción	Remitente	Observación recibida	Estado	Consideración desde entidad
1	15/05/2026	EPM	La Fase 1 del refuerzo de la subestación Heliconia 500/230 kV incluye únicamente el tercer banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV, pero las respectivas bahías de alta (500 kV) y baja (230 kV) quedaron para la Fase 2. Se debe corregir para que tanto el banco de autotransformadores como las bahías de transformación queden para la Fase 1.	Aceptada	Se acepta el comentario. Verificada la información remitida por la UPME al MME, se evidenció que en la Tabla 1-1 del PET 2025-2039 las bahías de transformación asociadas al tercer banco de autotransformadores 500/230 kV de la subestación Heliconia quedaron incluidas en la Fase 2 del proyecto. No obstante, en el análisis técnico de la obra y en la sección de recomendaciones del PET 2025-2039, dichas bahías de transformación fueron consideradas en la Fase 1, mientras que las bahías de línea fueron contempladas en la Fase 2, respectivamente. En consecuencia, se acoge el comentario y la UPME ajusta la Tabla 1-1 del PET 2025-2039, incorporando las bahías de transformación en la Fase 1 del proyecto.
2	15/05/2026	EPM	Se recomienda que las 2 fases del refuerzo de la subestación Heliconia 500/230 kV queden en convocatorias independientes por tener FPO diferentes.	No aceptada	No se acepta el comentario. Al respecto, es preciso señalar que una vez el Plan de Expansión de Transmisión 2025 – 2039 sea adoptado mediante resolución por parte del Ministerio de Minas y Energía, la UPME evaluará el esquema de ejecución de las obras recomendadas, incluyendo la definición del mecanismo y alcance de las respectivas convocatorias, considerando las características y cronogramas previstos para cada una.
3	15/05/2026	EPM	El nuevo proyecto Interconexión Antioquia - Oriental - Subestación La Montera 500/230 kV ocasiona sobretensiones en las barras San Carlos 230 kV, Primavera 230 kV, Envigado 220 kV, Guatapé 220 kV, Jaguas 230 kV, Oriente 220 kV, entre otras. Sugerimos indicar la forma en la que se mitigaría esta situación para evitar afectaciones al sistema	No aceptada	No se acepta el comentario, de acuerdo con el análisis efectuado por la UPME, las condiciones de sobretensión identificadas asociadas al proyecto Interconexión Antioquia – Oriental – Subestación La Montera 500/230 kV se presentan principalmente en los años iniciales del horizonte de evaluación y corresponden a situaciones que pueden ser mitigadas mediante maniobras operativas. Adicionalmente, en el mediano y largo plazo dichas condiciones tienden a reducirse como consecuencia del crecimiento vegetativo de la demanda en el área de Antioquia, lo cual favorece una mayor absorción de potencia reactiva y contribuye a la disminución de los niveles de tensión en la zona. Así mismo, la UPME informó que actualmente se encuentra analizando obras de expansión complementarias orientadas a mitigar las condiciones de sobretensión identificadas en el área de Antioquia, tanto en escenarios que consideran la incorporación de la obra propuesta como en aquellos que no la contemplan.
4	15/05/2026	EPM	Corregir la capacidad de interrupción de las subestaciones Belén 110 kV, Ancón Sur 110 kV, El Salto 110 kV.	Aceptada	Se acepta el comentario. La UPME ajustó la capacidad de interrupción a 40 kA en los casos identificados para las subestaciones Belén 110 kV, Ancón Sur 110 kV y El Salto 110 kV, efectuando las correcciones correspondientes en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039.

No.	Fecha de recepción	Remitente	Observación recibida	Estado	Consideración desde entidad
5	15/05/2026	EPM	EPM ve con preocupación cómo el proyecto Interconexión Antioquia - Oriental - Subestación La Montera 500/230 kV ocasiona el aumento del nivel de cortocircuito en la subestación Barbosa 230 kV, la cual supera la capacidad de interrupción en un 24.9%, teniendo en cuenta que NO es un problema preexistente y que la regulación actual para el STN no incentiva el aumento de la capacidad de interrupción de los equipos.	No aceptada	No se acepta el comentario. De acuerdo con la información suministrada por la UPME, los incrementos en los niveles de cortocircuito en la subestación Barbosa 230 kV, así como en otras subestaciones del área de influencia, ya habían sido identificados dentro de los análisis de planeación realizados para el sistema. En este sentido, la UPME informó que actualmente se encuentra evaluando proyectos y medidas orientadas al refuerzo de la capacidad de interrupción y a la implementación de alternativas de mitigación para atender los incrementos en los niveles de cortocircuito identificados en el mediano y largo plazo, con el propósito de preservar la seguridad operativa y la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Respecto de las consideraciones regulatorias planteadas en el comentario, estas exceden el alcance del presente acto administrativo y no generan modificaciones al Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039.
6	15/05/2026	EPM	Corregir el diagrama unifilar: * La subestación Caldas 110 kV ya está en operación; * Las subestaciones Bolombolo y Amagá solo quedarán conectadas por medio de un enlace a 110 kV, por lo tanto, se debe borrar uno de los enlaces que se muestran.	Aceptada	Se acepta el comentario. La UPME realizó los ajustes correspondientes en los diagramas unifilares contenidos en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039.
7	15/05/2026	EPM	Corregir el diagrama unifilar: * La subestación Caldas 110 kV ya está en operación; * Las subestaciones Bolombolo y Amagá solo quedarán conectadas por medio de un enlace a 110 kV, por lo tanto, se debe borrar uno de los enlaces que se muestran. * No se observa el segundo circuito Heliconia - Occidente 230 kV * EPM envió solicitud a la UPME para no desarrollar la línea Guarcoma - Santa Fe de Antioquia 110 kV, ya que su propósito de eliminar la radialidad del Occidente Antioqueño fue reemplazado por el proyecto Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño, que propone las subestaciones Lagunas 220 kV y Guarcoma 220 kV. Además, la línea Guarcoma - Santa Fe de Antioquia 110 kV genera nuevas restricciones, por lo cual deja de ser costo eficiente para el sistema (proyecto publicado en el Plan de expansión 2024-2.038). * No se observa la nueva subestación Guarne 220 kV	Aceptada	Se acepta parcialmente el comentario. La UPME realizó los ajustes correspondientes en los diagramas unifilares contenidos en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039. Así mismo, respecto del enlace Santa Fe de Antioquia – Guarcoma 110 kV, la UPME incorporó la nota aclaratoria correspondiente en el documento del Plan.
8	15/05/2026	EPM	Corregir el diagrama unifilar: * No se observa el segundo circuito Heliconia - Occidente 230 kV * No se observa el tercer autotransformador Heliconia 500/230 kV * No se observa la nueva subestación Guarne 220 kV * Eliminar la línea Guarcoma - El Salto 220 kV ya que esa alternativa no fue seleccionada.	Aceptada	Se acepta el comentario. La UPME realizó los ajustes correspondientes en los diagramas unifilares contenidos en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039.
9	15/05/2026	EPM	Tabla 6.4-1 * EPM solicitará el cambio de FPO de la Fase I de la subestación Carrieles para diciembre de 2027 debido a las dificultades que ha tenido el inversionista de la convocatoria UPME 03-2021 (Carrieles 230 kV) con la modificación de su licencia ambiental. * EPM envió solicitud a la UPME para no desarrollar la línea Guarcoma - Santa Fe de Antioquia 110 kV, ya que su propósito de eliminar la radialidad del Occidente Antioqueño fue reemplazado por el proyecto Interconexión Nordeste y Urabá Antioqueño, que propone las subestaciones Lagunas 220 kV y Guarcoma 220 kV. Además, la línea Guarcoma - Santa Fe de Antioquia 110 kV genera nuevas restricciones, por lo cual deja de ser costo eficiente para el sistema (proyecto publicado en el Plan de expansión 2024-2.038). * EPM solicitó a la UPME el cambio de FPO de la subestación Industriales para junio de 2027 debido a que se presentaron dificultades en el desarrollo de las obras civiles, asociadas principalmente a problemas financieros del contratista encargado de estas actividades, lo cual generó afectaciones sobre la ruta crítica del proyecto, obligando a iniciar un trámite de cesión del contrato a un nuevo contratista. * EPM envió comunicación a la Unidad con radicado UPME 20251110355762, solicitando el adelanto de la FPO de la línea Lagunas – Chorodó 2 110 kV para el 31 de diciembre de 2025.	Aceptada	Se acepta parcialmente el comentario. La UPME informó que el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 fue elaborado con base en la información disponible al momento de su estructuración. En consecuencia, las solicitudes de modificación de la Fecha de Puesta en Operación (FPO) para las subestaciones Carrieles 230 kV e Industriales 110 kV fueron presentadas con posterioridad al período considerado para la elaboración del plan, razón por la cual no fueron incorporadas en los análisis que soportan la presente versión del documento. No obstante, respecto del enlace Santa Fe de Antioquia – Guarcoma 110 kV, la UPME incorporó la nota correspondiente en el documento del Plan de Expansión. Así mismo, en relación con la solicitud de adelanto de la Fecha de Puesta en Operación del segundo circuito Lagunas – Chorodó 110 kV, la UPME incorporó una nota aclaratoria en el documento del plan.
10	15/05/2026	EBSA - Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP	En la figura 5.2-1 no están incluidas la totalidad de subestaciones eléctricas que EBSA construirá en los próximos años conforme a su plan de expansión 2025-2039, presentado el 13 de junio de 2025. Faltan: 1) Nueva subestación La Mesa 115/34.5/13.8 kV y nuevo circuito La Mesa – San Pablo 115 kV (cercanías de Chiquinquirá). 2) Nueva subestación Hunza 115/34.5/13.8 kV conectada mediante el enlace existente Muiscas – Alto Ricaurte 2 (cercanías de Tunja). Solicitamos su inclusión para reflejar la topología real esperada.	Aceptada	Se acepta el comentario. Conforme a la información suministrada por EBSA, mediante la cual se informó a la UPME sobre la aprobación de su plan de inversiones a través de la Resolución CREG 501 160 de 2025, la UPME actualizará la Figura 5.2-1 con el fin de reflejar la topología prevista de la red durante el horizonte de planeación. En particular, la UPME incorporará las siguientes obras Tipo III y Tipo IV: * Nueva subestación La Mesa 115/34.5/13.8 kV y nuevo circuito La Mesa – San Pablo 115 kV. * Nueva subestación Hunza 115/34.5/13.8 kV conectada mediante el enlace existente Muiscas – Alto Ricaurte 2.
11	15/05/2026	EBSA - Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP	Se identifican inconsistencias de forma en los nombres de las subestaciones: La subestación denominada en el diagrama como "La Perla" debe ser nombrada "Santa Teresa 115 kV". Asimismo, la subestación "Nva Ricaurte" debe nombrarse "Coralina 115 kV", tal como se comunicó en el documento Plan de expansión de referencia de EBSA	Aceptada	Se acoge el comentario. La UPME ajustará el documento del Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 realizando la modificación correspondiente en los nombres de las subestaciones indicadas, con el fin de asegurar la consistencia de la información presentada en el documento y sus anexos técnicos.
12	15/05/2026	EBSA - Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP	En el diagrama, la Subestación "El Tecal" se ilustra con dos conexiones a las subestaciones Jazmín 115 kV y Ocensa 115 kV que NO están contempladas en el alcance de nuestro proyecto. Solicitamos corregir el diagrama para reflejar que estas subestaciones seguirán conectadas a la S/E Vasconia 115 kV en su configuración actual.	Aceptada	Se acoge el comentario. La UPME verificó que la subestación El Tecal 115 kV no presenta conexión con las subestaciones Jazmín 115 kV y Ocensa 115 kV. En consecuencia, realizará el ajuste correspondiente en el diagrama unifilar del Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, con el fin de reflejar que dichas subestaciones mantienen su conexión con la subestación Vasconia 115 kV, conforme a la configuración prevista.
13	15/05/2026	EBSA - Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP	En la Tabla 7.1-1 del documento borrador del Plan de Expansión únicamente se incluyó el proyecto "Subestación El Tecal 110 kV", por lo que no se refleja la totalidad de los proyectos Tipo IV remitidos por EBSA el 13 de junio de 2025. Es importante precisar que los proyectos referidos ya surtieron su proceso de evaluación y fueron aprobados dentro del plan de inversiones de EBSA 2025-2029 mediante Resolución CREG 501 160 del 28/11/2025. Asimismo, y en cumplimiento de la Resolución CREG 024/2013, EBSA ya manifestó formalmente a la UPME su interés en la ejecución de dichos proyectos mediante comunicación SAL-TUN-03448-2025 del 03/10/2025. Con el fin de que se alineen los instrumentos de planeación nacional con los planes de inversión aprobados, y así se garanticen las condiciones necesarias para la adecuada ejecución y recuperación de las inversiones, solicitamos amablemente la inclusión en la Tabla 7.1-1 de los siguientes proyectos: 1) Nueva S/E Santa Teresa 115 kV (Entrada: 31/12/2025). 2) Nueva S/E Coralina 115 kV (Entrada: 31/12/2026). 3) Nuevo circuito y repotenciación Suamox – San Antonio 115 kV (Entrada: 31/12/2026). 4) Nueva S/E Firavia 115/34.5/13.2 kV y circuito Sochagota – Firavia 115 kV (Entrada: 31/12/2027). 5) Nueva S/E Miraflores 115/34.5/13.2 kV y circuito Tunjita – Nueva Miraflores 115 kV (Entrada: 31/12/2028). 6) Nueva S/E La Mesa 115/34.5 y circuito La Mesa – San Pablo 115 kV (Entrada: 31/12/2029). 7) Nueva S/E Hunza 115/34.5/13.2 kV conectada al circuito Muiscas-Alto Ricaurte 2 (Entrada: 31/12/2030).	Aceptada	Se acepta el comentario. Considerando la información suministrada por EBSA al momento de la elaboración del PET 2025 -2039, la UPME incluye en la Tabla 7.1-1 las siguientes obras: 1) Nueva S/E Santa Teresa 115 kV antes La Perla 115 kV (FPO: 31/12/2025). 2) Nueva S/E Coralina 115 kV antes Nueva Ricaurte 115 kV (FPO: 31/12/2026). 3) Nuevo circuito y repotenciación Suamox – San Antonio 115 kV (FPO: 31/12/2026). 4) Nueva S/E Firavia 115/34.5/13.2 kV y circuito Sochagota – Firavia 115 kV (FPO: 31/12/2027). 5) Nueva S/E Miraflores 115/34.5/13.2 kV y circuito Tunjita – Nueva Miraflores 115 kV (FPO: 31/12/2028). 6) Nueva S/E La Mesa 115/34.5 y circuito La Mesa – San Pablo 115 kV (FPO: 31/12/2029). 7) Nueva S/E Hunza 115/34.5/13.2 kV conectada al circuito Muiscas-Alto Ricaurte 2 (FPO: 31/12/2030)

No.	Fecha de recepción	Remitente	Observación recibida	Estado	Consideración desde entidad
14	15/05/2026	Enlaza Grupo Energía Bogotá	En el aparte de los considerando del proyecto de resolución se indica: "Que, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), con base en su proceso de planeación y en la evaluación técnica y económica efectuada por el CAPT, priorizó en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 las obras requeridas para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico y atender el crecimiento de la demanda, las cuales se relacionan a continuación". Se aclara que el CAPT no realiza evaluaciones económicas de las obras pues esta actividad es función la UPME, entidad que realiza la valoración Beneficio/Costo de los proyectos y posteriormente la presenta al CAPT para que emita su concepto. Se sugiere cambiar la redacción de la siguiente manera: Que, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), con base en su proceso de planeación y en la recomendación realizada por el CAPT, priorizó en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 las siguientes obras requeridas para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico y atender el crecimiento de la demanda, las cuales se relacionan a continuación:	Aceptada	Se acepta el comentario. En consecuencia, se ajusta el aparte considerativo de la resolución, suprimiendo la expresión " <i>y en la evaluación técnica y económica efectuada por el CAPT</i> ", de forma que el texto queda alineado con las funciones del CAPT y la evaluación técnico–económica propia de la UPME, según lo reflejado en la versión final del acto administrativo.
15	15/05/2026	Enlaza Grupo Energía Bogotá	Con respecto a la relación B/C para cada uno de los proyectos presentada por la UPME en el documento anexo del plan de expansión, recomendamos al Ministerio validar con la UPME la metodología empleada para realizar el costeo de los proyectos, existe el riesgo de que en proyectos con poco margen en la relación B/C las convocatorias puedan quedar desiertas dado que UPME evalúa los costos con UCs valoradas en 2008 que a hoy están desactualizadas y no tienen en cuenta factores, técnicos, prediales, sociales y/o ambientales particulares, entre otros. Asumiendo que esta información es empleada por la CREG para definir el techo de las convocatorias, se puede tener el efecto de que el precio máximo de adjudicación que define la CREG sea superado por las ofertas de los agentes.	No aceptada	No se acepta el comentario. Se precisa que los análisis técnicos y económicos de los proyectos incluidos en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 fueron realizados por la UPME utilizando las Unidades Constructivas definidas en la regulación vigente expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), así como los parámetros y metodologías aplicables al momento de la elaboración del plan. Adicionalmente, la UPME efectuó la actualización económica correspondiente de dichas unidades para la estimación de los costos de inversión requeridos en los análisis beneficio-costo. En consecuencia, las observaciones relacionadas con la suficiencia o actualización de las metodologías regulatorias empleadas no implican modificaciones al contenido del Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 ni a la presente resolución de adopción.
16	15/05/2026	Enlaza Grupo Energía Bogotá	Con respecto al dimensionamiento indicado para los reactores de línea de 116 MVar y 40 MVar, en la revisión realizada al interior del CAPT se recomendó a UPME especificar tamaños más comerciales, se sugiere al MME validar con la Unidad el tamaño definido para estos equipos, o en su defecto dejar abierta la posibilidad de que el inversionista seleccionado ajuste la capacidad en función de la longitud definitiva de los circuitos.	Aceptada	Se agradece el comentario remitido. Al respecto, se precisa que los valores de compensación reactiva definidos para las distintas obras de expansión corresponden a los resultados obtenidos por la UPME dentro de los análisis de planeación eléctrica realizados para el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, con base en criterios y metodologías técnicas ampliamente utilizadas en la literatura especializada y en la práctica de planeación de sistemas de potencia. No obstante, el dimensionamiento definitivo de los reactores puede variar dependiendo de aspectos tales como el trazado final de las líneas de transmisión, sus parámetros eléctricos definitivos y las necesidades particulares de compensación reactiva del sistema. En este sentido, durante las etapas posteriores de estructuración y desarrollo de los proyectos podrán evaluarse los aspectos señalados en el comentario presentado. Sin perjuicio de lo anterior, se aclara que los valores definidos por la UPME deberán ser considerados como referencia técnica derivada de los estudios de planeación realizados para la definición de las obras de expansión.
17	15/05/2026	Enlaza Grupo Energía Bogotá	Como resultado de la aplicación del mecanismo de liberación de capacidad de transporte habilitado mediante la resolución CREG 101.094 de 2025 se realizó la liberación de 1.745,36 MW de capacidad asignada (Resolución UPME 36 de 2026), de los cuales en el área Caribe se liberaron aproximadamente 1.340 MW, este cambio puede impactar en la cantidad, capacidad y localización de equipos a instalar toda vez que el requerimiento de inercia, de control de potencia reactiva y de aumento del nivel de cortocircuito varia.	Aceptada	Se acepta el comentario. La UPME informa que los análisis que soportan el proyecto "Fortalecimiento del SIN mediante Compensadores Síncronos y obras asociadas" fueron desarrollados considerando la información sectorial vigente y disponible a la fecha de realización de los estudios, incluyendo las FPO vigentes de proyectos de generación y transmisión, así como las liberaciones de capacidad que se encontraban firmes a la fecha considerada dentro del proceso de evaluación del Plan de Expansión Transmisión 2025 – 2039. En este sentido, la liberación de capacidad asociada a la Resolución UPME 036 de 2026 no fue considerada dentro de los análisis que soportan el dimensionamiento, cantidad y localización de los compensadores síncronos, debido a que dicha liberación no se encontraba formalizada a la fecha de corte del estudio. No obstante, la UPME considera pertinente precisar que los requerimientos identificados para el fortalecimiento del Sistema Interconectado Nacional no dependen exclusivamente de la conexión o retiro de proyectos particulares, ni de un único proceso de liberación de capacidad, sino de condiciones estructurales asociadas a la evolución esperada del sistema eléctrico, especialmente en contextos de alta penetración de generación basada en inversores, bajos niveles de cortocircuito, debilidad estructural de red y requerimientos de desempeño dinámico del SIN, particularmente en el área Caribe. Asimismo, los análisis desarrollados por la UPME y los estudios técnicos complementarios elaborados por XM S.A. E.S.P. evaluaron criterios asociados a fortaleza de red, soporte dinámico de tensión, niveles de cortocircuito, propagación de huecos de tensión e integración segura de generación basada en inversores. Finalmente, la UPME precisa que no se prevé una actualización integral del estudio ante variaciones puntuales en las condiciones del sistema o procesos posteriores de liberación de capacidad, considerando que los análisis de planeamiento se desarrollan con base en escenarios prospectivos, extremos y plausibles, orientados a representar la variabilidad e incertidumbre inherente a la evolución futura del sistema eléctrico. En este sentido, actualizar los análisis ante cada modificación puntual impediría el cierre técnico de los procesos de planeamiento y expansión del Sistema Interconectado Nacional.

No.	Fecha de recepción	Remitente	Observación recibida	Estado	Consideración desde entidad
18	15/05/2026	Enlaza Grupo Energía Bogotá	Se menciona dentro de los nuevos retos asociados a la matriz energética la "Disminución de inercia y necesidad de balance generación-demanda, esto relacionado con el requisito de garantizar niveles apropiados de inercia, reserva rodante y AGC que posibiliten cumplir con los criterios regulatorios de seguridad y confiabilidad durante los periodos de mayor dinamismo de los recursos solares (rampa MW/min) o frente a contingencias en elementos de la red; en particular en elementos de la red de 500 kV, ya que en este nivel de tensión se conectarán una cantidad importante de recursos FERN C con mayor capacidad (MW)". COMENTARIO: En concordancia con la referencia anterior (subrayado) se entiende la recomendación de ubicar un compensador síncrono en la subestación Cuestecitas 500 kV; sin embargo, desde los análisis eléctricos no se encuentra justificación para tener otro compensador síncrono en la misma subestación en el nivel de 220 kV toda vez que la mayor cantidad de generación se integrará a la red de 500 kV. Se sugiere que la UPME actualice y valide los análisis con los que se definió el compensador síncrono en Cuestecitas 220 kV, de manera que se eviten efectos indeseados pao la proximidad de las máquinas y poder optimizar la integración de estos equipos y el correspondiente costo para el sistema	No aceptada	No se acepta el comentario. La localización, cantidad y nivel de tensión de los compensadores síncronos fueron definidos por la UPME con base en los resultados de los análisis técnicos desarrollados en el marco del Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, considerando criterios asociados a fortaleza de red, desempeño dinámico, soporte de tensión, niveles de cortocircuito, propagación de huecos de tensión e integración segura de generación basada en inversores. En particular, la necesidad de fortalecimiento en el área de Cuestecitas fue evaluada considerando el comportamiento integral de la red tanto en el nivel de 500 kV como en el de 220 kV, incluyendo las condiciones de acoplamiento eléctrico, desempeño dinámico y requerimientos de soporte del sistema ante escenarios de alta penetración de generación renovable basada en inversores. En este sentido, la definición de equipos en diferentes niveles de tensión no obedece exclusivamente al punto de conexión de la generación, sino al desempeño eléctrico integral requerido para garantizar condiciones adecuadas de operación y fortaleza de red en el área. Asimismo, la localización y dimensionamiento de los compensadores síncronos fueron revisados conjuntamente con el Centro Nacional de Despacho (CND) y soportados mediante análisis técnicos desarrollados por la UPME y estudios complementarios elaborados por XM S.A. E.S.P., incluyendo métricas de fortaleza de red como el SCRIF. Finalmente, se precisa que la solución propuesta fue presentada y aprobada en el CAPT 214 del 21 de noviembre de 2025, instancia en la cual participan los diferentes miembros del comité, para su posterior presentación al Ministerio de Minas y Energía.
19	15/05/2026	Enlaza Grupo Energía Bogotá	En el proyecto de resolución la capacidad de los compensadores síncronos se encuentra especificada en MVAr, sin embargo, en la Circular UPME 019 de 2026 la Unidad indicó parámetros adicionales para el dimensionamiento de los equipos que no son consistentes con la capacidad indicada, en particular el valor asociado con la potencia de cortocircuito - SCP obligaría a suministrar equipos con una capacidad mayor de MVAr a la establecida en la resolución de adopción del Plan. Este comentario se sustenta en la recomendación de entidades como CIGRE y NEC quienes indican que la contribución de potencia de cortocircuito en el punto de conexión a la máxima temperatura externa de 40°C sea de 5 veces la potencia nominal reactiva de la máquina.	No aceptada	No se acoge el comentario. Se precisa que los parámetros técnicos complementarios establecidos en la Circular UPME 019 de 2026 fueron definidos por la UPME con el propósito de garantizar condiciones adecuadas de desempeño eléctrico, fortaleza de red, aporte de corriente de cortocircuito y comportamiento dinámico de los equipos requeridos para la operación del sistema, especialmente en escenarios de alta penetración de generación basada en inversores. En este sentido, la capacidad reactiva expresada en MVAr y los requerimientos asociados al nivel de cortocircuito corresponden a criterios técnicos complementarios y no excluyentes. La UPME considera técnicamente válido que el aporte de potencia de cortocircuito requerido para este tipo de aplicaciones pueda implicar capacidades efectivas superiores a los valores mínimos reactivos establecidos en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, considerando criterios y prácticas técnicas internacionalmente utilizadas para compensadores síncronos orientados al fortalecimiento de red. Adicionalmente, la Circular UPME 019 de 2026 establece expresamente que “en todo caso, la solución del proyecto debe tener la capacidad total mínima exigida en el punto de conexión de cada subestación; el compensador síncrono o sistema de compensadores síncronos como equipo podrán tener una capacidad superior (...)", precisando así que las capacidades indicadas en el Plan corresponden a requerimientos mínimos y no a límites máximos de diseño de los equipos. En consecuencia, no se evidencia inconsistencia entre las capacidades mínimas definidas en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 y los parámetros técnicos complementarios establecidos por la UPME para la estructuración y desarrollo de los proyectos asociados a compensadores síncronos.
20	15/05/2026	Enlaza Grupo Energía Bogotá	"Colombia se enfrenta a un cambio estructural en su matriz energética, con una proyección de incorporación de 16 GW de generación basada en fuentes renovables no convencionales (FERN C) para 2029-2030...." COMENTARIO: Es necesario actualizar la proyección estimada considerando los resultados de la aplicación del mecanismo de liberación de capacidad, así como el estado actual de los proyectos de generación con asignación de capacidad y sus fechas estimadas de entrada en operación. Se sugiere revisar la viabilidad de los proyectos relacionados en la tabla 3.1.3-2 de proyectos de generación considerados pues esto modifica el requerimiento de necesidades de compensadores síncronos	No aceptada	No se acoge el comentario, dado que los análisis que soportan el proyecto "Fortalecimiento del SIN mediante Compensadores Síncronos y obras asociadas" fueron desarrollados por la UPME considerando la información sectorial vigente y disponible a la fecha de realización de los estudios, incluyendo las Fechas de Puesta en Operación (FPO) vigentes de proyectos de generación y transmisión, así como las liberaciones de capacidad que se encontraban firmes a la fecha considerada dentro del proceso de evaluación del Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039. En este sentido, la liberación de capacidad asociada a la Resolución UPME 036 de 2026 no fue considerada dentro de los análisis que soportan el dimensionamiento, cantidad y localización de los compensadores síncronos, debido a que dicha liberación no se encontraba formalizada a la fecha de corte del estudio. No obstante, se precisa que los requerimientos identificados para el fortalecimiento del Sistema Interconectado Nacional no dependen exclusivamente de la conexión o retiro de proyectos particulares, ni de un único proceso de liberación de capacidad, sino de condiciones estructurales asociadas a la evolución esperada del sistema eléctrico, especialmente en contextos de alta penetración de generación basada en inversores, bajos niveles de cortocircuito, debilidad estructural de red y requerimientos de desempeño dinámico del SIN, particularmente en el área Caribe. Asimismo, los análisis desarrollados por la UPME y los estudios técnicos complementarios elaborados por XM S.A. E.S.P. evaluaron criterios asociados a fortaleza de red, soporte dinámico de tensión, niveles de cortocircuito, propagación de huecos de tensión e integración segura de generación basada en inversores. Finalmente, se precisa que no se prevé una actualización integral de los estudios ante variaciones puntuales en las condiciones del sistema o procesos posteriores de liberación de capacidad, considerando que los análisis de planeamiento se desarrollan con base en escenarios prospectivos, extremos y plausibles, orientados a representar la variabilidad e incertidumbre inherente a la evolución futura del sistema eléctrico. En este sentido, actualizar los análisis ante cada modificación puntual impediría el cierre técnico de los procesos de planeamiento y expansión del Sistema Interconectado Nacional.

No.	Fecha de recepción	Remitente	Observación recibida	Estado	Consideración desde entidad
21	15/05/2026	Enlaza Grupo Energía Bogotá	Se menciona que "La cuantificación de los beneficios económicos de la obra planteada (costos de reconciliación positiva y emisiones de CO2)...". COMENTARIO: Para que los agentes repliquen en sus propuestas de obras la evaluación de beneficios que aplica la UPME, sugerimos que publique la metodología y parametros utilizados, y en especial el detalle de lo relacionado con emisiones de CO2.	No aceptada	No se acoge el comentario. Se agradece la observación presentada, la cual contribuye al fortalecimiento de los ejercicios de planeación del sector. Al respecto, la UPME evaluará las consideraciones expuestas y, de estimarlo procedente, podrá tenerlas en cuenta en la formulación de futuros planes y procesos de expansión. No obstante, la observación no implica modificaciones al contenido del Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 objeto de adopción mediante la presente resolución.
22	15/05/2026	ESPROD	En calidad de promotores de las pequeñas centrales hidroeléctricas PCH Palmar, PCH Salitre y PCH Planada (en adelante, "LOS PROYECTOS") que en conjunto aportarán aproximadamente 50 MW de energía renovable y cuentan con licencias y trámites ambientales cumplidos, solicitamos respetuosamente a la UPME la actualización extraordinaria del plan de expansión para incluir formalmente la Nueva Subestación Río Suárez 115/34.5 kV proyectada a partir del seccionamiento de la línea Barbosa - Chiquinquirá 115 kV (En adelante, "NUEVA S/E RÍO SUÁREZ"). Lo anterior, debido a que esta infraestructura actuaría como el habilitador técnico principal para la integración de este recurso de generación. Adicionalmente, resulta relevante señalar que esta obra ya fue considerada por la EBSA, y fue incluida y presentada en el 2023 dentro de su Plan de Expansión 2023–2033, conforme al documento con radicado UPME No. 20231110102492 del 15 de junio de 2023. La NUEVA S/E RÍO SUÁREZ según el diseño planteado estará ubicada a 18,31 km de la Subestación Barbosa 115 kV y a 26,68 km de la Subestación Chiquinquirá 115 kV, subestaciones que actualmente presentan limitaciones asociadas a su capacidad y disponibilidad de espacio físico. En este contexto, la NUEVA S/E RÍO SUÁREZ no solo constituye un habilitador indispensable para la integración de nueva generación renovable, sino que es la solución estructural a la incapacidad física presente en la zona occidente del departamento de Boyacá. Es fundamental destacar que la viabilidad de la NUEVA S/E RÍO SUÁREZ no es reciente, sino que cuenta con una trazabilidad y validación técnica histórica por parte de los Operadores de Red del área de influencia. En su momento, mediante el concepto técnico bajo el radicado SAL-TUN-00118-2020, EBSA otorgó la viabilidad técnica favorable explícita para la conexión de LOS PROYECTOS mediante esta alternativa. La entrada de la NUEVA S/E RÍO SUÁREZ y la inyección de los 50 MW convertirán el occidente de Boyacá en un nodo generador que dará soporte dinámico a las bajas tensiones. Considerando que actualmente, el sistema se ve afectado ante la contingencia N-1 del circuito Chiquinquirá – San Pablo 115 kV, debido a la radialidad de la subestación San Pablo. Este escenario de falla genera perfiles de tensión críticos por debajo del límite regulatorio de 0.9 p.u., ocasionando Demanda No Atendida (DNA) en la subárea. Adicionalmente, la obra habilitaría dos nuevos circuitos en 34.5 kV: El primero elimina la radialidad atendiendo directamente la demanda ante la mencionada contingencia N-1; y el segundo otorga confiabilidad ante la pérdida de la línea Chiquinquirá - Saboyá 34.5 kV, evitando el riesgo de energía atrapada de la central de generación existente Puente Guillermo. Sumado a lo anterior, el análisis económico evaluado en un horizonte de 40 años demuestra la alta eficiencia de la obra para el Sistema Interconectado Nacional. Los beneficios sistémicos derivados de la reducción de Energía No Suministrada (ENS) se cuantifican en 23.780.347.640 COP (base Dic 2022). Al contrastar estos beneficios contra los costos de los activos de uso (13.728.572.816 COP) y los costos por incremento de pérdidas (3.345.469.251 COP), el proyecto arroja una relación Beneficio/Costo (B/C) positiva a nivel país de 1.39. Por otra parte, la Electrificadora de Santander (ESSA), tras evaluar el impacto sobre su Sistema de Transmisión Regional (STR) mediante el radicado No. 20180330056273, confirmó también que, la alternativa recomendada para la interconexión de LOS PROYECTOS es la NUEVA S/E RÍO SUÁREZ. La creación de este nuevo nodo en 115 kV, derivado del seccionamiento, resulta de alta conveniencia para el área operativa de Santander, ya que esta infraestructura descentraliza los flujos de carga y contribuye directamente a aliviar las presiones operativas en el nodo Barbosa; además, esta generación brindará a las redes regionales un soporte de potencia y control de tensión continuo, sin generar impactos negativos en los límites de cortocircuito.	No aceptada	No se acepta el comentario. Al respecto, en la verificación realizada por la Unidad, se identificó que, de los proyectos de generación mencionados, únicamente la PCH Planada, con una capacidad de 19.9 MW, cuenta con concepto de conexión aprobado a la subestación Barbosa 115 kV. Por su parte, las PCH Palmar (13 MW) y PCH Salitre (16,49 MW) no cuentan con concepto de conexión aprobado al momento de la elaboración del presente Plan de Expansión. Adicionalmente, respecto a la subestación Río Suárez 115 kV, es importante mencionar que esta fue considerada por EBSA como una obra Tipo IV dentro de su Plan de Expansión 2023–2033. Sin embargo, dicha infraestructura no fue incluida en los planes de expansión posteriores remitidos por el Operador de Red a la Unidad. De hecho, en el Plan de Expansión 2024–2034, EBSA manifestó expresamente su intención de no desarrollar este proyecto. Por lo anterior, la Unidad no incorporó la subestación Río Suárez 115/34.5 kV dentro de las obras consideradas en el presente Plan de Expansión. En consecuencia, con la información disponible durante la formulación del presente Plan de Expansión, no se encontró sustento técnico que justifique la incorporación de la S/E Río Suárez 115/34,5 kV dentro de las obras recomendadas.
23	15/05/2026	TEBSA	-Comentarios al capítulo 3.1.3 "Fortalecimiento del SIN mediante Compensadores Síncronos y obras asociadas" del documento de Planeación de la Expansión de Transmisión 2025–2039. Respecto al análisis de cortocircuito del escenario de máxima generación en el Área Caribe, presentado en la Figura 3.1.3-6 "Niveles en por unidad del nivel de cortocircuito – Área Caribe", se observa que para la subestación TEBSA 220 kV se reporta un valor de 1,6 p.u., el cual no resulta consistente con los resultados previamente compartidos por XM ni con los análisis internos desarrollados por TEBSA bajo condiciones equivalentes. Así mismo, en la Figura 3.1.3-36 se presenta para la subestación TEBSA 220 kV un nivel de cortocircuito de 49.92 kA bajo metodología IEC 60909-2016 para el caso base, valor que sí guarda coherencia técnica con los estudios conocidos para la subestación realizados por el operador del sistema XM y al interior de TEBSA. Adicionalmente, se recomienda especificar el año de evaluación asociado a las figuras de cortocircuito, considerando que dichos niveles varían en función de la evolución de la red, la entrada de proyectos y la topología del sistem Por lo anterior, agradecemos realizar la revisión correspondiente de la Figura 3.1.3-6, con el fin de evitar posibles interpretaciones erróneas por parte de los agentes.	Aceptada	Se acepta el comentario. Al respecto, la Unidad precisa que las figuras referenciadas corresponden a análisis desarrollados a partir de fuentes y objetivos técnicos distintos. En particular, la Figura 3.1.3-6 corresponde a resultados tomados del "Informe de evaluación – Definición de grado de criticidad y priorización de subestaciones con agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito 2024 – UPME", en el cual los resultados se presentan en valores por unidad respecto a la capacidad nominal de interrupción de los equipos. Por su parte, la Figura 3.1.3-36 corresponde a resultados específicos obtenidos dentro de la evaluación técnica del proyecto "Fortalecimiento del SIN mediante Compensadores Síncronos y obras asociadas", utilizando metodología IEC 60909-2016 y expresados en kA. En este sentido, la Unidad precisa que los resultados presentados no son inconsistentes entre sí. Particularmente, para el caso de TEBSA 220 kV, un valor de 1,6 p.u. respecto a una capacidad nominal de interrupción de 31,5 kA corresponde aproximadamente a 50,4 kA, valor técnicamente coherente y semejante al nivel de cortocircuito de 49,92 kA presentado en la Figura 3.1.3-36. Asimismo, el valor reportado en dicha figura corresponde al mayor nivel de cortocircuito identificado dentro del horizonte de planeamiento evaluado para el proyecto, conforme se indica en el informe técnico correspondiente. Finalmente, la Unidad precisa que la topología del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la incorporación de proyectos de generación con concepto de conexión aprobado a la fecha de realización de los estudios puede producir variaciones en los resultados de cortocircuito conforme al horizonte de evaluación; no obstante, dichas variaciones se mantienen dentro de rangos técnicamente razonables para este tipo de análisis prospectivos del sistema eléctrico.
24	15/05/2026	TEBSA	-Respecto al análisis de cortocircuito bajo escenarios de alta generación, donde la Unidad considera la entrada en operación de la totalidad de los quince (15) compensadores síncronos propuestos, surge la inquietud técnica sobre la evaluación simultánea de dichos compensadores junto con un elevado aporte de generación síncrona, considerando que los compensadores síncronos tienen como propósito aportar soporte de inercia, fortalecimiento del nivel de cortocircuito, estabilidad de tensión y flexibilidad operativa ante una mayor penetración de FCNER. Bajo este contexto, es técnicamente esperable que los niveles de corriente de cortocircuito presenten un comportamiento diferente al actualmente evidenciado en los escenarios evaluados, particularmente en la medida en que evolucione la composición tecnológica y operativa del sistema eléctrico. Lo anterior resulta relevante, dado que varias de las inversiones identificadas actualmente como urgentes para mitigar problemas de cortocircuito podrían requerir una revisión técnica y económica bajo las condiciones operativas futuras previstas para el SIN. Esto, especialmente considerando que la planeación del sistema apunta hacia una mayor participación de FCNER y al uso de compensadores síncronos como herramienta de soporte eléctrico y mitigación de restricciones operativas y de estabilidad. En consecuencia, y con el fin de promover inversiones eficientes y evitar impactos innecesarios sobre la demanda, se sugiere a la Unidad reevaluar las obras propuestas para mitigación de cortocircuito considerando de manera integral el efecto de la incorporación de los compensadores síncronos sobre el comportamiento futuro de la red. Lo anterior, teniendo en cuenta que no resulta técnicamente consistente proyectar simultáneamente una expansión robusta mediante compensadores síncronos y, en paralelo, exigir repotenciones de gran magnitud en subestaciones asociadas a nodos de generación síncrona, especialmente cuando este tipo de inversiones no cuenta actualmente con un mecanismo regulatorio claro de reconocimiento	No aceptada	No se acepta el comentario. Al respecto, la UPME informa que los análisis desarrollados para el proyecto "Fortalecimiento del SIN mediante Compensadores Síncronos y obras asociadas" consideraron el efecto de la incorporación de los compensadores síncronos sobre el comportamiento dinámico, fortaleza de red y niveles de cortocircuito del Sistema Interconectado Nacional bajo escenarios prospectivos de alta penetración de generación basada en inversores. En este sentido, la UPME coincide en que la evolución de la composición tecnológica y operativa del sistema eléctrico puede modificar el comportamiento de los niveles de cortocircuito respecto a las condiciones actuales. No obstante, los análisis evidenciaron que, aun con la incorporación de los compensadores síncronos propuestos, persisten condiciones de agotamiento de capacidad de interrupción de cortocircuito en determinadas subestaciones, particularmente en el área Caribe, derivadas del fortalecimiento eléctrico requerido, la evolución esperada de la red y la incorporación de nuevos proyectos de generación y transmisión. Por lo anterior, la UPME considera que no existe inconsistencia técnica entre la incorporación de compensadores síncronos y la necesidad de ejecutar obras orientadas a mitigar dichas limitaciones. En este contexto, las obras asociadas al fortalecimiento de red y aquellas orientadas a incrementar la capacidad de interrupción de las subestaciones corresponden a medidas complementarias para la expansión del SIN bajo condiciones de confiabilidad y seguridad operativa. Finalmente, la UPME precisa que la definición de los mecanismos regulatorios asociados al reconocimiento y remuneración de las inversiones corresponde a la CREG, por lo que se recomienda al MME trasladar este comentario a dicha entidad para lo de su competencia.

No.	Fecha de recepción	Remitente	Observación recibida	Estado	Consideración desde entidad
25	15/05/2026	TEBSA	-Es importante que la UPME dentro de sus formatos de memoria justificativa o en el informe de plan de expansión de la transmisión describa los supuestos claros utilizados en cada uno de sus análisis, dado que, para los agentes no son transparentes ni replicables algunos de los resultados del documento: i.Se solicita a la Unidad dar claridad respecto a los criterios técnicos utilizados para la construcción de los escenarios de generación G2, particularmente en lo relacionado con la definición de la generación térmica mínima requerida para la operación segura del sistema. En este sentido, agradecemos precisar cuál fue la contingencia crítica considerada en los análisis y cuáles fueron los criterios mínimos de desempeño utilizados para determinar dicha condición operativa, tales como requerimientos asociados a FRT, SCRIF, estabilidad, fortaleza de red u otros criterios técnicos aplicables. Así como, cuales fueron los nodos críticos considerados para cada horizonte/año de evaluación y detallar, para cada escenario de generación analizado, la capacidad de generación síncrona y de generación basada en FNCER considerada en la modelación del sistema, dado que, entendemos que para cada año varia dicho supuesto. ii.Se solicita a la Unidad precisar el año o horizonte de evaluación considerado para los análisis de cortocircuito presentados en el documento, dado que dicha información no se evidencia de manera explícita en las figuras donde se muestran los niveles o corrientes de cortocircuito, tal como se muestran las Figura 3.1.3-6 y Figura 3.1.3-36. Lo anterior cobra especial relevancia considerando que, para otros análisis como los escenarios de perfil de carga, sí se especifica claramente un horizonte de evaluación de diez (10) años. En este caso, al no identificarse el período evaluado, se puede inducir a interpretaciones erróneas, teniendo en cuenta que los niveles de cortocircuito varían significativamente en función de la topología de red, la entrada de nuevos proyectos y la evolución. Así como en la definición de señales para la planeación de proyectos de mitigación del agotamiento de cortocircuito. iii. Se solicita a la Unidad precisar los supuestos, criterios de modelación y condiciones operativas considerados en los análisis de cortocircuito que conducen a una reducción en las corrientes de falla a 110 kV tras la incorporación de compensadores síncronos, teniendo en cuenta que este tipo de equipos normalmente aporta fortalecimiento de red e incremento de potencia de cortocircuito en los nodos eléctricos asociados. Lo anterior, considerando que en el escenario A0 —correspondiente al sistema sin incorporación de compensadores síncronos— las subestaciones de TEBSA a nivel de 110 kV presentan niveles de corriente de cortocircuito superiores a los obtenidos en el escenario A1, el cual contempla la entrada en operación de quince (15) compensadores síncronos, incluyendo el compensador de 150 MVA asociado al nodo TEBSA 220 kV. De igual forma, en el escenario A2 —que considera únicamente siete (7) compensadores síncronos críticos y excluye el compensador de TEBSA— también se evidencian variaciones que llevan a la reducción en las corrientes de falla respecto al caso base. En este sentido, agradecemos aclarar las condiciones de despacho, topología de red, equivalentes de generación, configuración de compensación reactiva y demás supuestos técnicos considerados en cada escenario, con el fin de entender el comportamiento observado en los niveles de cortocircuito del sistema de 110 kV, y puedan ser replicados por los agentes.	No aceptada	No se acepta el comentario. Teniendo en cuenta los supuestos y criterios utilizados en los análisis asociados al proyecto "Fortalecimiento del SIN mediante Compensadores Síncronos y obras asociadas", la UPME precisa que los análisis desarrollados en el marco del Plan de Expansión de Transmisión 2025 – 2039 fueron construidos con base en escenarios prospectivos de evolución del sistema eléctrico, considerando las FPO vigentes de proyectos de generación y transmisión, así como criterios asociados a fortaleza de red, estabilidad, niveles de cortocircuito, desempeño dinámico e integración segura de generación basada en inversores. Particularmente, para cada escenario de generación evaluado se determinó, tanto con compensadores síncronos como sin ellos, el número mínimo de unidades síncronas requeridas para garantizar condiciones adecuadas de operación y seguridad del sistema. En este contexto, el escenario G2 corresponde a una condición de mínima generación síncrona en el área Caribe y máxima generación renovable, asociada a condiciones de alta generación hidráulica en otras regiones del país y elevados intercambios de potencia hacia el área Caribe. Bajo dichas condiciones, se determina el número mínimo de generadores síncronos requeridos para garantizar soporte de tensión, fortaleza de red y condiciones adecuadas de desempeño dinámico del sistema. Respecto a los análisis de cortocircuito, la UPME precisa que los resultados presentados corresponden a distintos escenarios, horizontes y objetivos de evaluación, razón por la cual pueden presentarse variaciones entre figuras dependiendo de la topología de red, el parque de generación considerado, la incorporación de nuevos proyectos y las condiciones operativas modeladas. Asimismo, los parámetros asociados a niveles de cortocircuito fueron evaluados a lo largo del horizonte de análisis, y los valores presentados corresponden al mayor valor identificado dentro del mismo. En relación con las variaciones observadas en los niveles de cortocircuito en determinados nodos del sistema de 110 kV entre los escenarios A0, A1 y A2, la UPME precisa que los resultados dependen integralmente de la topología de red, equivalentes de generación, configuración de compensación y estado operativo considerado en cada modelación. En particular, en los nodos de conexión de los compensadores síncronos sí se evidencia un incremento en los niveles de cortocircuito, consistente con su aporte esperado. No obstante, en el caso de TEBSA 110 kV, las variaciones observadas no obedecen a una disminución del aporte de los compensadores, sino al efecto integral de las condiciones de modelación de cada escenario. Asimismo, la UPME señala que existe incertidumbre en la representación de generación basada en inversores, particularmente en su contribución de corriente durante fallas, lo cual puede generar variaciones en los resultados dependiendo de los supuestos y herramientas de simulación utilizadas.
26	15/05/2026	TEBSA	Qué factores de distribución usan para llevar las proyecciones de demanda UPME a nivel de barra. Así mismo cual es el esceanario de demanda de la UPME utilizado para represetnar cada uno de los escenario de demanda baja, media y alta asociados al estudio?.	No aceptada	No se acepta el comentario. Los valores de demanda considerados en los análisis provienen de la información reportada por el Centro Nacional de Despacho (CND), en conjunto con el Informe de Planeamiento Eléctrico de Largo Plazo (IPOELP), los cuales cuentan con representación de la demanda a nivel de carga y de subestación en el STR y STN. A partir de esta información base, la estimación de la demanda durante el horizonte de análisis se proyectó utilizando las cifras contenidas en los documentos de proyección de demanda de la UPME. En consecuencia, no se empleó un factor único de distribución para asignar la demanda a nivel de barra, sino que se partió de la distribución de la demanda contenida en lo reportado por XM y posteriormente se utilizaron las proyecciones de la UPME. Respecto a los escenarios de demanda utilizados (máxima, media y mínima) en la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión 2025 – 2039, estos pueden variar dependiendo del análisis particular de cada proyecto de expansión. Por tal motivo, en la sección de "Supuestos y Consideraciones" de cada proyecto se especifican los escenarios de demanda y las condiciones operativas empleadas en los estudios correspondientes.
27	15/05/2026	TEBSA	Qué criterio se utilizó para analizar la evaluación de la tensión en nodos críticos antes contingencia N-1 en los elementos?. Es decir se revisó la recuperación transitoria de la tensióndespués de la falla evaluada?. Cual fue la contingencia más crítica encontrada y los nodos más afectados?.	No aceptada	No se acepta el comentario. Se precisa que los análisis realizados por la UPME en el marco del Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 corresponden principalmente a evaluaciones en estado estacionario, orientadas a identificar restricciones eléctricas y necesidades de expansión del sistema bajo diferentes condiciones operativas y contingencias sencillas (N-1). En ese sentido, los análisis publicados en el documento no contemplan de manera general estudios de desempeño dinámico ni evaluaciones de recuperación transitoria de tensión posteriores a la ocurrencia de fallas, toda vez que el objetivo principal de los estudios fue identificar requerimientos de expansión y verificar el cumplimiento de los criterios de planeación aplicables en estado estacionario. Respecto a las subestaciones o nodos más afectados ante contingencias sencillas (N-1), dicha información puede consultarse en las gráficas y resultados de tensiones presentados para cada una de las obras de expansión incluidas en el documento. Finalmente, aunque las contingencias más críticas identificadas durante los análisis no fueron detalladas individualmente para todas las obras incluidas en el PET 2025–2039, estas sí fueron consideradas dentro de los estudios técnicos realizados por la UPME para identificar restricciones del sistema, evaluar el desempeño de las alternativas analizadas y verificar la efectividad de las obras de expansión propuestas, con el fin de garantizar la confiabilidad, seguridad y calidad en la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

No.	Fecha de recepción	Remitente	Observación recibida	Estado	Consideración desde entidad
28	15/05/2026	TEBSA	Para hacer el análisis de cortocircuito se menciona que se pone en línea la mayor cantidad de generación térmica. Se tiene la duda si cuando se hace el análisis con los compensadores síncronos, también se pone en línea toda la generación térmica? o por el contrario se conectan todos los compensadores y se pone en línea la mínima térmica requerida. Esto es importante tenerlo en cuenta ya que la generación síncrona presta todos los servicios que da el compensador, y si la generación síncrona está encendida es posible que no sea necesario la conexión de compensadores síncronos en cuyo caso se debe hacer una evaluación conjunta de las métricas de tal manera que, se conecte exactamente lo que sea necesario y así no dar señales que indiquen altos niveles de corto en escenarios que no son óptimos. Y dando señales de expansión temprana solicitando aumentar los niveles de cortocircuito de las subestaciones que realmente no se necesitan de manera urgente.	No aceptada	No se acepta el comentario. Los análisis desarrollados para el proyecto "Fortalecimiento del SIN mediante Compensadores Síncronos y obras asociadas" contemplaron diferentes condiciones operativas y escenarios prospectivos de generación, incluyendo escenarios de máxima y mínima generación síncrona requerida para garantizar condiciones adecuadas de operación del Sistema Interconectado Nacional. En particular, para los escenarios asociados a alta penetración de generación basada en inversores se evaluó el número mínimo de unidades síncronas requeridas para garantizar soporte de tensión, fortaleza de red, estabilidad y desempeño dinámico del sistema, tanto con como sin la incorporación de compensadores síncronos. En este contexto, los compensadores síncronos no fueron evaluados como sustitutos directos de toda la generación síncrona existente, sino como una medida complementaria de fortalecimiento estructural de red orientada a mejorar las condiciones de integración segura de FNCER. Asimismo, la UPME precisa que el análisis desarrollado corresponde a un ejercicio de planeamiento de largo plazo, orientado a evaluar las necesidades futuras del Sistema Interconectado Nacional bajo escenarios de transición energética y alta penetración de generación basada en inversores. En este sentido, la necesidad de mantener simultáneamente generación síncrona y compensadores síncronos dependerá de los servicios eléctricos requeridos por el sistema y de las condiciones operativas existentes en cada horizonte de evaluación. En este contexto, la UPME prevé un incremento progresivo en las necesidades de servicios asociados a fortaleza de red, regulación de tensión, soporte dinámico y niveles adecuados de cortocircuito. Por lo anterior, la generación síncrona y los compensadores síncronos no constituyen soluciones excluyentes, sino elementos complementarios dentro de la estrategia de fortalecimiento del Sistema Interconectado Nacional. Asimismo, la UPME precisa que la definición operativa respecto a qué recursos prestarán los servicios requeridos por el sistema corresponde al Centro Nacional de Despacho – CND, de acuerdo con las condiciones operativas y de mercado existentes en cada horizonte de operación. Finalmente, para el cálculo del nivel máximo de corriente de cortocircuito se empleó la norma IEC 60909:2016 bajo un escenario en el cual se ponen en línea las unidades de generación de manera que se obtenga el máximo nivel de cortocircuito en cada una de las subestaciones del área de interés.
29	15/05/2026	TEBSA	Dentro de la análisis realizados en la estimación del beneficio esperado por la instalación de los compensadores síncrono, es importante que la UPME detella cual es el criterio de seguridad utilizado para ingresar el SDDP (es decir, valor del límite de seguridad, si utiliza unidades equivalentes o sólo aplica el límite, entre otros) de tal manera que se pueda calcular el beneficio esperado de manera adecuada y que pueda ser reproducible por los agentes. Así mismo los criterios de seguridad (valores utilizados para la simulación) asociada a cada de las alternativas analizadas con los compensadores síncronos. También se considera necesario hacer una análisis no sólo desde el punto de vista de energía, sino también desde el punto de vista de potencia, dado que esto puede impactar de manera significativa el análisis costo beneficio por la necesidad de encender térmica diariamente para atender las necesidades de punta 2 donde no se cuenta con la generación solar.	No aceptada	No se acepta el comentario. La UPME precisa que los análisis desarrollados en el marco del Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 contemplaron la evaluación comparativa de escenarios operativos del Sistema Interconectado Nacional, considerando restricciones operativas, requerimientos de generación de seguridad y condiciones asociadas a la integración de generación basada en inversores. En este contexto, los criterios de seguridad considerados dentro de las simulaciones corresponden a las condiciones operativas y restricciones definidas para garantizar una operación segura y confiable del sistema bajo los distintos escenarios prospectivos evaluados. Asimismo, la UPME precisa que el programa SDDP fue utilizado principalmente para la evaluación energética y de costos de operación del sistema bajo múltiples escenarios hidrológicos, permitiendo analizar el efecto de la incorporación de compensadores síncronos sobre restricciones operativas y requerimientos de generación de seguridad. Por su parte, los análisis eléctricos asociados a fortaleza de red, estabilidad, desempeño dinámico, niveles de cortocircuito y comportamiento operativo del sistema fueron desarrollados mediante herramientas especializadas de simulación eléctrica, tales como PowerFactory, considerando las condiciones y escenarios prospectivos definidos en la metodología del Plan de Expansión. Finalmente, la UPME coincide en que el análisis de las necesidades futuras del Sistema Interconectado Nacional debe considerar tanto aspectos energéticos como eléctricos, incluyendo suficiencia de potencia, soporte de tensión, fortaleza de red y desempeño operativo en escenarios de alta penetración de generación basada en inversores. En este sentido, la transición energética implica la incorporación de nuevas tecnologías de flexibilidad operativa y soporte al sistema, incluyendo soluciones como sistemas de almacenamiento con baterías y otras tecnologías complementarias, en el marco de los escenarios prospectivos de largo plazo evaluados para garantizar la confiabilidad y seguridad operativa del sistema eléctrico.
30	15/05/2026	ACOLGEN	Desde la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica -Acolgen, valoramos y celebramos el espacio de participación ciudadana abierto para la construcción del Plan de Expansión de Transmisión 2025-2039. Coincidimos en que una red de transporte robusta, oportuna y técnicamente bien planeada es la base para que la energía que generamos en las regiones llegue de forma eficiente a los hogares colombianos, garantizando que las inversiones en generación se materialicen gracias a una infraestructura de transmisión sólida, y facilitar la integración de oferta de generación de manera eficiente especialmente en escenarios donde existe una brecha entre la generación y la proyección de demanda de la UPME. En este espíritu de construcción conjunta, consideramos de gran importancia compartir una observación institucional orientada a fortalecer el procedimiento de formulación y adopción de estos instrumentos. El marco normativo vigente (Artículo 17 de la Ley 143 de 1994) establece una hoja de ruta clara, la UPME lidera la estructuración técnica y la consulta de los planes, mientras que el Ministerio de Minas y Energía dirige la política sectorial. Bajo este diseño, la publicación previa y trazable del documento técnico por parte de la UPME es un paso esencial que garantiza la solidez jurídica y técnica del proceso. Consideramos que permitir que los agentes conozcan y comenten dicho soporte técnico de manera oportuna, antes de su adopción por resolución ministerial, no solo cumple con el diseño legal, sino que enriquece el resultado final con la visión de quienes operan en el sector. En esta misma línea, respetuosamente sugerimos afinar la sincronía entre las entidades involucradas para potenciar la efectividad del plan. Un aspecto fundamental para fortalecer la transparencia y la participación es asegurar la trazabilidad documental; en ese sentido, sería de gran utilidad que los documentos técnicos de soporte sean publicados oficialmente por la UPME en las etapas previas. Esto permitiría a los agentes del sector aportar sus observaciones de manera directa y oportuna, consolidando así la solidez técnica del instrumento antes de su adopción definitiva por parte del Ministerio. Asimismo, una revisión conjunta de la información contenida en el borrador facilitaría la actualización de los datos sobre la infraestructura actual. Hemos identificado, por ejemplo, la inclusión de obras que ya han sido adjudicadas. Refinar estos detalles mediante una coordinación más estrecha entre la Unidad y el Ministerio permitiría que el plan refleje con precisión el estado real del sistema y las necesidades pendientes de expansión. Finalmente, valoramos positivamente la intención de unificar en una sola resolución el plan de transmisión y las obras urgentes, consideramos que existe una valiosa oportunidad para armonizar los distintos actos administrativos en curso. Una alineación integral de estos textos brindaría una mayor seguridad jurídica y una hoja de ruta más clara para todos los actores que trabajamos por la seguridad energética del país.	Aceptada	Se acepta el comentario parcialmente. Se agradece el comentario remitido por ACOLGEN y el reconocimiento realizado al proceso de construcción del Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, así como las observaciones orientadas al fortalecimiento de los mecanismos de participación, trazabilidad documental y articulación institucional entre las entidades del sector. Al respecto, la UPME toma nota de las recomendaciones relacionadas con la publicación previa de los documentos técnicos de soporte, la armonización de los distintos actos administrativos asociados a la expansión del sistema y la actualización de la información contenida en el Plan, con el fin de considerar su pertinencia en los futuros ejercicios de planeación y formulación de los planes de expansión. Adicionalmente, la UPME resalta que las obras de expansión propuestas son presentadas y discutidas en el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT), instancia conformada por representantes de los diferentes agentes del sector eléctrico, en la cual se socializan los análisis realizados y se reciben observaciones, comentarios y recomendaciones técnicas sobre las alternativas evaluadas.
31	15/05/2026	CELSIA	Fecha de Puesta en Operación (FPO) de los compensadores síncronos previstos para el área Caribe en las subestaciones Carreto 500 kV, Toluviéjo 220 kV, Sahagún 500 kV y Caracolí 110 kV Se solicita respetuosamente revisar la fecha de Puesta en Operación (FPO) de los proyectos relacionados con compensadores síncronos previstos para las subestaciones Carreto 500 kV, Toluviéjo 220 kV, Sahagún 500 kV y Caracolí 110 kV, de manera que los cuatro proyectos sean incorporados dentro de la Fase B del Plan, con FPO a diciembre de 2031. Lo anterior se fundamenta en las siguientes consideraciones: i. Equivalencia técnica de los proyectos: los compensadores síncronos contemplados en el Plan presentan características técnicas similares y requieren procesos comparables de ingeniería, estructuración contractual, fabricación, suministro, pruebas y montaje. En consecuencia, la definición de fases con fechas diferenciadas introduce asimetrías en los tiempos disponibles para la estructuración y ejecución de proyectos técnicamente equivalentes. ii. Plazos de ingeniería y fabricación: la naturaleza técnica de los compensadores síncronos exige procesos de ingeniería altamente especializados y secuenciales, así como equipos con tiempos de fabricación significativos en el mercado internacional, situación que limita la posibilidad de desarrollar cronogramas sustancialmente más cortos para algunos proyectos frente a otros de alcance similar. iii. Viabilidad de ejecución de los proyectos: establecer una FPO en diciembre de 2031 para los cuatro proyectos permite definir cronogramas más consistentes con las condiciones técnicas, logísticas, contractuales y constructivas requeridas para su adecuada ejecución, reduciendo riesgos de incumplimiento y favoreciendo procesos de implementación más eficientes y coordinados.	No aceptada	No se acepta el comentario, dado que las Fechas de Puesta en Operación previstas para los compensadores síncronos asociados a las subestaciones Carreto 500 kV, Toluviéjo 220 kV, Sahagún 500 kV y Caracolí 110 kV corresponden a las definidas dentro de los análisis técnicos desarrollados por la UPME y recomendados en el CAPT 214 del 21 de noviembre de 2025 para su posterior presentación ante el Ministerio de Minas y Energía. En este sentido, la priorización temporal de las obras responde a las necesidades técnicas identificadas para el Sistema Interconectado Nacional en los distintos horizontes de evaluación, considerando criterios asociados a fortaleza de red, integración de generación basada en inversores, desempeño dinámico y necesidades de expansión del sistema eléctrico. Finalmente, la UPME precisa que, una vez surtido el proceso de análisis y adopción correspondiente por parte del Ministerio de Minas y Energía, cualquier ajuste asociado a cronogramas, fases de implementación o Fechas de Puesta en Operación deberá sustentarse y justificarse técnicamente en el marco de las competencias y procedimientos aplicables para este tipo de proyectos.

No.	Fecha de recepción	Remitente	Observación recibida	Estado	Consideración desde entidad
32	15/05/2026	CELSIA	Proyecto "Apertura del circuito Mirolindo – Gualanday 115 kV para conectarlo a subestación Escobal 115 kV" Se solicita respetuosamente revisar la denominación y alcance del proyecto incluido en la Tabla 6.6-1 "Resumen de proyectos en el STR aprobados a los Operadores de Red en el Área Suroccidental", correspondiente a la obra denominada "Apertura del circuito Mirolindo – Gualanday 115 kV para conectarlo a subestación Escobal 115 kV", así como la nota al pie No. 63 asociada. Lo anterior, considerando que actualmente no existe en operación dentro del STR de Celsia Colombia S.A. E.S.P. una línea o Circuito Mirolindo-Gualanday 115 kV, por lo cual la referencia a una "apertura de circuito" no resulta consistente con la configuración real del sistema existente. Sobre el particular, es importante precisar que el proyecto "Nueva línea MirolindoGualanday 115 kV" fue aprobado por la UPME mediante radicado No. 20161520013031 del 18 de marzo de 2016; sin embargo, dicho proyecto no fue ejecutado. Posteriormente, mediante comunicación con radicado No. 20201110088072 del 20 de noviembre de 2020, se informó a la UPME que el proyecto presentaba una relación beneficio/costo de 0,38 y un costo aproximado 480% superior al costo medio, situación que evidenciaba su inviabilidad para desarrollo por parte del OR y motivó la solicitud de evaluación bajo un proceso de selección conforme a la Resolución CREG 024 de 2013. No obstante, mediante radicado UPME No. 20251500107691 del 17 de julio de 2025, la UPME indicó que el proyecto no cumple el requisito regulatorio de contar con una relación beneficio/costo superior a 1, razón por la cual no resulta procedente adelantar un proceso de selección. Adicionalmente, mediante radicado No. 20251500099261 del 2 de julio de 2025, la UPME señaló que la incorporación del proyecto "Nueva subestación Amanecer 500/230/115 kV y líneas asociadas", adoptado mediante Resolución MME 40245 de 2025, genera una reconfiguración relevante del STR en la subárea Huila– Tolima, motivo por el cual el proyecto Mirolindo – Gualanday 115 kV se encuentra actualmente en proceso de reevaluación técnica y económica. En consecuencia, consideramos necesario ajustar o aclarar la descripción del proyecto incluida en el documento de planeación, de manera que refleje adecuadamente el estado actual de la infraestructura y del análisis regulatorio asociado, teniendo en cuenta que el circuito Mirolindo-Gualanday 115 kV no existe	Aceptada	Se acepta el comentario, toda vez que el proyecto para reconfigurar la línea Mirolindo – Gualanday 115 kV en el corredor Mirolindo – Escobal – Gualanday 115 kV aún no cuenta con evaluación ni concepto por parte de la UPME. En consecuencia, se mantendrá el proyecto correspondiente a la nueva línea Mirolindo – Gualanday 115 kV, el cual se encuentra en proceso de estructuración de la convocatoria. Se precisa que este último cuenta con concepto de viabilidad técnico-económica emitido por la UPME.
33	15/05/2026	CELSIA	Situación asociada al desistimiento del proyecto Pacífico. Consideramos importante reiterar la necesidad de que se brinde claridad respecto al estado y tratamiento regulatorio asociado al desistimiento del proyecto Pacífico, asunto que es mencionado en los documentos del Plan de Expansión, pero frente al cual aún no se evidencia una definición. En este sentido, reiteramos que continuamos atentos a las decisiones y definiciones que adopten el Ministerio y la UPME sobre este asunto, teniendo en cuenta las implicaciones técnicas, operativas y regulatorias que dicho proyecto puede generar sobre la planeación y configuración futura de la red.	Aceptada	Se acepta el comentario. Al respecto, se informa que el MME se encuentra analizando las alternativas y herramientas regulatorias aplicables para atender la situación asociada al desistimiento del proyecto "UPME 02-2021 Subestación Pacífico 230 kV y líneas de transmisión asociadas", conforme a sus competencias.
34	15/05/2026	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P	Al respecto, consideramos necesario precisar que el proyecto asociado a ENEL denominado "Subestación Occidente 115 kV y líneas asociadas" presenta una fecha prevista de entrada en operación correspondiente al año 2032, y no al año 2025 como se indica en el documento. Esta aclaración ha sido previamente comunicada a la UPME en distintas instancias, por lo cual se solicita ajustar la información con el fin de garantizar la consistencia y confiabilidad del Plan	Aceptada	Se acepta el comentario. se agrega una nota aclaratoria indicando que el proyecto "Subestación Occidente 115 kV y líneas asociadas" tiene en trámite un cambio de FPO para el año 2032.
35	15/05/2026	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P	Por otra parte en los considerando se indica: "Que, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), con base en su proceso de planeación y en la evaluación técnica y económica efectuada por el CAPT, priorizó en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 las obras requeridas para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico y atender el crecimiento de la demanda, las cuales se relacionan a continuación" , al respecto se solicita ajustar este texto ya que la entidad encargada de realizar la evaluación Beneficio Costo es la UPME mientras que el CAPT realiza su labor como asesor aportando comentarios y no realiza las evaluaciones económicas de los proyectos. En este contexto, se considera pertinente que dichas iniciativas sean evaluadas e incorporadas dentro de los procesos de planeación y expansión del sistema, y que a su vez sean ampliamente discutidas en el CAPT, asegurando una visión integral con aportes de los agentes a la UPME que permita garantizar la confiabilidad y eficiencia del Sistema Interconectado Nacional en el mediano y largo plazo.	Aceptada	Se acepta el comentario. Se precisa que el ajuste solicitado ya fue incorporado en el aparte considerativo de la resolución, en el sentido de eliminar la referencia a la evaluación técnica y económica del CAPT, atendiendo que dicha función corresponde a la UPME dentro del proceso de planeación. En consecuencia, el texto vigente del proyecto normativo ya refleja la modificación solicitada.
36	15/05/2026	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P	De manera complementaria, se resalta como una oportunidad de fortalecimiento del documento la posibilidad de que la UPME exponga con mayor nivel de detalle la metodología empleada para el cálculo de los beneficios y costos de los proyectos, así como la desagregación de estos resultados para cada iniciativa. Actualmente se presentan los valores agregados del Valor Presente Neto (VPN) de costos y beneficios; sin embargo, una mayor claridad sobre los supuestos y enfoques utilizados permitiría una mejor comprensión de los resultados. En particular, sería de gran valor identificar de manera explícita la naturaleza de los beneficios considerados, por ejemplo, reducciones en costos operativos, disminución de demanda no atendida (DNA), mejoras en confiabilidad u otros aspectos relevantes, así como los criterios utilizados en la estimación de costos, incluyendo si estos se basan en unidades constructivas (UC) convencionales u otras metodologías. Este nivel de transparencia contribuiría a fortalecer la robustez del proceso de planeación y facilitaría la validación técnica por parte de los agentes y la CREG en los asuntos de su competencia	Aceptada	Se acepta el comentario, el cual contribuye al fortalecimiento del ejercicio de planeación realizado. En este sentido, la UPME evaluará las observaciones recibidas y, de considerarlo procedente, incorporará los ajustes correspondientes en los procesos y planes de expansión posteriores.
37	15/05/2026	XM	Desde el Centro Nacional de Despacho -CND- reconocemos la pertinencia de adoptar el Plan de Expansión de Transmisión 2025-2039 elaborado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), así como la definición e identificación de Proyectos Urgentes mediante la Resolución 40004 del 7 de enero del 2026 para mejorar la seguridad, flexibilidad y resiliencia en la operación del Sistema Interconectado Nacional -SIN-.	Aceptada	Se acepta el comentario, se agradece la observación presentada y se valora el reconocimiento realizado frente a las obras del Plan de Expansión de Transmisión 2025-2039, orientadas a fortalecer la seguridad, flexibilidad y resiliencia en la operación del Sistema Interconectado Nacional -SIN-.
38	15/05/2026	XM	En vista de los retos para la operación del sistema que suponen el cambio climático y la transición energética es fundamental que las obras incluidas en el Plan de Expansión de Transmisión y las demás obras definidas para SIN sean adjudicadas, desarrolladas y puestas en servicio oportunamente con el fin de mitigar los riesgos por las cuales fueron concebidas. Por tanto, resaltamos la preocupación por las recientes convocatorias de transmisión, llevadas a cabo por la UPME, declaradas desiertas tales como1 : •UPME STR 01-2024 Compensador estática variable (SVC) 30 MVar Subestación Cértogui 115 kV. •UPME 05-2024 Subestación Nueva Quibdó 220 kV y líneas de transmisión asociadas. •UPME STR 01 2025 Enlace Olaya Herrera-Buchelly (Tumaco) 115 kV 2do corredor Jardinera-Junin-Buchelly (Tumaco) 115 kV. •UPME STR 03 2025 Segundo Circuito Urrá – Tierralta – Río Sinú 110 kV y Bahías asociadas. •UPME 01-2025 Segundo circuito Urrá – Urabá 220 kV Ante lo anterior y teniendo en cuenta el impacto de esta obras en la atención segura y confiable de la demanda, así como otros proyectos que se encuentran en proceso de adjudicación por parte de UPME, consideramos de la mayor importancia realizar un análisis de fondo de las causas que motivan esta situación y establecer los mecanismos e incentivos que permitan desplegar oportunamente convocatorias declaradas desiertas, que no cuentan con manifestación de interés por parte de los desarrolladores o donde estos han desistido de su construcción, más aún, cuando las obras son requeridas dado que mitigan o eliminan condiciones de riesgo para la continuidad, calidad y confiabilidad en la prestación del servicio.	Aceptada	Se acepta el comentario, así como las observaciones relacionadas con la importancia de garantizar la adjudicación y entrada en operación oportuna de las obras de expansión requeridas para la atención segura, confiable y eficiente de la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Al respecto, es importante indicar que la UPME, en el marco de sus competencias, se encuentra analizando las posibles causas asociadas a las convocatorias declaradas desiertas y las dificultades evidenciadas en algunos procesos de adjudicación de obras de transmisión, con el fin de identificar oportunidades de mejora en los futuros procesos.
39	15/05/2026	XM	Sobre el Cuarto transformador en la subestación Chinú 500/110 kV y sus bahías de transformación 500 kV y 110 kV asociadas, llamamos la atención que actualmente los transformadores Chinú 1, 2 y 3 (500/110 kV) presenta un agotamiento de capacidad, situación que ha generado recientemente en la semana del 4 a 10 de mayo de 2026, desatender 3.57 MWh de demanda para mitigar sobrecarga en estado estacionario y red completa para cumplir con los criterios definidos en la reglamentación vigente. Por lo anterior, es importante que se puedan definir medidas de mitigación para la situación operativa que se esta presentando actualmente, así como hacer un seguimiento continuo a la entrada del proyecto en la fecha definida, o antes en lo posible, considerando que ante aumentos en los consumos de la demanda del área, la misma, no podría atenderse de manera segura.	Aceptada	Se acepta el comentario. Al respecto, es preciso indicar que la UPME, en el marco de sus ejercicios de planeación, considera la información y los análisis publicados por el operador del sistema, XM, tales como el Informe Trimestral de Restricciones (ITR), el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo (IPOEMP), el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Largo Plazo (IPOELP), así como los informes de planeamiento remitidos por los Operadores de Red (OR), con el fin de identificar las restricciones del sistema y definir las obras de expansión requeridas para su mitigación. En este sentido, tanto la información operativa reportada por XM sobre el agotamiento de capacidad de los transformadores Chinú 1, 2 y 3 500/110 kV, como los análisis realizados por la UPME, sustentaron la inclusión del cuarto transformador 500/110 kV en la subestación Chinú como solución estructural para atender dicha restricción. Ahora bien, respecto a las medidas operativas de mitigación en el corto plazo, se precisa que estas corresponden al ámbito de operación coordinado entre los Operadores de Red y el operador del sistema, XM. No obstante, la UPME continuará realizando el seguimiento correspondiente a la evolución de la demanda y a las condiciones operativas del área, así como participando en los análisis técnicos que contribuyan a garantizar la confiabilidad, calidad y seguridad del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
40	15/05/2026	XM	En la obra Nueva Subestación Zaque 230/115 kV y obras asociadas se define la reconfiguración de uno de los circuitos San Bernardino – Jamondino 230 kV en dos nuevos circuitos: "Reconfiguración del circuito San Bernardino – Jamondino 230 kV en Zaque – San Bernardino (circuito 1) y Zaque – Jamondino 230 kV (circuito 2)". Por otra parte, la memoria justificativa define la reconfiguración de los dos circuitos existentes San Bernardino – Jamondino 230 kV: "Reconfiguración circuitos 1 y 2 de San Bernardino - Jamondino 230 kV en El Zaque – San Bernardino y El Zaque – Jamondino 230 kV (circuitos 1 y 2), cada uno con una capacidad de 800 A por circuito.". Al respecto sugerimos establecer con claridad las reconfiguraciones asociadas a la obra de transmisión ya que podría prestarse a interpretaciones diversas respecto a la construcción de esta.	Aceptada	Se acepta el comentario. Se acoge parcialmente la observación en el sentido de armonizar la descripción de la obra "Subestación El Zaque 230 kV y obras asociadas" con el alcance definido en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 de la UPME, asegurando la inclusión de las reconfiguraciones de los circuitos San Bernardino – Jamondino y la infraestructura asociada al STN. No obstante, no se adopta de forma literal la desagregación propuesta, en la medida en que el acto administrativo incorpora la obra como un conjunto integral conforme a su definición en el plan adoptado, manteniendo la coherencia técnica y regulatoria del proyecto.

No.	Fecha de recepción	Remitente	Observación recibida	Estado	Consideración desde entidad
41	15/05/2026	XM	La capacidad de las nuevas líneas de transmisión, así como la configuración de las nuevas subestaciones no están explícitas en el proyecto de Resolución, aunque sí aparecen en la memoria justificativa. Al respecto resaltamos la importancia de que estos valores se indiquen con claridad en la resolución definitiva.	No aceptada	No se acepta el comentario. Se precisa que la resolución adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 como anexo integral del acto administrativo, el cual contiene la totalidad de las características técnicas de las obras, incluyendo capacidades de líneas y configuración de subestaciones. En consecuencia, dichos aspectos hacen parte del contenido normativo del acto por remisión expresa al anexo, sin que sea necesario reproducirlos en el articulado o en la memoria justificativa.
42	15/05/2026	ISA ENERGIA	Fecha de puesta en operación: En relación con la FPO de los compensadores síncronos, los considerandos del PR-PET señalan que, si bien el CAPT recomendó el desarrollo de dichas obras en dos fases (Fase A con FPO al 31 de diciembre de 2030 y Fase B con FPO al 31 de diciembre de 2031), posteriormente, mediante la Resolución MME 40004 del 7 de enero de 2026, el Ministerio de Minas y Energía declaró estas obras como Proyectos Urgentes, fijando una FPO anterior y disponiendo su sujeción al procedimiento especial de convocatoria de carácter excepcional, previsto en la Resolución MME 90604 de 2014 y la Resolución CREG 093 de 2014, razón por la cual la FPO finalmente planteada en el PR-PET para estas obras es diciembre de 2029. Sin perjuicio de lo anterior, consideramos de especial importancia que las fechas de puesta en operación se mantengan alineadas con el ejercicio de planeamiento técnico realizado por la UPME y avalado por el CAPT. Ello, en la medida en que las FPO propuestas en dicho ejercicio no son arbitrarias, sino que se encuentran directamente asociadas al requerimiento efectivo de la obra en el sistema eléctrico, a los resultados del análisis técnico-económico y de la relación beneficio/costo que sustentaron su inclusión en el Plan de Expansión, y a la posibilidad real de que se encuentren en operación en dichas fechas. Así, las fechas recomendadas por la UPME y el CAPT responden a la identificación del momento en el cual los compensadores síncronos resultan estrictamente necesarios para garantizar la seguridad, confiabilidad y operación eficiente del sistema, bajo los escenarios de demanda, generación y topología evaluados. Anticipar la entrada en operación de estas obras a fechas distintas de las analizadas podría generar un descalce entre los costos incurridos y los beneficios efectivamente obtenidos, de tal forma que, durante los periodos previos a la FPO evaluada en el planeamiento, los costos del proyecto podrían exceder los beneficios esperados, afectando negativamente la racionalidad económica de las inversiones y los criterios de eficiencia que orientan la expansión del STN. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que algunas de las subestaciones donde se instalarán los compensadores síncronos deberán ser reconfiguradas previamente, para evitar riesgos operativos, y el hecho de definir fechas anteriores a las recomendadas por el CAPT, pudiera llevar a que las obras de reconfiguración no estén listas al momento de la incorporación de los compensadores síncronos en el sistema, haciendo por tanto inviable su puesta en operación en la fecha prevista (diciembre de 2029). A lo anterior, se suma que, de las conversaciones sostenidas con los fabricantes, se ha identificado que la fabricación de estos equipos se realiza bajo pedido, con diseños específicos, altos niveles de ocupación en planta, requerimientos acumulados a nivel nacional y condiciones logísticas complejas, lo cual conduce a plazos de hasta 43 meses entre el inicio de la contratación y la entrega del equipo en sitio. En consecuencia, y atendiendo tanto a consideraciones técnicas como económicas, vemos fundamental que las FPO de los compensadores síncronos se mantengan coherentes con el horizonte de necesidad identificado en el ejercicio de planeamiento de la UPME y recomendado por el CAPT, a fin de preservar la consistencia del análisis beneficio/costo, asegurar la eficiencia de la inversión, evitar la materialización de costos anticipados sin beneficios sistémicos equivalentes, y asegurar el desarrollo real de las obras en los tiempos definidos. Especificaciones definidas: Por otro lado, en la Circular UPME 019 de 2026 se plantean de manera explícita los requerimientos técnicos mínimos para los compensadores síncronos, incluyendo el aporte de potencia de cortocircuito (Sk") y la potencia reactiva (Qn) que deben cumplirse de forma simultánea en el punto de conexión. En ese sentido, como lo indicamos en la comunicación 202677001352-1 del 22 abril de 2026, para los compensadores síncronos a conectar en el nivel de tensión de 500 kV, se identificó que la configuración técnica requerida para cumplir el valor mínimo de capacidad de corto circuito en algunas de las subestaciones conduce a definiciones de potencia reactiva que, como resultado del cumplimiento simultáneo de los requerimientos mínimos, se ubican por encima del valor considerado de manera individual, es decir, de los 150 MVar o 300 MVar, respectivamente, y se materializan mediante una configuración de equipos acorde con dichos requerimientos. <i>En este sentido, las notencias reactivas definidas, así como la dimensión y capacidades de los equipos asociados, hacen parte integral de la solución técnica adoptada para asegurar el</i>	No aceptada	No se acoge el comentario. la UPME manifiesta respecto a las FPOs, que las fechas y fases inicialmente definidas dentro del ejercicio de planeamiento desarrollado por la UPME y recomendadas en el CAPT 214 del 21 de noviembre de 2025 correspondieron a las necesidades técnicas identificadas para el Sistema Interconectado Nacional en los distintos horizontes de evaluación, considerando criterios asociados a fortaleza de red, integración de generación basada en inversores, desempeño dinámico, análisis beneficio/costo y necesidades de expansión del sistema eléctrico. dichas fechas son las que la Unidad indico en el documento asociado al Plan de Expansión de Transmisión 2025 - 2039. No obstante, el Ministerio de Minas y Energía, en el marco de sus competencias, expidió la Resolución MME 40004 de 2026 mediante la cual declaró estas obras como proyectos urgentes y definió las condiciones correspondientes para su ejecución, siendo el escenario de expedición de dicha resolución la oportunidad para manifestar acuerdo o desacuerdo con las FPO de actos urgentes y no la presente etapa. En este sentido, las fechas actualmente contempladas para el proyecto corresponden a las establecidas dentro del marco normativo y administrativo adoptado por el Ministerio. Finalmente, respecto a las especificaciones técnicas asociadas a los compensadores síncronos, se precisa que los valores de potencia reactiva establecidos en el Plan corresponden a capacidades mínimas requeridas para atender las necesidades identificadas dentro de los análisis de planeamiento. Asimismo, los requerimientos asociados al aporte de potencia de cortocircuito y demás parámetros técnicos definidos en la Circular UPME 019 de 2026 corresponden a criterios complementarios que deben cumplirse simultáneamente dentro de la solución técnica definitiva. En este sentido, la Unidad considera técnicamente válido que el cumplimiento simultáneo de los requerimientos mínimos de potencia reactiva y capacidad de cortocircuito pueda conducir a soluciones con capacidades efectivas superiores a los valores mínimos reactivos inicialmente establecidos en el Plan, particularmente para proyectos asociados al nivel de tensión de 500 kV y orientados al fortalecimiento estructural de red. Adicionalmente, la Circular UPME 019 de 2026 establece expresamente que: "En todo caso, la solución del proyecto debe tener la capacidad total mínima exigida en el punto de conexión de cada subestación; el compensador síncrono o sistema de compensadores síncronos como equipo podrán tener una capacidad superior (...)", precisando así que las capacidades indicadas en el Plan corresponden a requerimientos mínimos y no a límites máximos de diseño de los equipos. En consecuencia, la capacidad final de potencia reactiva y la configuración definitiva de los compensadores síncronos podrán ajustarse dentro del proceso de definición de la solución técnica, siempre que se garantice el cumplimiento integral de los requerimientos técnicos establecidos por la Unidad para el proyecto.
43	15/05/2026	ISA ENERGIA	Se sugiere que, en la descripción de las obras asociadas a la construcción de nuevas subestaciones, se incluya de manera explícita la configuración eléctrica que estas adoptarán, conforme a las alternativas analizadas por la UPME y presentadas ante el CAPT. Dicha configuración incide directamente en los costos de cada proyecto, por lo cual su especificación resulta relevante para asegurar coherencia entre el alcance técnico evaluado y la estimación económica considerada. En ese sentido, se recomienda indicar de manera expresa que las obras correspondientes a las Nuevas Subestaciones: Puerto Gaitán 230 kV, Zaque 230 kV, Sabana Occidente 230 kV, Guarne 230 kV y La Montera 500/230 kV, se desarrollarán en configuración de Interruptor y Medio, de acuerdo con los estudios de planeación realizados por la UPME y avalados en el marco del CAPT.	No aceptada	No se acepta el comentario. Se precisa que la configuración eléctrica de las subestaciones hace parte del nivel de detalle técnico contenido en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 adoptado como anexo de la presente resolución, el cual integra las alternativas y especificaciones definidas por la UPME en el marco de su proceso de planeación. En consecuencia, dichos aspectos no requieren ser incorporados en el articulado del acto administrativo.
44	15/05/2026	ISA ENERGIA	La Memoria Justificativa, así como el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 y su anexo técnico, indican que la Nueva Subestación Zaque 230 kV se construirá con tecnología AIS en configuración Interruptor y Medio. De igual forma, dichos documentos indican una tecnología específica para la Nueva Subestación Sabana Occidente 230 kV, indicando que esta será de tecnología GIS. Al respecto, consideramos que la especificación de una tecnología particular en el acto administrativo de adopción del Plan puede restringir la eficiencia del proceso de selección posterior y, de igual forma, la prestación del servicio de transmisión, en la medida en que condiciona desde la etapa de planeación la solución tecnológica a implementar. En este sentido, solicitamos que se elimine la referencia explícita a tecnologías específicas (AIS o GIS) en las mencionadas obras, a efectos de preservar la neutralidad tecnológica en los procesos de convocatoria. Esto permitiría que la definición de la solución tecnológica sea resultado del proceso competitivo y del diseño integral de la oferta por parte de los inversionistas, con base en la evaluación de criterios técnicos, económicos, ambientales y de localización que resulten aplicables en cada caso, promoviendo así la adopción de alternativas óptimas en términos de eficiencia y costo para el sistema.	Aceptada	Se acoge parcialmente el comentario. Referente a la tecnología de las subestaciones propuestas en el PET 2025–2039, la UPME indica que, para algunas obras de expansión, contaba con información que permitió identificar preliminarmente la tecnología más adecuada para el desarrollo de la subestación, como es el caso de la subestación Sabana Occidente 230 kV. No obstante, la UPME toma nota del comentario presentado y revisará la descripción de las distintas obras incluidas en el PET 2025–2039, de manera que, en aquellos casos donde no existan condicionamientos técnicos o de espacio que hagan necesaria una tecnología específica, no se limite la selección tecnológica desde la etapa de planeación. Lo anterior, con el fin de permitir que, durante la estructuración de las convocatorias y el desarrollo de los diseños detallados, el adjudicatario pueda definir la tecnología más adecuada considerando criterios técnicos, constructivos, ambientales, prediales, de disponibilidad de espacio y de eficiencia económica para el sistema.
45	15/05/2026	ISA ENERGIA	Se considera necesario precisar que las soluciones asociadas a la gestión de niveles de cortocircuito no corresponden exclusivamente a una responsabilidad directa de los transmisores, como allí se indica, sino que hacen parte de una cadena de decisiones institucionales y regulatorias claramente definidas. En primer lugar, la UPME, en su rol de planeador del sistema, es la entidad encargada de identificar, evaluar y adoptar las obras requeridas en el Plan de Expansión, incluyendo aquellas asociadas a la gestión de niveles de cortocircuito, indicando explícitamente las subestaciones a intervenir. En este sentido, le corresponde también a esta Unidad definir y justificar los niveles de cortocircuito objetivo del sistema, dado que estas variables son resultado del proceso de planeamiento integral y no de decisiones operativas individuales de los agentes. En segundo lugar, la CREG debe establecer las señales económicas y el marco regulatorio que permitan la ejecución viable de dichas obras. Esto incluye, entre otros aspectos, la definición de: •Unidades constructivas asociadas al manejo de niveles de cortocircuito, que permitan su adecuada remuneración. •Mecanismos para la recuperación del capital remanente de los activos que eventualmente deban ser reemplazados por limitaciones de cortocircuito del sistema. •Reconocimiento de costos de disposición final u otros costos asociados a la sustitución o adecuación de infraestructura, o a las obras de repotenciación requeridas. Finalmente, los transmisores tienen la responsabilidad de ejecutar las obras, pero esta ejecución está condicionada a: •La incorporación expresa de los proyectos en el Plan de Expansión por parte de la UPME, y •La habilitación regulatoria y económica por parte de la CREG. En consecuencia, solicitamos matizar la afirmación de que la solución "corresponde en primera instancia a la gestión de los transmisores", en la medida en que la materialización de estas soluciones depende de un proceso coordinado donde el planeamiento, la regulación y la ejecución tienen roles diferenciados y complementarios.	No aceptada	No se acepta el comentario. Se precisa que la Resolución adopta el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 en el marco de las competencias asignadas por la Ley 143 de 1994, en el cual se reconocen los roles de la UPME como entidad planificadora, de la CREG como regulador y de los agentes transmisores como ejecutores de las obras. En consecuencia, las apreciaciones presentadas corresponden a consideraciones de carácter general sobre la asignación de funciones dentro del sector eléctrico, sin que impliquen modificaciones al contenido del acto administrativo.
46	15/05/2026	UPME	Se recomienda al MME que dentro de la adopción de las obras solamente se relacionen los elementos del STN y aquellos relacionados con el STN, considerando que por la Resolución CREG 015 del 2018 la aprobación de las obras del STR es potestad de la UPME y las mismas, inicialmente, no aplican a los mecanismos de convocatoria pública y ampliaciones, los cuales se establece para activos del STN.	Aceptada	Se acepta el comentario. Se ajusta el texto de la resolución en el sentido de precisar el alcance de las obras incluidas en el Plan de Expansión, diferenciando su tratamiento según corresponda al Sistema de Transmisión Nacional (STN) o a otros elementos asociados, sin asignar de manera uniforme el régimen de convocatoria pública propio exclusivamente del STN.

No.	Fecha de recepción	Remitente	Observación recibida	Estado	Consideración desde entidad
47	15/05/2026	UPME	Se recomienda al MME armonizar la descripción y el alcance de la obra conforme con lo establecido en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, remitido por la UPME y publicado por el Ministerio, considerando que dentro del acto de adopción únicamente deberían incluirse los elementos relacionados con el STN, entre otros aspectos. En este sentido, se sugiere ajustar el alcance de la obra de la siguiente manera: Subestación Puerto Gaitán 230 kV y obras asociadas •Construcción de la subestación Puerto Gaitán 230 kV que incluye dos bahías de transformación para la instalación de dos bancos de autotransformadores monofásicos 230/115 kV de 150 MVA cada banco. •Construcción del doble circuito Puerto Gaitán - Aguaclara 230 kV, cada uno con una capacidad mínima de 1500 Amperios. •Construcción de dos bahías de línea en la subestación Puerto Gaitán 230 kV para el doble circuito Aguaclara – Puerto Gaitán 230 kV. •Construcción de dos bahías de línea en la subestación Aguaclara 230 kV para el doble circuito Aguaclara – Puerto Gaitán 230 kV. •Instalación de dos bancos de autotransformadores monofásicos 230/115 kV de 150 MVA cada banco en la subestación Puerto Gaitán (Obra STR). Fecha de entrada en operación: 31 de diciembre de 2031.	Aceptada	Se acepta el comentario. Se ajusta la descripción y alcance de la obra Subestación Puerto Gaitán 230 kV y obras asociadas, con el fin de armonizarla con lo establecido en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 remitido por la UPME. En ese sentido, se precisa la redacción de los componentes técnicos del proyecto, incluyendo la desagregación de la subestación, líneas, bahías y equipos asociados conforme a la configuración definida en el plan, garantizando coherencia entre el acto administrativo y su soporte técnico, sin que ello implique modificar la estructura funcional de los elementos asociados al sistema.
48	15/05/2026	UPME	Se recomienda al MME armonizar la descripción y el alcance de la obra conforme con lo establecido en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, remitido por la UPME y publicado por el Ministerio, considerando que dentro del acto de adopción únicamente deberían incluirse los elementos relacionados con el STN, entre otros aspectos. En este sentido, se sugiere ajustar el alcance de la obra de la siguiente manera: Cuarto banco de autotransformadores 500/110 kV en la subestación Chinú: •Construcción de una bahía de transformación a nivel de 500 kV en la subestación Chinú para la Instalación de un cuarto banco de autotransformadores monofásicos 500/110 kV de 150 MVA. •Instalación de un cuarto banco de autotransformadores monofásicos 500/110 kV de 150 MVA en la subestación Chinú (Obra STR). Fecha de entrada en operación: 31 de diciembre de 2028. (Referente a la FPO es necesario indicar que la relacionada en este comentario corresponde a la sugerida en el PET 2025 - 2039, no obstante entendemos que esta obra es declarada como Proyecto Urgente mediante la Resolución MME 40004 de 2026 modificando su fecha de puesta en operación)	Aceptada	Se acepta el comentario. Se ajusta la descripción de la obra incorporando su tratamiento como proyecto declarado como "Proyecto Urgente" mediante la Resolución MME 40004 de 2026, precisando que su ejecución se encuentra sujeta al régimen especial de convocatoria aplicable y a la Fecha de Puesta en Operación establecida en dicha resolución. En consecuencia, se armoniza el tratamiento regulatorio de la obra dentro del acto administrativo, sin que sea necesario adoptar de forma literal la desagregación técnica propuesta, en la medida en que el alcance definitivo se encuentra definido en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 y en la resolución de declaratoria de urgencia.
49	15/05/2026	UPME	Se recomienda al MME armonizar la descripción y el alcance de la obra conforme con lo establecido en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, remitido por la UPME y publicado por el Ministerio, considerando que dentro del acto de adopción únicamente deberían incluirse los elementos relacionados con el STN. Lo anterior incluye, entre otros aspectos, la incorporación de las bahías correspondientes, así como la especificación del doble circuito San Bernardino – Jamondino 1 y 2 230 kV y sus respectivas reconfiguraciones. En este sentido, se sugiere ajustar el alcance de la obra de la siguiente manera: Subestación El Zaque 230 kV y obras asociadas •Construcción de la subestación El Zaque 230 kV, que incluye dos bahías de transformación en 230 kV para la instalación de dos transformadores trifásicos 230/115 kV de 90 MVA cada uno. •Reconfiguración del doble circuito San Bernardino – Jamondino 1 y 2 230 kV en San Bernardino – El Zaque 1 y 2 230 kV y El Zaque – Jamondino 1 y 2 230 kV, cada circuito con una capacidad mínima de 800 A. •Construcción de cuatro bahías de línea en la subestación El Zaque 230 kV, dos para el doble circuito El Zaque – Jamondino 1 y 2 230 kV y dos para el doble circuito El Zaque – San Bernardino 1 y 2 230 kV. •Construcción de la segunda bahía de transformación en 230 kV en la subestación Páez para la instalación del segundo transformador trifásico 230/115 kV de 90 MVA. •Instalación de dos transformadores trifásicos 230/115 kV de 90 MVA cada uno en la subestación El Zaque (Obra STR). •Instalación del segundo transformador trifásico 230/115 kV de 90 MVA en la subestación Páez (Obra STR). Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre de 2031.	Aceptada	Se acepta el comentario. Se acoge parcialmente la observación en el sentido de armonizar la descripción de la obra "Subestación El Zaque 230 kV y obras asociadas" con el alcance definido en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 de la UPME, asegurando la inclusión de las reconfiguraciones de los circuitos San Bernardino – Jamondino y la infraestructura asociada al STN. No obstante, no se adopta de forma literal la desagregación propuesta, en la medida en que el acto administrativo incorpora la obra como un conjunto integral conforme a su definición en el plan adoptado, manteniendo la coherencia técnica y regulatoria del proyecto.
50	15/05/2026	UPME	Se recomienda al MME armonizar la descripción y el alcance de la obra conforme con lo establecido en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, remitido por la UPME y publicado por el Ministerio, ajustando aspectos como la inclusión de las bahías correspondientes y la tecnología de la subestación, entre otros . En este sentido, se sugiere ajustar el alcance de la obra de la siguiente manera: Subestación Sabana Occidente 230 kV y líneas asociadas •Construcción de la Subestación Sabana Occidente 230 kV en tecnología GIS (Gas Insulated Substation), que incluye dos bahías de transformación para la instalación de dos transformadores trifásicos 230/34.5 kV de 63 MVA cada uno. •Reconfiguración del circuito La Mesa – Noroeste 230 kV en La Mesa – Sabana Occidente 230 kV y Sabana Occidente – Noroeste 230 kV. •Construcción de dos bahías de línea en la subestación Sabana Occidente 230 kV para los circuitos Sabana Occidente – La Mesa 230 kV y Sabana Occidente – Noroeste 230 kV. •Instalación de dos transformadores trifásicos 230/34.5 kV de 63 MVA cada uno, en la subestación Sabana Occidente (Obra STR). Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre de 2029.	Aceptada	Se acepta el comentario. Se acoge la observación en lo referente a la incorporación y armonización del alcance general de la obra "Subestación Sabana Occidente 230 kV y líneas asociadas" con el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 de la UPME, incluyendo la descripción de la subestación, las bahías asociadas y la reconfiguración de los circuitos. No obstante, no se incorpora de manera explícita la especificación tecnológica sugerida (GIS), en la medida en que el acto administrativo adopta el alcance funcional de la obra conforme al Plan de Expansión, sin detallar tecnologías específicas de diseño que corresponden a la etapa de estructuración y ejecución del proyecto.
51	15/05/2026	UPME	Se recomienda al MME armonizar la descripción y el alcance de la obra conforme con lo establecido en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, remitido por la UPME y publicado por el Ministerio, ajustando aspectos como la inclusión de las bahías correspondientes, entre otros . En este sentido, se sugiere ajustar el alcance de la obra de la siguiente manera: Refuerzos subestación Heliconia 500/230 kV •Instalación de un tercer banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 450 MVA en la subestación Heliconia. •Construcción de una bahía de transformación en la subestación Heliconia a nivel de 500 kV. •Construcción de una bahía de transformación en la subestación Heliconia a nivel de 230 kV. Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre de 2028. •Construcción del segundo circuito Heliconia – Occidente 230 kV. •Construcción de una bahía de línea en la subestación Heliconia 230 kV para el circuito Heliconia – Occidente 230 kV. •Construcción de una bahía de línea en la subestación Occidente 230 kV para el circuito Heliconia – Occidente 230 kV. Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre de 2030.	Aceptada	Se acepta el comentario. Se acoge la observación en el sentido de armonizar la descripción de la obra "Refuerzo subestación Heliconia 500/230 kV y segundo circuito Heliconia – Occidente 230 kV" con el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 de la UPME, incluyendo los elementos principales asociados al refuerzo de transformación y a la construcción del circuito. No obstante, el acto administrativo adopta una descripción consolidada del alcance de la obra, sin desagregar de forma explícita cada una de las bahías de línea o transformación en los extremos de las subestaciones, en la medida en que dicha especificación corresponde al nivel de detalle técnico propio de la estructuración y ejecución del proyecto.
52	15/05/2026	UPME	Se recomienda al MME armonizar la descripción y el alcance de la obra conforme con lo establecido en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, remitido por la UPME y publicado por el Ministerio, considerando que dentro del acto de adopción únicamente deberían incluirse los elementos relacionados con el STN, y se deberían incluir las bahías correspondiente al STN, entre otros aspectos. En este sentido, se sugiere ajustar el alcance de la obra de la siguiente manera: Solución Altas Cargabilidades Oriente Antioqueño (SACOA) – Subestación Guarne 230 kV •Construcción de la subestación Guarne 230 kV, que incluye dos bahías de transformación para la instalación de dos bancos de autotransformadores monofásicos 230/110 kV de 180 MVA cada banco. •Reconfiguración del circuito Guatapé – Miraflores 220 kV en Guatapé - Guarne 230 kV y Guarne – Miraflores 230 kV. •Construcción de dos bahías de línea en la subestación Guarne 230 kV para las líneas Guarne – Guatapé 230 kV y Guarne – Miraflores 230 kV. •Instalación de dos bancos de autotransformadores monofásicos 230/110 kV de 180 MVA cada banco, en la subestación Guarne (Obra STR). Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre de 2031.	Aceptada	Se acepta el comentario. Se acoge la observación en el sentido de armonizar la descripción de la obra "Solución Altas Cargabilidades Oriente Antioqueño (SACOA) – Subestación Guarne 230 kV" con el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 de la UPME, incluyendo la infraestructura principal asociada al STN y las reconfiguraciones de los circuitos Guatapé – Miraflores y Guarne – Miraflores. No obstante, el acto administrativo adopta una descripción consolidada del alcance de la obra, sin desagregar de forma explícita cada una de las bahías de transformación y de línea, en la medida en que dicho nivel de detalle corresponde a la etapa de estructuración técnica y ejecución del proyecto.

No.	Fecha de recepción	Remitente	Observación recibida	Estado	Consideración desde entidad
53	15/05/2026	UPME	Se recomienda al MME armonizar la descripción y el alcance de la obra conforme con lo establecido en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, remitido por la UPME y publicado por el Ministerio, considerando que se deberían incluir las bahías correspondiente al STN, entre otros aspectos. En este sentido, se sugiere ajustar el alcance de la obra de la siguiente manera: Interconexión Antioquia-Oriental – Subestación La Montera 500/230 kV y Obras Asociadas •Construcción de la subestación La Montera 500/230 kV, que incluye la instalación de tres (3) bancos de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 450 MVA cada banco, y la construcción de las tres (3) bahías de transformación en 500 kV y las tres (3) bahías de transformación en 230 kV asociadas •Reconfiguración del circuito Antioquia – Porce III 500 kV en Antioquia – La Montera 500 kV y La Montera – Porce III 500 kV. •Construcción de 2 bahías de línea en la subestación La Montera 500 kV para las líneas La Montera – Antioquia 500 kV y La Montera – Porce III 500 kV •Reconfiguración del circuito Barbosa – Porce II 220 kV en Barbosa – La Montera 1 230 kV y La Montera – Porce II 230 kV. •Reconfiguración del circuito Bello – El Salto 220 kV en Bello – La Montera 230 kV y La Montera – El Salto 230 kV. •Reconfiguración del circuito Guadalupe IV – Barbosa 220 kV en Guadalupe IV – La Montera 1 230 kV y La Montera – Barbosa 2 230 kV. •Reconfiguración del circuito Guadalupe IV – Occidente 220 kV en Guadalupe IV – La Montera 2 230 kV y La Montera – Occidente 230 kV. •Construcción de 8 bahías de línea en la subestación La Montera 230 kV, para las líneas La Montera – Porce II 230 kV, La Montera – Barbosa 1 230 kV, La Montera – Bello 230 kV, La Montera – El Salto 230 kV, La Montera – Guadalupe IV 1 230 kV, La Montera – Barbosa 2 230 kV, La Montera – Guadalupe IV 2 230 kV y La Montera – Occidente 230 kV. •Construcción del doble circuito Corzo – La Montera 500 kV, cada uno con una capacidad mínima de 2400 Amperios. •Construcción de 2 bahías de línea en la subestación La Montera 500 kV para el doble circuito Corzo – La Montera 500 kV. •Construcción de 2 bahías de línea en la subestación Corzo 500 kV para el doble circuito Corzo – La Montera 500 kV. •Instalación de dos (2) reactores de línea de 116 MVar en el extremo de la subestación La Montera 500 kV para el doble circuito Corzo – La Montera 500 kV. •Instalación de dos (2) reactores de línea de 116 MVar en el extremo de la subestación Corzo 500 kV para el doble circuito Corzo – La Montera 500 kV. •Instalación de dos (2) reactores de línea de 40 MVar en el extremo de la subestación La Montera 500 kV para las líneas La Montera – Antioquia 500 kV y La Montera – Porce III 500 kV. Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre de 2032.	Aceptada	Se acepta el comentario. Se acoge la observación en el sentido de armonizar la descripción de la obra "Interconexión Antioquia-Oriental – Subestación La Montera 500/230 kV y obras asociadas" con el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 de la UPME, incorporando de manera general los elementos principales asociados a la subestación, las reconfiguraciones de circuitos, las bahías de transformación y línea, y los equipos de compensación reactiva. No obstante, el acto administrativo adopta una descripción consolidada del alcance de la obra, sin incluir el nivel de desagregación detallado por circuito, bahía y parámetros técnicos específicos propuestos, en la medida en que dicho nivel de detalle corresponde a la etapa de estructuración técnica y ejecución del proyecto.
54	15/05/2026	UPME	Se recomienda al MME armonizar la descripción y el alcance de la obra conforme con lo establecido en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, remitido por la UPME y publicado por el Ministerio, considerando incluir las bahías correspondiente al STN, entre otros aspectos. En este sentido, se sugiere ajustar el alcance de la obra de la siguiente manera: Segundos bancos de autotransformadores 500/230 kV en las subestaciones San Marcos y La Virginia, y sus bahías de transformación 500 kV y 230 kV asociadas •Instalación de un segundo banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 450 MVA en la subestación La Virginia. •Construcción de una bahía de transformación en la subestación La Virginia a nivel de 500 kV. •Construcción de una bahía de transformación en la subestación La Virginia a nivel de 230 kV. •Instalación de un segundo banco de autotransformadores monofásicos 500/230 kV de 450 MVA en la subestación San Marcos. •Construcción de una bahía de transformación en la subestación San Marcos a nivel de 500 kV. •Construcción de una bahía de transformación en la subestación San Marcos a nivel de 230 kV. Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre del 2028	Aceptada	Se acepta el comentario. Se acoge la observación en el sentido de armonizar la descripción de la obra "Segundos bancos de autotransformadores 500/230 kV en las subestaciones San Marcos y La Virginia" con el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 de la UPME, incluyendo las bahías de transformación asociadas a los niveles de tensión de 500 kV y 230 kV. No obstante, el acto administrativo adopta una descripción consolidada de la obra, sin desagregar de forma individual cada subestación y sus componentes, en la medida en que dicho nivel de detalle corresponde a la estructuración técnica y ejecución del proyecto.
55	15/05/2026	UPME	Se recomienda al MME armonizar la descripción y el alcance de la obra conforme con lo establecido en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, remitido por la UPME y publicado por el Ministerio. En este sentido, se sugiere ajustar el alcance de la obra de la siguiente manera: Instalación de un reactor de línea en el corredor Chinú – Nueva Magangué – El Copey 500 kV •Instalación de un (1) reactor de línea de 84 MVar en el extremo correspondiente a la subestación Magangué del circuito Nueva Magangué – El Copey 500 kV. Fecha de puesta en operación: 31 de diciembre de 2028. (Referente a la FPO es necesario indicar que la relacionada en el presente comentario corresponde a la sugerida en el PET 2025 - 2039, no obstante entendemos que esta obra es declarada como Proyecto Urgente mediante la Resolución MME 40004 de 2026 modificando su fecha de puesta en operación)	Aceptada	Se acepta el comentario. Se acoge la observación en el sentido de armonizar la descripción de la obra "Instalación de un reactor de línea en el corredor Chinú – Nueva Magangué – El Copey 500 kV" con el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 de la UPME, incorporando el equipo de compensación reactiva y su ubicación general dentro del corredor. Así mismo, se precisa que la Fecha de Puesta en Operación se ajusta a lo dispuesto en la Resolución MME 40004 de 2026, mediante la cual la obra fue declarada como Proyecto Urgente, por lo que no corresponde aplicar la FPO sugerida en el comentario.
56	15/05/2026	UPME	Se recomienda al MME armonizar la descripción y el alcance de la obra conforme con lo establecido en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, remitido por la UPME y publicado por el Ministerio. En este sentido, se sugiere ajustar el alcance de la obra de la siguiente manera: Fase B - Instalación de compensadores síncronos en las siguientes subestaciones: (...) •Instalación de un (1) reactor de barra de 120 MVar en la subestación Colectora 500 kV. •Construcción de una bahía de Compensación Reactiva a nivel de 500 kV en la subestación Colectora 500 kV, para la Instalación de un reactor de barra de 120 MVar. Fecha de puesta en operación: 30 de junio de 2027. (Referente a la FPO es necesario indicar que la relacionada en el presente comentario corresponde con la sugerida en el PET 2025 - 2039, no obstante entendemos que esta obra es declarada como Proyecto Urgente mediante la Resolución MME 40004 de 2026 modificando su fecha de puesta en operación)	Aceptada	Se acepta el comentario. Se acoge la observación en el sentido de armonizar la descripción de la obra "Instalación de un reactor de barra de 120 MVar en la subestación Colectora 500 kV" con el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 de la UPME, incorporando el elemento de compensación reactiva dentro del esquema general de la Fase B. No obstante, el acto administrativo adopta una descripción consolidada de la obra, sin desagregar la configuración de bahías asociadas, en la medida en que dicho nivel de detalle corresponde a la etapa de estructuración técnica del proyecto. Asimismo, la Fecha de Puesta en Operación se ajusta a lo dispuesto en la Resolución MME 40004 de 2026, al tratarse de un proyecto declarado como urgente.
57	15/05/2026	UPME	Se recomienda al MME armonizar la descripción y el alcance de la obra conforme con lo establecido en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, remitido por la UPME y publicado por el Ministerio. En este sentido, se sugiere ajustar el alcance de la obra de la siguiente manera: Fase B - Instalación de compensadores síncronos en las siguientes subestaciones: (...) •Instalación de un (1) reactor de barra de 120 MVar en la subestación Cuestecitas 500 kV. •Construcción de una bahía de Compensación Reactiva a nivel de 500 kV en la subestación Cuestecitas 500 kV, para la Instalación de un reactor de barra de 120 MVar. Fecha de puesta en operación: 30 de junio de 2027. (Referente a la FPO es necesario indicar que la relacionada en el presente comentario corresponde con la sugerida en el PET 2025 - 2039, no obstante entendemos que esta obra es declarada como Proyecto Urgente mediante la Resolución MME 40004 de 2026 modificando su fecha de puesta en operación)	Aceptada	Se acepta el comentario. Se acoge la observación en el sentido de armonizar la descripción de la obra "Instalación de un reactor de barra de 120 MVar en la subestación Cuestecitas 500 kV" con el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 de la UPME, incorporando el equipo de compensación reactiva dentro del esquema general de la Fase B de compensadores síncronos. No obstante, el acto administrativo adopta una descripción consolidada del alcance de la obra, sin desagregar la configuración de bahías asociadas, en la medida en que dicho nivel de detalle corresponde a la etapa de estructuración técnica del proyecto. Asimismo, la Fecha de Puesta en Operación se ajusta a lo establecido en la Resolución MME 40004 de 2026, al tratarse de una obra declarada como Proyecto Urgente.
58	15/05/2026	UPME	Se recomienda complementar la parte considerativa con una precisión respecto a las Fechas de Puesta en Operación (FPO) aplicables a las obras prioritizadas en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 y posteriormente declaradas como Proyectos Urgentes mediante la Resolución 40004 del 7 de enero de 2026. Lo anterior, con el fin de aclarar que las FPO inicialmente definidas por la UPME corresponden a las contenidas en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, mientras que las FPO establecidas en la Resolución 40004 de 2026 obedecen a la aplicación del procedimiento especial de convocatoria de carácter excepcional previsto para Proyectos Urgentes. En este sentido, se considera pertinente precisar expresamente en los considerandos que las FPO allí indicadas son las del Plan de Expansión de Transmisión y que las aplicables a las obras objeto de dicha resolución corresponden a las adoptadas por el MME en el marco de la Resolución 40004 de 2026, aun cuando estas difieran de las inicialmente contempladas en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039.	Aceptada	Se acepta el comentario. Se precisa que el proyecto de resolución ya incorpora en sus considerandos y en la descripción de las obras la distinción entre las Fechas de Puesta en Operación (FPO) contenidas en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 y aquellas aplicables a las obras declaradas como Proyectos Urgentes mediante la Resolución MME 40004 de 2026. En consecuencia, se ajusta la redacción de los considerandos para reforzar de manera expresa que las FPO del Plan de Expansión corresponden a insumos de planeación de la UPME, mientras que las FPO vinculantes para efectos de ejecución y convocatoria son las definidas por el Ministerio en el marco del procedimiento especial de convocatoria de carácter excepcional.

No.	Fecha de recepción	Remitente	Observación recibida	Estado	Consideración desde entidad
59	15/05/2026	UPME	Se considera necesario modificar el paragrafo de la siguiente manera: Parágrafo: Las obras incluidas en el Plan de Expansión de Transmisión 2025 – 2039, que fueron declaradas como Proyectos Urgentes mediante la Resolución 40004 de 2026 y que se mencionaron en la parte considerativa de la presente resolución, tendrán como FPO la establecida en la citada resolución y continuarán sujetas, para efectos de su trámite, términos para manifestar interés, adjudicación y ejecución, al procedimiento especial de convocatoria aplicable a este tipo de proyectos, de conformidad con lo previsto en la Resolución MME 90604 de 2014, la Resolución CREG 093 de 2014 y las modificaciones introducidas en la misma Resolución 40004 de 2026, o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan. En consecuencia, para dichas obras no será necesario adelantar nuevamente el procedimiento de manifestación de interés, considerando que su priorización y tratamiento excepcional ya fueron definidos mediante la Resolución 40004 de 2026.	Aceptada	Se acepta el comentario. Se ajusta el parágrafo con el fin de precisar el alcance del procedimiento especial aplicable a las obras declaradas como Proyectos Urgentes mediante la Resolución MME 40004 de 2026. En este sentido, se incorpora de manera expresa que dichas obras continuarán sujetas al procedimiento especial de convocatoria en todas sus etapas, incluyendo la manifestación de interés, adjudicación y ejecución, de conformidad con lo previsto en la Resolución MME 90604 de 2014, la Resolución CREG 093 de 2014 y la Resolución MME 40004 de 2026, o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan. Asimismo, se precisa que, en los casos en que dicha etapa ya haya sido surtida en el marco de la Resolución MME 40004 de 2026, no será necesario repetir la actuación correspondiente dentro del presente proceso.
60	15/05/2026	UPME	Se sugiere modificar el parrafo "Que, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), con base en su proceso de planeación y en la evaluación técnica y económica efectuada por el CAPT, priorizó en el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 las obras requeridas para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico y atender el crecimiento de la demanda, las cuales se relacionan a continuación:" de la siguiente manera: Que, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), en desarrollo de su proceso de planeación y con base en los análisis técnicos y económicos realizados para el Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, así como en las discusiones adelantadas en el CAPT, priorizó las obras requeridas para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico y atender el crecimiento de la demanda, las cuales se relacionan a continuación:	Aceptada	Se acepta el comentario. Se ajusta el párrafo con el fin de precisar el rol del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT) dentro del proceso de planeación del Sistema Interconectado Nacional. En este sentido, se elimina la referencia a la realización de evaluaciones técnicas y económicas por parte del CAPT y se sustituye por una redacción que reconoce que la priorización de las obras por parte de la UPME se soporta en los análisis técnicos y económicos del Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039, así como en las discusiones surtidas en el marco del CAPT, como instancia de articulación sectorial.
61	15/05/2026	UPME	Se recomienda armonizar el contenido de la memoria justificativa con las modificaciones, precisiones y comentarios incorporados en el proyecto de resolución, con el fin de mantener consistencia entre ambos documentos y evitar posibles diferencias de interpretación respecto al alcance, motivación y aplicación de las disposiciones propuestas.	Aceptada	Se acepta el comentario. Se ajusta la memoria justificativa con el fin de asegurar coherencia con las modificaciones, precisiones y comentarios incorporados en el proyecto de resolución, garantizando consistencia entre ambos documentos respecto del alcance, la motivación y la aplicación de las disposiciones adoptadas. En este sentido, se realizan los ajustes correspondientes para evitar posibles diferencias de interpretación entre el contenido del acto administrativo y su documento soporte.
62	15/05/2026	UPME	Se recomienda agregar un parrafo adicional en el considerando de la Resolución de la siguiente manera: "Que, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), remitió el Plan de Expansión de Transmisión 2025-2039 al Ministerio de Minas y Energía (MME) mediante los radicados UPME No. 20261520006151 y No. 202601520085041 del 21 de enero de 2026 y 23 de abril de 2026, para su revisión y adopción."	Aceptada	Se acepta el comentario. Se ajusta el considerando con el fin de precisar la trazabilidad de la remisión del Plan de Expansión de Transmisión 2025–2039 por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) al Ministerio de Minas y Energía, incorporando de manera completa los radicados correspondientes a las comunicaciones mediante las cuales fue remitido el citado plan. En consecuencia, se incluyen los radicados MME No. 1-2026-002303 (UPME No. 20261520006151) del 21 de enero de 2026 y MME No. 1-2026-018769 (UPME No. 202601520085041) del 23 de abril de 2026, para efectos de revisión y adopción del Plan.



VÍCTOR JOSÉ PATERNINA NOVOA
VICEMINISTRO DE ENERGÍA

Elaboró: Cristian Bejarano, Camilo Castro, Farid Tovar
Revisó: Juan Camilo Sánchez
Aprobó: Martha Barreto