



Señor
GREGORIO ELJACH PACHECO
Secretario General
Senado de la República
secretaria.general@senado.gov.co
Ciudad

Asunto: Respuesta al traslado parcial del cuestionario para debate de control político anexo a la Proposición No. 116, 117 y 118, recibido mediante los radicados UPME 20241110033692, 20241110035682, 20241110035502 y 20241110037822

Respetado señor Eljach:

Mediante las comunicaciones con radicados UPME 20241110033692, 20241110035682, 20241110035502 y 20241110037822, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) recibió del Ministerio de Minas y Energía (MME), de XM S.A. E.S.P. y de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el traslado parcial del cuestionario para debate de control político anexo a la Proposición No. 116, 117 y 118, relacionado con “las tarifas y servicio de energía eléctrica”, frente al cual nos permitimos dar respuesta en los siguientes términos:

Cuestionario Proposición 118:

“6. ¿Especifique cómo está determinado el consumo básico de subsistencia a la fecha y cuándo fue la última vez que estos valores se modificaron, asimismo especifique si hay un término específico para actualizar este (sic) medida de consumo básico de subsistencia?”.

El artículo 11 de la Ley 143 de 1994 define el consumo de subsistencia como “*la cantidad mínima de electricidad utilizada en un mes por un usuario típico para satisfacer necesidades básicas que solamente puedan ser satisfechas mediante esta forma de energía final*”.

Mediante la Ley 188 de 1995, se ordenó aplicar un consumo de subsistencia de 200 kWh/mes en todo el territorio nacional mientras se definía la metodología que tuviera en cuenta los distintos factores que inciden en el uso de la energía para cada una de las regiones del país.

Posteriormente, el artículo 8 de la Ley 632 de 2000 estableció que “*el Ministerio de Minas y Energía, por intermedio de la Unidad de Planeación Minero-Energética, determinará para los sectores eléctricos y gas natural distribuido por red física, qué se entiende por*



consumo de subsistencia, así como el período de transición en el cual se deberá ajustar".

Con fundamento en lo anterior, a través de la Resolución 355 de 2004 la UPME definió un nuevo nivel de consumo de subsistencia y se determinó la siguiente senda para dicho consumo:

Tabla 1 Consumo de subsistencia

Año	Consumo de subsistencia kWh -mes	
	Alturas inferiores a 1000 m	Alturas superiores o iguales a 1000 m
2004 *(a partir de la vigencia de la presente resolución)	193	182
2005	186	165
2006	179	147
2007 en adelante	173	130

Fuente: Resolución UPME 355 de 2004

La determinación del consumo de subsistencia tiene en cuenta, entre otros, aspectos como la escala de necesidades del ser humano, la tenencia de equipos relacionados con la satisfacción de dichas necesidades, las diferencias climatológicas entre las regiones, la disponibilidad de energéticos sustitutos, la existencia de tecnologías en el mercado y el acceso a ellas por parte de los usuarios.

En relación con la revisión del consumo de subsistencia, la UPME presentó la agenda regulatoria para el año 2024, la cual fue actualizada con corte al 15 de febrero de 2024, y en ella se incluye el proyecto de resolución "Por la cual se modifica la Resolución UPME 355 de 2004 y se actualiza el consumo básico de subsistencia para energía eléctrica, en concordancia con lo establecido en el parágrafo segundo del artículo 272 de la Ley 2294 de 2023", el cual se espera que sea publicado para comentarios de todos los interesados en el mes de marzo de 2024 (la agenda regulatoria puede ser consultada en el siguiente enlace: <https://www1.upme.gov.co/Entornoinstitucional/Biblioteca-juridica/Paginas/Agenda-regulatoria.aspx>).

El proyecto de resolución de actualización del consumo básico de subsistencia responde a la responsabilidad asignada a la UPME por medio del parágrafo 2¹ del artículo 272 de la Ley 2294 de 2023², el cual establece la necesidad de realizar los estudios necesarios para actualizar el consumo básico de subsistencia en un plazo no mayor a un (1) año, estudios que se encuentran en desarrollo y que serán el insumo para el proyecto normativo que

¹ "PARÁGRAFO 2o. Para el caso del subsidio de energía eléctrica la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), en un plazo no mayor a un (1) año, deberá efectuar los estudios para modificar el consumo básico de subsistencia, considerando las necesidades energéticas de los usuarios en las diferentes regiones del país".

² Por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 "Colombia Potencia Mundial de la Vida".



expida la UPME, y que consideran las necesidades energéticas de los usuarios en las diferentes regiones del país.

“8. Especifique cómo está determinado el consumo básico de subsistencia a la fecha y cuándo fue la última vez que estos valores se modificaron.”

Se reitera lo expuesto en la respuesta a la pregunta anterior.

“18. En los últimos cinco años, ¿cuántos proyectos de generación de energía han sido aprobados? De estos, ¿Cuántos están actualmente en ejecución y cuántos han sido terminados? (Desagregado según el tipo de generación)”.

En primer lugar, es preciso mencionar que el régimen de asignación de capacidad de transporte para los proyectos de generación cambió en el año 2021 con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 075 de 2021, con sus respectivas modificaciones. Anteriormente, el proceso que debían surtir los promotores de los proyectos de generación para obtener un punto de conexión obedecía a una solicitud dirigida al transportador u operador de red y una evaluación técnica por parte de la UPME, pero no a un proceso competitivo entre los solicitantes. Por tal motivo, existen una serie de proyectos de generación que cuentan con capacidad de transporte asignada de manera previa a la entrada en vigencia de la Resolución CREG 075 de 2021, así como en su régimen de transición.

Desde 2019 a la fecha, se encuentran aprobados 374 proyectos de generación cuya capacidad de transporte agregada asciende a 15.775,77 MW, de los cuales 357 se encuentran en etapa de desarrollo (y suman 15.289,23 MW), uno (1) es un proyecto de biomasa y residuos, nueve (9) corresponden a proyectos eólicos, treinta y uno (31) hidroeléctricos, 288 solares y ocho (8) proyectos térmicos. De los proyectos aprobados, 17 han entrado en operación comercial, cuya capacidad agregada es de 486,54 MW, siendo quince (15) proyectos solares, uno (1) térmico y una (1) pequeña central hidroeléctrica.

“19. Conforme a la subaste delm15 (sic) de febrero de 2024, cómo se vería beneficiada la proyección a futuro de proyectos de generación. Desde su cartera cuales serán las medidas adoptadas para ejecutar los proyectos aprobados mediante la subasta, teniendo en cuenta el bajo porcentaje histórico de la ejecución de estos proyectos”.

En lo que atañe a las competencias de la UPME, entre las cuales no se encuentran ni la ejecución de proyectos, ni la subasta del cargo por confiabilidad, se informa que en coordinación con el MME se está adelantando una estrategia conocida como “Estallido 6



GW”, a través de la cual se realiza un seguimiento periódico a la ejecución de los proyectos de generación con conexión aprobada, con el fin de identificar y gestionar soluciones a las problemáticas ambientales, sociales y de permisos, entre otros, a través de un relacionamiento activo y permanente con los promotores de los proyectos y con las principales autoridades administrativas, tales como la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA, la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa - DANCP y las autoridades ambientales regionales, con el fin de lograr el ingreso de al menos 6 GW de nueva generación a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en el periodo comprendido entre el 2023 y 2026, lo cual incluye tanto a los proyectos que cuentan con obligaciones de energía firme (OEF) asignadas por subastas de cargo por confiabilidad, como aquellos que no tienen asignación de obligaciones a través de este u otro mecanismo.

Es importante aclarar que, a pesar de que **la entrada en operación de los proyectos depende únicamente de los promotores de los mismos**, ya que la generación y el desarrollo de los proyectos son una actividad de libre iniciativa que se rige por el artículo 85 de la Ley 143 de 1994, la UPME ha implementado la estrategia 6 GW como un proyecto prioritario, para acompañar a los promotores y lograr la puesta en marcha de la transición energética.

Las principales acciones que se están desarrollando en el marco de esta estrategia son las siguientes:

- Relacionamiento directo y permanente con los promotores de los proyectos, con el fin de conocer los trámites administrativos que inciden en el avance de los proyectos.
- Acercamiento a las principales autoridades administrativas del orden nacional y regional con el fin de: (i) dar a conocer la estrategia 6 GW; (ii) visibilizar la importancia de los proyectos de generación renovable en la transición energética y en circunstancias climáticas como las que supone el fenómeno de El Niño; (iii) conocer las dificultades que afrontan las diferentes autoridades que incidan en la pronta y adecuada atención de los trámites requeridos por los promotores de proyectos renovables; (iv) apoyar las necesidades de conocimiento técnico del sector eléctrico que puedan afectar las gestiones al interior de las entidades; y (v) generar un relacionamiento directo y periódico con las áreas relevantes de las autoridades, con el fin de hacer seguimiento a los trámites y facilitar su oportuna y acertada solución.



- Acercamiento con algunos operadores de red y con el operador del sistema, XM, como actores clave en las etapas finales para la entrada en servicio de los proyectos.
- Generación de mesas de trabajo entre promotores y autoridades administrativas con el fin de propiciar canales de comunicación efectivos que agilicen la respuesta a los trámites.

Se resalta que se han adelantado más de 37 mesas de trabajo con periodicidad semanal de planeación y seguimiento desde junio de 2023, se ha contactado a los desarrolladores de más de 146 proyectos cuya FPO está entre 2023 y 2024, a partir de lo cual se han realizado más de 43 mesas de trabajo con distintos promotores con el fin de conocer el estado de avance de los proyectos, sus principales trámites administrativos pendientes y qué gestiones se pueden viabilizar o apoyar. Se han adelantado 16 mesas de trabajo con los operadores de red Afinia (6), EMSA (8), CENS (1) y Air-e (1); las reuniones han sido individuales (MME-UPME-OR), y en conjunto con los promotores, con el objeto de viabilizar trámites y generar espacios de discusión y compromisos claves para la puesta en operación de los proyectos.

También se han establecido enlaces directos al interior de las corporaciones autónomas regionales, así como mesas de seguimiento mensual a los trámites en curso, procurando reducir tiempos de respuesta y generar una comunicación más activa entre las CAR y los promotores. Se han llevado a cabo 5 mesas de trabajo con la Procuraduría General de la Nación, a partir de las cuales se gestionaron 5 mesas de trabajo con distintas CAR y se está realizando acompañamiento preventivo a algunos trámites a nivel local. Se cuenta con relacionamiento cercano con ANI, INVIAS, AEROCIVIL y la SSPD, se han realizado 11 mesas de trabajo con XM de seguimiento a los procesos de conexión de los proyectos, reduciendo el tiempo de trámites, además de acompañar técnicamente los requerimientos de los promotores para reducir los tiempos de respuesta por parte de XM. Finalmente, se ha gestionado el desarrollo de dos talleres dirigidos a promotores en materia de licenciamiento ambiental, liderado por la Agencia Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, y de protocolos de conexión al Sistema Interconectado Nacional –SIN, a cargo de XM.

De este modo, la UPME trabaja de manera coordinada con las diferentes entidades del sector para mitigar los riesgos asociados al suministro de energía eléctrica, y de esta manera contar con una matriz diversificada y en capacidad de atender la demanda de energía eléctrica, asegurando la prestación del servicio con los criterios de seguridad y confiabilidad establecidos en la regulación.



“20. ¿Cómo garantizará la energía a mediano plazo (año 2027) y cuántos proyectos deberán estar en ejecución para garantizar la generación de energía?”

Consideramos que esta pregunta no es competencia de la UPME sino de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), puesto que según el artículo 12 de la Resolución CREG 101 024 de 2022, se establece que *“La CREG podrá convocar una subasta del cargo por confiabilidad en el momento en que lo considere necesario, cuando para un año $t+p$ la suma de la ENFICC de cada una de las plantas y/o unidades de generación sea menor o igual a la demanda objetivo y/o cuando, a partir del análisis que realice la Comisión, se requiera una subasta para asegurar las condiciones de prestación del servicio en el mediano y largo plazo en el Sistema Interconectado Nacional”* (subrayado fuera de texto).

Lo anterior, además de lo previsto en la Resolución CREG 071 de 2006, que establece el momento para realizar una subasta del cargo por confiabilidad teniendo en cuenta el estudio del balance de demanda de energía eléctrica frente a las Obligaciones de Energía Firme (OEF). En consecuencia, procedimos a trasladar esta pregunta a la CREG, para lo de su competencia (radicado UPME 20241000026571).

“23. El Ministerio que usted encabeza, ¿qué medidas ha tomado para educar al consumidor de energía en aras de reducir el consumo, evitar la conexiones fraudulentas y optimización del uso de electrodomésticos?”

Respecto a esta pregunta, consideramos que el Ministerio de Minas y Energía es quien tiene la competencia para responder, toda vez que según el artículo 2 del decreto 381 de 2012, el MME tiene entre sus funciones *“Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía”*.

Sin perjuicio de lo anterior, y dado que el traslado de esta pregunta lo realizó el mismo MME, informamos que la UPME elabora el Plan de Acción Indicativo Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PAI-PROURE), el cual es un documento con lineamientos de política pública para promover el mejor uso de los recursos energéticos, desde su producción hasta su consumo en los diferentes sectores y actividades de la economía. La versión más reciente (2022-2030) fue adoptada por el MME a través de la Resolución 40156 del 29 de abril de 2022, y se rige por las Leyes 697 de 2001 y 1715 de 2014.

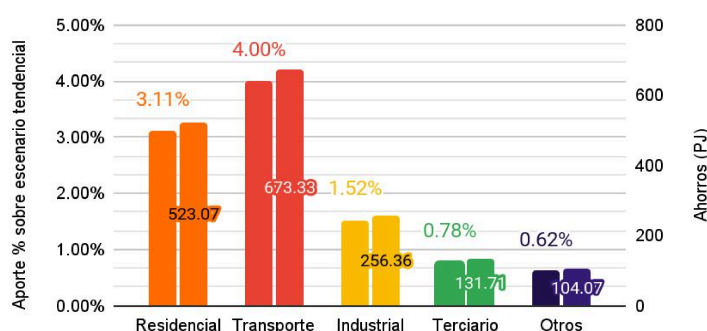
En el PAI-PROURE 2022-2023, se estimó una meta de eficiencia energética acumulada al 2030 es de 1.688 PJ, distribuidos principalmente entre los sectores transporte (40%),



residencial (31%), industrial (15%) y terciario (8%). Las principales medidas analizadas y priorizadas están asociadas con el recambio tecnológico, la adopción de buenas prácticas, la sustitución de combustibles y la digitalización.

En la siguiente gráfica se muestra la meta de reducción de consumo energético por sector en el período de PAI PROURE establecido:

Gráfica 1. Proyección de reducción de consumo energético por sector



Fuente. PAI-PROURE UPME

Lo anterior indica que los mayores potenciales en eficiencia energética se encuentran en el sector transporte dada la antigüedad de la flota, en el sector residencial por el consumo de leña en el sector rural, y en el sector industrial en los procesos de calor directo e indirecto. En cada sector las metas establecidas se definen a partir de las medidas priorizadas en el plan, que dependen entre otros, de la madurez tecnológica, la posibilidad real de implementación y los costos y beneficios asociados.

En el PAI PROURE se encuentran definidas las principales medidas de eficiencia energética junto con los ahorros esperados, que pueden ser consultadas en el siguiente enlace: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PROURE.aspx>.

Como parte de los instrumentos de cumplimiento de las metas del PAI PROURE, actualmente la UPME evalúa y emite certificados para que los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), Gestión Energía (GEE), e Hidrógeno, accedan a los incentivos tributarios según las Leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021.

A partir de la aplicación de las Resoluciones UPME 319 de 2022 y 504 de 2023, y en el marco del actual PAI PROURE 2022-2030, los proyectos que acceden a los incentivos tributarios han generado los mayores ahorros de energía en el sector industria con 7.260 TJ (2,83%) de los 256.360 TJ proyectados como meta indicativa, seguido del sector terciario con 590 TJ (0,45%) de los 131.710 TJ esperados e indicados en la Gráfica 2.En



la siguiente tabla se presentan los ahorros estimados a partir de las solicitudes certificadas de los incentivos señalados, a la fecha indicada para cada sector.

Tabla 2. Ahorros de energía estimados

Sector	Ahorro Energía (TJ)	Meta PROURE (TJ)	Aporte a la meta del sector
Industria	7.260	256.360	2,83%
Terciario	590	131.710	0,45%
Transporte	615	673.330	0,09%
Hidrocarburos	3.328	27.670	12,03%
Edificaciones	505	38.080	1,33%
Residencial	70	527.070	0,01%
Termoeléctrico	3	25.460	0,01%

Fuente. PAI-PROURE UPME

Finalmente, vale la pena mencionar que no se cuenta con instrumentos de seguimiento al PAI-PROURE, por lo tanto, el seguimiento de las metas de eficiencia energética se hace de manera indirecta a través de las solicitudes certificadas por la UPME de proyectos de gestión eficiente de energía y que tienen interés en acceder a beneficios tributarios.

Así mismo, en el marco del artículo 15 del Decreto 2121 de 2023, la UPME a través de la Subdirección de Demanda elabora el Plan Energético Nacional (PEN) que establece la hoja de ruta para la transformación energética del país, abordando aspectos clave como eficiencia energética, energías renovables, electrificación, transporte sostenible, entre otros.

Los escenarios propuestos en el PEN 2022-2052, que corresponde a la versión vigente de este documento, están compuestos por iniciativas tecnológicas que se dirigen hacia los objetivos de largo plazo del sector energético, como la seguridad, la competitividad y la sostenibilidad; de este modo se consideraron cinco escenarios energéticos a largo plazo, denominados Actualización, Modernización, Inflexión, Disrupción y Transición Energética:

- **Actualización:** para 2052 se espera que Colombia esté alineada con las tendencias mundiales y ha realizado avances significativos en la actualización de tecnologías de producción, transporte y uso de energía. El país ha adoptado medidas progresivas para diversificar su matriz energética, mitigar el cambio climático y promover el uso eficiente de la energía, y los cambios en la demanda de energía tienen una ambición conservadora del 60% en comparación con las metas establecidas en el Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional de Energía - PAI-PROURE y otras iniciativas de eficiencia energética, así como los procesos de sustitución de energéticos y cambios tecnológicos, que incluyen:



- Implementación de sistemas de gestión de energía en las instalaciones industriales, incluyendo el uso de sistemas de submedición, automatización de procesos y digitalización para mejorar los procesos y monitorear el consumo de energía.
- Mejoras en eficiencia en la refrigeración, la sustitución de neveras con más de 10 años de operación por modelos con etiqueta A, el avance en iluminación LED y la implementación de sistemas de medición inteligente.
- **Modernización:** en 2052 Colombia se espera que el país se modernice a través de la adopción de tecnologías y energéticos con un menor impacto ambiental, y busca gasificar aquellos usos en los que sea conveniente, aprovechando los recursos nacionales disponibles, y promoviendo avances en eficiencia energética y electrificación. En este escenario, se supone que las medidas de eficiencia energética alcanzan el 80% de las metas del PAI-PROURE, lo que representa una mayor ambición en términos de eficiencia energética en comparación con el escenario Actualización:
 - Se realizan mejoras en la refrigeración comercial y se reemplazan más neveras por modelos etiqueta A, logrando reemplazar hasta un 21% más de neveras en comparación con el escenario Actualización. Además, se integran tecnologías de iluminación avanzada (LED orgánicos y automatización).
 - Se despliegan plataformas para una gestión eficiente de la energía en edificaciones y se integran sistemas digitales.
- **Inflexión:** en el año 2052 el país experimentará un cambio significativo en la tendencia histórica de consumo de combustibles fósiles, gracias a una inversión masiva y acelerada en nuevas tecnologías que hacen posible masificar el uso de energía eléctrica. Esta adquiere una mayor relevancia en el suministro energético y en las estrategias de mitigación del cambio climático, y se estima un aprovechamiento del 100% de los potenciales identificados en el PAI-PROURE 2022-2030, estableciendo metas que se extienden hasta el final del período de análisis:
 - Se prevé la implementación de sistemas de gestión de energía en alrededor de 13 mil empresas, y se espera un aumento en el uso de energía eléctrica en un 15% a partir de 2035, especialmente en aplicaciones de calor directo, como tecnologías de calentamiento eléctrico a altas temperaturas en la industria cementera y cambios tecnológicos en las industrias de pulpa y papel.



- En cuanto a la refrigeración comercial y las neveras con etiqueta A, se logra reemplazar 12 millones de neveras, y se realiza una transición total hacia la iluminación LED en el sector urbano a partir de 2030.
- En el sector del transporte, se prevé una rápida adopción de vehículos eléctricos.
- **Disrupción:** la forma en que se produce y consume energía experimenta cambios trascendentales, rompiendo con la tendencia histórica del sector energético, por lo cual para el año 2052, Colombia habrá realizado inversiones significativas en nuevas tecnologías, a pesar de encontrarse en etapas tempranas de desarrollo; esto con el fin de impulsar la transición hacia una matriz energética más limpia y sostenible, alcanzando metas más ambiciosas en eficiencia energética que las establecidas en el PAI-PROURE:
 - Se estima que alrededor de 21.000 empresas implementen sistemas de gestión de energía.
 - En el sector de edificaciones, se incrementan los supuestos relacionados con los avances en la cocción con gas y energía eléctrica, así como en mayores eficiencias en los procesos de refrigeración y aire acondicionado.
 - En el sector transporte, se prevé una alta penetración de vehículos eléctricos en categorías como livianos de carga y pasajeros, motocicletas y autobuses, incluyendo el transporte masivo. Se estima que los vehículos eléctricos representarán el 100% de las ventas en 2052.
- **Transición Energética:** este escenario acelera el proceso de transformación del sistema energético colombiano, en su forma de producción, consumo y participación, y se apuesta por nuevas tecnologías y fuentes de energía con un nivel de madurez avanzado, junto con nuevos esquemas de mercado que garantizan seguridad energética, competitividad y protección ambiental. Este escenario se configura como un túnel de decisiones, con dos límites determinantes: el inferior, que parte del escenario de Disrupción, y el superior, que representa la máxima ambición alineada con la Transición Energética Justa (TEJ):
 - En el sector del transporte, este escenario prevé una penetración completa y acelerada de vehículos eléctricos en categorías como livianos de carga y pasajeros, motocicletas y buses, incluyendo el transporte masivo. Se espera que alcancen una participación del 100% en las ventas para el año 2052.
 - En el sector industrial, se plantea un aumento en la participación de la electricidad en los procesos térmicos. Se espera que esta aumente del



18% al 39% (límite inferior) y hasta el 44% (límite superior) para el año 2052.

- En el sector residencial se plantea una instalación masiva de estufas de energía eléctrica con tecnologías de inducción.
- En el sector terciario para el límite inferior del escenario, se espera que la participación de la energía eléctrica aumente del 73% al 90%, y en el límite superior alcance hasta el 95.6%.
- En cuanto a la iluminación, se mantienen las ambiciones de instalar tecnología LED, tal como se propuso en el escenario de Disrupción. Además, se supone la instalación de colectores solares, sistemas centralizados de refrigeración y acondicionamiento de espacios.
- Se espera una reducción significativa en el consumo de energía en el sector de la construcción.

El PEN más reciente fue publicado para comentarios el **pasado 1 de julio de 2023** recibiendo 246 comentarios, y su versión definitiva está próxima a publicarse, a partir del análisis de las observaciones recibidas. Este paso impulsa el sector hacia la sostenibilidad y la equidad energética, fomentando el uso de fuentes de energía renovable y la implementación de medidas de eficiencia energética, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y alineando las acciones y apuestas con las de la Transición Energética Justa -TEJ.

Adicionalmente, ya se dio inicio a la construcción del PEN 2024-2054, el cual contará con una metodología actualizada, basada en un modelo matemático de optimización de equilibrio parcial, lo cual permitirá fortalecer contundentemente el plan y su impacto. De igual manera, se está trabajando en la inclusión de variables socio-ambientales que permitan identificar impactos regionales de las políticas energéticas que el PEN recomienda.

Por último, en relación con las medidas tomadas por el MME frente a “conexiones fraudulentas”, desconocemos las acciones que se estén adelantando por el ente rector en materia de política pública energética, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 2 del Decreto 381 de 2012.

“24. ¿Qué medidas y/o directrices ha tomado el Ministerio frente a las empresas comercializadoras con respecto a campañas de educación sobre el uso de energía de manera eficiente?”.

Como se mencionó en la respuesta a la anterior pregunta, según el artículo 2 del decreto 381 de 2012, el MME tiene entre sus funciones *“Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía*



eléctrica” y “Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía”. Por tal motivo, procedimos a devolver esta pregunta para lo de su competencia (radicado UPME 20241000026581).

“26. En el Plan Nacional de Desarrollo hay mandato a la UPME para que este año, antes de mayo, se revise el Consumo Básico Subsidiable de energía eléctrica. ¿Cómo están avanzando los estudios, en qué sentido, bajará más?”.

Reiteramos lo expuesto en la respuesta a la pregunta No. 6, agregando que en el año 2023 la UPME desarrolló una consultoría que entre otros aspectos tenía por objeto suministrar los insumos necesarios para cumplir con la obligación contenida en el parágrafo 2 del artículo 272 de la Ley 2294 de 2023. Ahora bien, dado que los resultados de dicha consultoría se encuentran bajo análisis, hasta tanto no se expida la actualización del consumo básico de subsistencia no es posible anticipar si este disminuirá o aumentará.

Cuestionario aditivo:

Sobre la capacidad y los costos de generación y su impacto en la tarifa:

“6. En debate realizado a la Ministra Irene Vélez en abril de 2023 se comprometió el Ministerio de Minas y Energía a coordinar con la UPME un estudio para reevaluar el consumo de subsistencia de los usuarios de menores ingresos del país. Considerando que esta medida puede representar un alivio para los usuarios residenciales estrato 1 y 2, ¿qué conclusiones hay de dicho estudio? ¿Se ha evaluado el costo fiscal de la implementación?”.

Se reitera lo expuesto líneas arriba en las respuestas a las preguntas No. 6 y 26. Frente a su impacto fiscal, este no ha sido objeto de análisis por parte de la UPME, ya que este aspecto no es competencia de la UPME, sino del MME, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 108 del actual Plan Nacional de Desarrollo (Ley 2294 de 2023):

“Artículo 108. Reasignación de subsidios de energía eléctrica para cubrir el nivel de consumo indispensable. El Ministerio de Minas y Energía establecerá los criterios para la reasignación de subsidios de energía eléctrica definidos en las Leyes 142 y 143 de 1994, para garantizar que el nivel de consumo indispensable de energía eléctrica de los usuarios en condiciones socioeconómicas vulnerables de los estratos 1 y 2 pueda ser cubierto” (subrayado propio).

Por tal motivo, procedimos a devolver al MME este aspecto de esta pregunta, para lo de su competencia (radicado UPME 20241000026581).



“7. En la subasta de expansión primaria del cargo por confiabilidad 20278 (sic) - 2028, realizada el 15 de febrero pasado, la energía firme que requiere el país para ese momento no se alcanzó a cubrir con esta subasta. Considerando que llegaremos a 253 GWh-día de oferta, cuando hoy finalizando febrero de 2024 la demanda ya va por 241 GWh-día, ¿qué acciones para aumentar la oferta disponible de generación tomará el Ministerio de Minas y Energía?”.

La respuesta a esta pregunta no es competencia de la UPME, sino del MME en conjunto con la CREG, puesto que son las entidades que analizan el balance de demanda de energía eléctrica frente a las Obligaciones de Energía Firme (OEF) para implementar subastas del cargo por confiabilidad. Sin embargo, teniendo en cuenta que esta pregunta la recibimos del MME, procedemos a trasladarla a la CREG, con fundamento en lo expuesto en el artículo 12 de la Resolución CREG 101 024 de 2022 y en el marco de la Resolución CREG 071 de 2006, según el cual *“La CREG podrá convocar una subasta del cargo por confiabilidad en el momento en que lo considere necesario...”* (radicado UPME 20241000026571).

Sobre la demanda de energía:

“2. ¿Cuáles son las proyecciones de crecimiento de la demanda en el corto plazo (próximos 5 años)?”

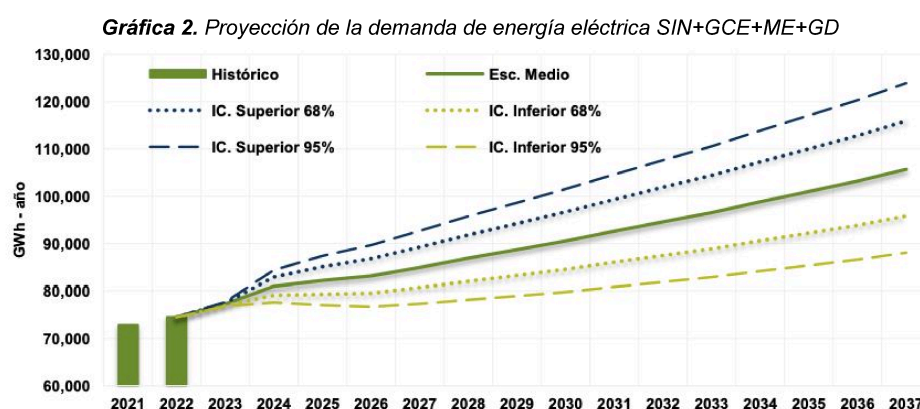
Conforme a lo establecido en el artículo 15 del Decreto 2121 de 2023, el pasado mes de enero la UPME presentó el documento de proyecciones de demanda para el periodo 2023 – 2037, cuya finalidad es proveer información que sirva de soporte para la toma de decisiones de inversión en infraestructura de abastecimiento energético y facilite la construcción de consensos sobre los proyectos y apuestas prioritarias del sector. El documento puede ser consultado en el siguiente enlace: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyecciones_de_Demanda_Final_v_31_01_2024.pdf

Las proyecciones de la demanda de energía eléctrica cuentan con tres componentes: la estimación del consumo del Sistema Interconectado Nacional (SIN), el reporte de consumo de grandes cargas que han anunciado a la UPME su intención de conectarse en el futuro cercano y la estimación del consumo de vehículos eléctricos y de reducciones de demanda resultantes de la generación distribuida, siendo estas el resultado de un modelo econométrico de combinación de pronósticos, el cual emplea modelos multivariados VAR y los VEC empleando como supuesto principal el crecimiento potencial de la económica, el cual de acuerdo con los resultados obtenidos del estudio desarrollado por la UPME – Fedesarrollo se prevé que para el período 2023 y 2024 el PIB sea del 1,0% y 1,5% respectivamente y, para el período 2025-2037 el crecimiento potencial de la



economía se encontraría alrededor del 3,0%, lo anterior en línea con el Marco Fiscal de Mediano Plazo MFMP de 2023.

En la siguiente gráfica se muestra la proyección de la demanda de energía eléctrica considerando la movilidad eléctrica (ME) y la generación distribuida (GD). De igual forma, se presenta la información que se reporta a la UPME con respecto a las demandas de consumidores especiales (GCE):



Fuente. Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023 - 2037

Por su parte, en las siguientes tablas se presentan las proyecciones de demanda de energía eléctrica a nivel nacional para los periodos 2023 a 2037 así:

- Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN
- Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN incluyendo los GCE y considerando ME
- Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN incluyendo los GCE, y considerando ME y GD



Tabla 3. Proyección de la demanda de energía eléctrica

	SIN (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2023	77.291	77.749	76.835	77.546	77.037
2024	80.992	84.411	77.600	82.899	79.098
2025	82.187	87.364	77.067	85.073	79.329
2026	83.140	89.650	76.721	86.771	79.555
2027	84.940	92.653	77.352	89.245	80.699
2028	86.866	95.722	78.171	91.811	82.003
2029	88.683	98.617	78.950	94.234	83.235
2030	90.520	101.491	79.790	96.654	84.510
2031	92.604	104.615	80.876	99.323	86.030
2032	94.570	107.601	81.868	101.864	87.444
2033	96.509	110.540	82.854	104.368	88.842
2034	98.794	113.862	84.153	107.239	90.568
2035	100.985	117.086	85.364	110.014	92.202
2036	103.187	120.323	86.585	112.802	93.845
2037	105.672	123.887	88.050	115.898	95.749

Fuente. Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023 - 2037

Tabla 4. Proyección de la demanda de energía eléctrica SIN+GCE+ME

	SIN + GCE + ME (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2023	80.569	81.026	80.113	80.824	80.314
2024	85.738	89.157	82.346	87.645	83.844
2025	88.904	94.082	83.784	91.791	86.047
2026	92.710	99.219	86.291	96.341	89.125
2027	94.720	102.433	87.132	99.025	90.479
2028	97.742	106.597	89.047	102.687	92.879
2029	99.886	109.820	90.152	105.437	94.438
2030	102.071	113.042	91.341	108.205	96.061
2031	104.813	116.824	93.085	111.532	98.239
2032	107.548	120.579	94.846	114.843	100.423
2033	110.324	124.355	96.669	118.183	102.657
2034	113.540	128.608	98.899	121.985	105.314
2035	116.885	132.985	101.264	125.914	108.101
2036	120.198	137.334	103.596	129.813	110.856
2037	123.879	142.094	106.257	134.105	113.956

Fuente. Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023 – 2037

Tabla 5. Proyección de la demanda de energía eléctrica SIN+GCE+ME+GD

	SIN + GCE + ME + GD (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2023	80.268	80.726	79.812	80.524	80.014
2024	85.305	88.724	81.912	87.212	83.411
2025	88.315	93.493	83.195	91.202	85.458
2026	91.952	98.461	85.532	95.583	88.367
2027	93.780	101.493	86.192	98.085	89.539
2028	96.617	105.473	87.922	101.562	91.754
2029	98.590	108.523	88.856	104.140	93.142
2030	100.620	111.590	89.889	106.753	94.609
2031	103.207	115.218	91.479	109.926	96.632
2032	105.808	118.839	93.106	113.103	98.683
2033	108.476	122.507	94.821	116.335	100.809
2034	111.577	126.645	96.936	120.022	103.351
2035	114.825	130.926	99.204	123.854	106.042
2036	118.059	135.196	101.457	127.675	108.718
2037	121.648	139.863	104.026	131.874	111.725

Fuente. Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023 - 2037



“3. ¿Es suficiente la capacidad de generación proyectada para dicho corto plazo para atender la demanda?”

El Gobierno Nacional ha diseñado dos mecanismos que promueven el desarrollo de proyectos de generación:

- (1) las subastas del cargo por confiabilidad, que se programan con el propósito de asignar las obligaciones de energía firme entre los generadores y los inversionistas para garantizar la confiabilidad en el suministro de energía firme en el largo plazo a precios eficientes.
- (2) los contratos de largo plazo, como mecanismo definido por el MME en la Resolución 40590 de 2019, para promover la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista, en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 570 de 2018 (declarado nulo por el Consejo de Estado mediante sentencia del 14 de junio de 2023³).

Sin embargo, los anteriores mecanismos no son administrados por la UPME.

Las subastas de contratación de largo plazo de energía han operado según disposiciones del MME y permitieron comprometer comercialmente energía entre vendedores y compradores, sin embargo, los compromisos derivados se dieron entre particulares por lo que la energía comprometida en el citado mecanismo comercial, no hace parte de las Obligaciones de Energía en Firme – OEF que son realmente los compromisos.

En el período 2019 - 2021 se realizaron cuatro subastas, tres para contratos de largo plazo de energía – CLPE, según disposiciones del MME, y una del cargo por confiabilidad (CxC), según disposiciones de la CREG.

Ahora bien, el mecanismo regulatorio del CxC fue definido por la CREG mediante la Resolución 071 de 2006, con el fin de asegurar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica en Colombia en el mediano y largo plazo, a través de obligaciones de energía firme – OEF que los generadores adquieren con el sistema (no entre compradores y vendedores como lo es la subasta de contratación de largo plazo).

A pesar de que la energía asignada en las subastas de contratación de largo plazo proviene en su totalidad de proyectos nuevos, lo que representa un incremento en la capacidad instalada del país, dicha energía no hace parte del balance de energía firme

³ Consejo de Estado. Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Subsección C, Consejero ponente: Guillermo Sánchez Luque. Sentencia del 14 de junio de 2023, radicación No. 11001-03-26-000-2018-00164-00 (62492).

F-DO-03 – V2

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera **“Copia No Controlada”**. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.



(ENFICC) vs Demanda realizado por la CREG, con excepción de aquellos proyectos que hayan resultado asignados en ambas subastas (contratación de largo plazo y cargo por confiabilidad).

El pasado 15 de febrero de 2024 se llevó a cabo la asignación de las OEF con vigencia desde el 1° de diciembre de 2027 hasta el 30 de noviembre de 2028, producto de la última subasta convocada por la CREG a través de las Resoluciones 101 024 de 2022 y 101 034A de 2022. De acuerdo con el comunicado emitido por XM S.A. E.S.P. (XM) el 16 de febrero de 2024 (<https://www.xm.com.co/noticias/6629-xm-informa-los-resultados-de-la-subasta-primaria-del-cargo-por-confiabilidad-2027>), en calidad de administrador de dicha subasta,

- *“Participaron 88 recursos de generación. De ellos, 80 recibieron asignación.*
- *El total de obligaciones de energía firme asignadas en la subasta fue de 156.2 GWh/día que suman a las 88.3 GWh/día asignadas previamente, para un total de 244.4 GWh/día comprometidas para la vigencia de la subasta.*
- *4,441 MW de plantas solares nuevas (99%) y 48 MW de plantas térmicas (1%) fueron asignados en la subasta así: 18 MW corresponden a la repotenciación de una planta de gas, 25 MW nuevos de una planta de biomasa y 5 MW de ampliación de una planta menor de biogás”.*

Según lo anterior, con la Subasta Primaria del Cargo por Confiabilidad 2027-2028⁴, se estima que lo asignado se encuentra dentro del intervalo de confianza al 95% de las proyecciones de demanda de energía eléctrica realizadas por la UPME. Lo anterior indica que el valor asignado de ENFICC se encuentra dentro del rango esperado de la demanda a 2027-2028 en el intervalo de confianza del 95%⁵. Es de resaltar que, el total de OEF para la vigencia subastada es de 244.49 GWh/día (i.e. 89.483 GWh-año para 2027-2028).

“4. De acuerdo con los resultados obtenidos en la subasta de Cargo por Confiabilidad realizada en febrero de 2022, como queda la demanda de energía del país en términos de cobertura con energía firme. Existe algún riesgo de que no se tenga es cobertura? que plan tiene el gobierno nacional para alcanzar una cobertura del 100%?”.

Se reitera lo expuesto en la respuesta anterior respecto al análisis realizado por la UPME, sin embargo, cómo se mencionó en las respuestas a las preguntas No. 20 y 7, la CREG es quien realiza el análisis del balance de demanda de energía eléctrica frente a las Obligaciones de Energía Firme (OEF) para determinar la aplicación de una subasta del cargo por confiabilidad, de conformidad con lo establecido en el artículo 12 de la Resolución CREG 101 024 de 2022 y en el marco de la Resolución CREG 071 de 2006.

⁴ XM. **Administradores del mercado eléctrico. (2024).** "Subasta Primaria 2027-2028: Publicación de resultados". En línea: <https://www.xm.com.co/noticias/6632-subasta-primaria-2027-2028-publicacion-de-resultados>

⁵ Guyatt et al. (1995). "Basic statistics for clinicians 2. Interpreting study results: confidence intervals". CMAJ. January, Vol. 152(2). Pages: 169- 173. En línea: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC1337571/>



Por tal motivo procedimos a trasladarle esta pregunta, para lo de su competencia (radicado UPME 20241000026571).

Sobre los retrasos en la ejecución de proyectos de generación y de transmisión y su costo de oportunidad en la reducción de la tarifa al usuario:

“1. Sírvase informar el estado de avance de los proyectos de generación de energía eléctrica que ya cuentan con punto de conexión a la red concedido por la IPME (sic), y cuales presentan retrasos en sus cronograma y Curvas S”.

De acuerdo con la Resolución CREG 075 de 2021, corresponde a la UPME la asignación de capacidad de transporte para los proyectos clase 1, dentro de los cuales se incluyen los proyectos de generación. Para tal fin, la UPME implementó un modelo de priorización basado en la optimización de beneficios denominado “Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión –MACC” (Resolución UPME 528 de 2021 y Circular UPME 051 de 2022), el cual es empleado para encontrar la asignación óptima de este tipo de proyectos que realicen la solicitud de conexión al SIN.

Los interesados en esta asignación de capacidad de transporte proporcionan información de las características de los proyectos asociada con estas disposiciones normativas y posteriormente reportan el avance del proyecto mediante el cumplimiento de los siguientes hitos en la curva S, que no necesariamente deben suceder en el orden aquí descrito:

- a) Obtención del derecho al uso de los terrenos para el proyecto y, si es requisito para el proyecto, haber cumplido con las consultas previas.
- b) Permisos y licencia ambiental del proyecto (aprobación DAA y EIA).
- c) Orden de compra de los equipos del proyecto.
- d) Permisos y licencias para activos de conexión.
- e) Identificación de avance del 50% del proyecto.

Para que en la curva S se identifique un avance del 50% de un proyecto, debe tenerse como cumplidos, entre otros, el hito del literal c) y tener construido, por lo menos, el 50% de la obra civil.

En ese sentido, en el “Anexo 1. Estado de avance de proyectos con capacidad asignada”, se encuentra consignada la información de cumplimiento de hitos, entregada por los promotores de los proyectos en los informes de seguimiento de la Curva S, presentados a la UPME en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 30 de la Resolución CREG 075 de 2021.



“2. Sírvase informar el estado de avance de los proyectos de transmisión de energía eléctrica asignados mediante convocatorias UPME, y cuáles presentan retrasos en sus cronogramas y Curvas S”.

Respecto a la infraestructura de transmisión asociada a la prestación del servicio de energía eléctrica en el país, el parágrafo del artículo 17 de la Ley 143 de 1994 establece que compete a la UPME elaborar los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional - SIN, y sus criterios y forma para elaborarlo se encuentran descritos en la Resolución MME 181313 de 2002, siendo el MME quien adopta, mediante acto administrativo, las obras de expansión de acuerdo con el numeral 8 del artículo 5 del Decreto 381 de 2012.

En lo que se refiere al Sistema de Transmisión Nacional - STN (redes de transporte a 220 y 500 mil voltios), a través del Plan de Expansión de Generación y Transmisión se identifican las necesidades de expansión y se definen los proyectos en cuanto a características técnicas como capacidades y ubicación general, sin precisar trazados ni localización exacta de infraestructura, lo cual es determinado por el adjudicatario de la obra en la fase de ejecución en función de variables ambientales, sociales y físicas, entre otras, y los permisos de las diferentes autoridades. Estos proyectos son desarrollados por inversionistas seleccionados a través de convocatorias públicas, quienes se encargan de la financiación, los diseños, el licenciamiento ambiental, los trazados, la construcción, operación y mantenimiento, y su remuneración inicia con la puesta en operación de la obra y proviene de la tarifa del servicio pagada por los usuarios.

En ese sentido, a continuación, se presentan los proyectos en ejecución que fueron adoptados por el MME en el marco de la expedición de los planes de Expansión de Transmisión:

Tabla 6. Proyectos en ejecución STN

Convocatoria	Alcance	Ejecutor	Año adjudicación	Valor adjudicación (MUS\$)	Propósito	Beneficio	Fecha de Puesta en Operación (FPO)
UPME STN 03-2010	Subestaciones Chivor II y Norte y línea Chivor - Norte - Bacatá 230 kV	ENL AZA-GEB	2013	44.84	Reducir necesidad de generación local y mejorar la confiabilidad y seguridad en Cundinamarca, Meta y parte del Tolima.	Confiabilidad (continuidad). Seguridad en la operación del sistema. Aumento en los límites de importación de energía del área Oriental, aumentando la demanda atendible de la zona. Impacto: Regional.	FPO prevista: Dic/25
UPME STN 01-2013	Línea Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 500 kV	ENL AZA-GEB	2014	171.40	Reducir necesidad de generación local y mejorar la confiabilidad y seguridad en Cundinamarca, Meta y parte del Tolima.	Confiabilidad (continuidad). Seguridad en la operación del sistema. Aumento en los límites de importación de energía del área Oriental, aumentando la demanda atendible de la zona. Impacto: Nacional.	FPO prevista: Mar/26

F-DO-03 – V2

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.



Convocatoria	Alcance	Ejecutor	Año adjudicación	Valor adjudicación (MUS\$)	Propósito	Beneficio	Fecha de Puesta en Operación (FPO)
UPM E STN 04-2014	Líneas Heliconia – Virginia, Virginia – Alférez y Alférez – San Marcos 500 kV	ENL AZA-GEB	2015	198.20	Reducir necesidad de generación local y mejorar la confiabilidad y seguridad en el suroccidente del país.	Seguridad en la operación del sistema. Confiabilidad (continuidad en el suministro de energía eléctrica). Impacto: Nacional y regional.	FPO prevista: Sep/26
UPM E STN 07-2016	Línea Virginia - Nueva Esperanza 500 kV	Transmisora Colombia de Energía - TCE	2017	182.76	Reducir necesidad de generación local y mejorar la confiabilidad y seguridad en Cundinamarca, Meta y parte del Tolima.	Complementa la expansión y desarrollo del área oriental conformada por Cundinamarca, Meta y algunos municipios del Tolima, con el fin de abastecer la demanda de tal manera que se garantice el suministro y las condiciones de confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio. Aumento en los límites de importación de energía del área Oriental, aumentando la demanda atendible de la zona.	FPO prevista: Ene/25
UPM E STN 09-2016	Líneas de Transmisión Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	ISA INTCOLOMBIA	2017	147.85	Reducir necesidad de generación local y mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM.	Confiabilidad (continuidad en el suministro de energía eléctrica). Seguridad en la operación del sistema. Reducción de sobrecostos debido a restricciones de red. Conexión de FNCER Impacto: Nacional y regional.	FPO prevista: Ago/24
UPM E STN 06-2017	Subestación Colectora, dos líneas Colectora – Cuestecitas y Cuestecitas – La Loma 500 kV	ENL AZA-GEB	2018	174.33	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM.	Conexión FNCER. Confiabilidad (continuidad). Seguridad en la operación del sistema. Reducción de sobrecostos debido a restricciones de red. Impacto: Nacional y regional.	Cuestecitas - La Loma: FPO prevista: mayo/25. Colectora-Cuestecitas: FPO prevista: abril/26.
UPM E STN 05-2018	Nueva subestación Toluviejo, línea Chinú – Toluviejo – Bolívar 220 kV	CELSIA	2018	70.59	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en Córdoba-Sucre y Bolívar.	Confiabilidad (continuidad en el suministro de energía eléctrica). Seguridad en la operación del sistema. Conexión FNCER. Impacto: Nacional y regional.	Chinú-Toluviejo (Tramo 1): FPO prevista: Nov/24. Toluviejo-Bolívar (Tramo 2): FPO prevista: Nov/24.
UPM E STN 04-2019	Línea La Loma – Sogamoso 500 kV	ISA INTCOLOMBIA	2020	76.25	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM	Confiabilidad (continuidad en el suministro de energía eléctrica). Seguridad en la operación del sistema. Conexión FNCER. Impacto: Nacional y regional.	FPO Prevista: Ago/25

F-DO-03 – V2

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.



Convocatoria	Alcance	Ejecutor	Año adjudicación	Valor adjudicación (MUS\$)	Propósito	Beneficio	Fecha de Puesta en Operación (FPO)
UPME STN 10-2019	Línea Río Córdoba – Bonda 220 kV	ENL AZA-GEB	2021	9.70	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM	Confiabilidad (continuidad en el suministro de energía eléctrica). Seguridad en la operación del sistema. Conexión FNCER. Impacto: Nacional y regional.	FPO Prevista: May/24
UPME STN 02-2021	Subestación Pacífico y línea San Marcos – Pacífico 230 kV	CELSIA	2021	55.23	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en Buenaventura	Confiabilidad (continuidad en el suministro de energía eléctrica). Seguridad en la operación del sistema. Conexión FNCER. Impacto: nacional y regional.	FPO Prevista: Ene/26
UPME STN 03-2021	Subestación Carrielles 230 kV y tramo de línea	ISAINTE RCO LOMBIA	2021	12.47	Reducir necesidad de generación local, mejorar la confiabilidad y seguridad, como también habilitar conexión de generación y carga en GCM.	Confiabilidad (continuidad en el suministro de energía eléctrica). Seguridad en la operación del sistema. Conexión FNCER. Impacto: Nacional y regional.	FPO Prevista: Ene/26

Fuente: Elaboración UPME

Tabla 7. Proyectos en ejecución STR

Convocatoria	Alcance	Ejecutor	Adjudicó	Adjudicó (Millones COP)	Propósito	Beneficio	Fecha de Puesta en Operación (FPO)
UPME STR 01-2021	Almacenamiento de Energía con Baterías	SAE BLARENOSA	2021	72.066	Reducir necesidad de generación local y evitar restricciones.	Confiabilidad (continuidad en el suministro de energía eléctrica). Seguridad en la operación del sistema. Reducción de sobrecostos debido a restricciones de red Impacto: Departamental	FPO prevista: Sep/24
UPME STR 02-2019	Obras en las subestaciones Termoflores, Las Flores, Centro, Oasis, Magdalena, Unión, Tebsa y Estadio y líneas asociadas a 110 kV	ENERGÍA DE COLOMBIA STR S.A.S ESP - EDC	2020	698.844	Reducir necesidad de generación local y mejorar la confiabilidad y seguridad en Atlántico. (Recién entró en servicio, se reporta en ejecución ya que no se han cerrado los asuntos de entrega con el interventor)	Confiabilidad (continuidad en el suministro de energía eléctrica). Seguridad en la operación del sistema. Reducción de sobrecostos debido a restricciones de red Impacto: Nacional y departamental.	Puesto en operación en noviembre de 2023
UPME STR 03-	Subestación La Marina y	CEMAR	2019	168.290	Mejorar la confiabilidad y seguridad en	Confiabilidad (continuidad en el suministro de energía eléctrica).	FPO Prevista: 19 abril 2024

F-DO-03 – V2

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera "Copia No Controlada". La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.



Convocatoria	Alcance	Ejecutor	Adjudicó	Adjudicó (Millones COP)	Propósito	Beneficio	Fecha de Puesta en Operación (FPO)
2019	líneas a 110 kV	CARIBE			Cartagena	Seguridad en la operación del sistema. Reducción de sobrecostos debido a restricciones de red. Impacto: Nacional y departamental.	En operación la subestación y una de las líneas; la otra línea está a la espera de autorización del operador para realizar la intervención y finalizar el proyecto.
UPME STR 10-2018	Subestación Guatapurí y líneas a 110 kV	DEL GUATAPURÍ	2019	39.746	mejorar la confiabilidad y seguridad en Valledupar	Confiabilidad (continuidad en el suministro de energía eléctrica). Seguridad en la operación del sistema. Impacto: Departamental.	FPO prevista: May/24
UPME STR 13-2015	Subestación La Loma y líneas La Loma – El Paso y La Loma – La Jagua 110 kV	ENLAZA GEB	2015	122.026	Reducir necesidad de generación local y mejorar confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM (Recién entró en servicio, se reporta en ejecución ya que no se han cerrado los asuntos de entrega con el interventor)	Confiabilidad del servicio en el sistema eléctrico del departamento de Cesar.	Puesto en operación en diciembre de 2023

Fuente: Elaboración UPME

Tabla 8. Proyectos por "Ampliaciones" en ejecución

Tipo	Alcance	Ejecutor	Propósito
Ampliación	2° Circuito Copey – Cuestecitas 500 kV	ISA INTERCOLOMBIA	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM
Ampliación	2° Circuito Cuestecitas - La Loma 500 kV	ENLAZA GEB	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM
Ampliación	Facts – Atlántico	ISA TRANSELCA	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en Atlántico

Fuente: Elaboración UPME



Adicionalmente, la UPME trabaja tanto en la identificación de proyectos de expansión de las redes del STN y el STR, como en la incorporación de nuevas tecnologías para el fortalecimiento de la red, con el fin de lograr su adopción por parte del MME y posterior adjudicación mediante los procesos de convocatoria reglamentarios.

En relación con el avance de los proyectos en ejecución adjudicados mediante convocatorias públicas con corte al 30 de enero de 2024, a continuación se indica en detalle el estado de cada uno de ellos, no sin antes aclarar que las FPO son indicativas y no comprometen a la UPME, especialmente porque compete al MME la aprobación de los cambios de FPO de los proyectos de transmisión:

- **UPME 06 – 2017:**

Línea Colectora - Cuestecitas:

- El 12 de diciembre de 2023, se realizó la reunión de Oralidad para el Control y Seguimiento Ambiental al proyecto.
- La evaluación de la licencia ambiental fue suspendida por la ANLA hasta que se presente el acto administrativo expedido por CORPOGUAJIRA respecto de la sustracción de área del DRMI Cuenca baja Río Ranchería, debidamente ejecutoriado.

Línea Cuestecitas - La Loma:

- Se otorgó licencia ambiental. Se iniciaron las actividades de construcción, Excavaciones: 94 de 513 Torres; Fundaciones: 81 de 513; Montaje 1 de 513. La finalización de la construcción de acuerdo a lo indicado será septiembre/2025 (inicialmente estaba previsto para oct/24).
- En la subestación La Loma se prevé como fecha de finalización enero 2024, teniendo en cuenta las pruebas de los cilindros que fueron tomados a los bolsillos y el tiempo de montaje de los equipos.
- Subestación Cuestecitas: GEB informa que ISA INTERCOLOMBIA tiene programado la entrega de la plataforma para la ampliación en el 28 de febrero de 2024.

2do circuito Cuestecitas / La Loma 500 kV.

- Se otorgó licencia ambiental.
- Se firmó el acta de inicio de construcción el 29 de junio de 2023.



- **UPME 09 – 2016: Línea Copey – Cuestecitas 500 kV y 2do circuito Copey - Cuestecitas 500 kV**
 - En Construcción
 - Se realizó estabilización de talud S/E Fundación 220kV
 - Cuestecitas - Nueva Cuestecitas 220 kV: Iniciando construcción.
 - Se reiniciaron trabajos para conformación de plataforma Nueva Cuestecitas 500 kV y Copey 500 kV

- **UPME 04 - 2019: Línea La Loma - Sogamoso 500 kV**
 - SE Sogamoso 500 kV: Las obras civiles se encuentran en cierre de pendientes.
 - LT La loma - Sogamoso: Sin iniciar construcción. A la fecha (dic/28/2023) no se cuenta con pronunciamiento del MADS sobre el trámite de sustracción de reserva forestal de la Sierra Nevada de Santa Marta, que condiciona la continuidad de la evaluación del trámite de licencia ambiental.

- **UPME 07 - 2016: Línea Virginia – Nueva Esperanza 500 kV**
 - En espera del levantamiento de la suspensión de términos para la realización de la Audiencia Pública Ambiental.
 - En el tramo I que comprende 273 torres, se han intervenido el 100% de los sitios de torres y se ha realizado el montaje del 100% de sitios de torres.
 - Continúa la actividad de tendido de conductor y cable OPGW.
 - Se destaca la continuación en la actividad de tendido de la línea, para un avance consolidado del 84.33% de la longitud del tramo.
 - En el tramo II que comprende 182 torres y que incluye la llegada a la subestación Nueva Esperanza, se han intervenido el 91% de los sitios de torres y se ha realizado el montaje del 91% de los sitios de torres.
 - Se destaca la continuación en la actividad de tendido de la línea, para un avance consolidado del 89% de la longitud del tramo.
 - En la subestación Virginia TCE terminaron las obras civiles.
 - Se presenta un adelanto en la fecha de operación estimada, dado a los ajustes de cronograma que realizó el inversionista con ocasión del cambio FPO oficial, donde se reduce tiempos por optimización de actividades en la variante de llegada a la subestación Nueva Esperanza.

- **UPME 10 – 2019: Línea Río Córdoba - Bonda 220 kV**
 - LT Tramo II: No ha iniciado construcción. Mediante Auto N. 4008 del 5/jun/23 la ANLA ordenó el archivo del trámite de solicitud de licencia ambiental, debido a que



- no cumplió con los requerimientos de información adicional. El inversionista radicó nuevamente el EIA el 21 de diciembre de 2023.
- LT Tramo I: Finalizadas las actividades de construcción.
 - Subestación Río Córdoba: En diciembre de 2023 se realizaron actividades de conexiones.
 - Subestación Bonda: En diciembre de 2023 se realizaron actividades de construcción.
- **UPME 03-2010: Línea Chivor – Norte - Bacatá 230 kV**
 - 367 torres ya definidas (incluye los sitios de torres en la entrada y salida de S/E Norte): replanteo 292 (80%), en obra civil 231 (63%), montaje 224 (61%), aptas para carga 172 (47%)
 - Subestaciones:
 - Chivor II inició construcción (Jun/22).
 - Bacatá inició construcción (Dic/22).
 - Chivor inicio de construcción por definir.
 - Norte inicia construcción (Sep/24)
 - el 29 de noviembre de 2023 se suspendió el trámite de solicitud de modificación de licencia ambiental hasta tanto se allegue la respuesta del MADS sobre el trámite de solicitud de sustracción de reserva forestal.
 - **UPME 01-2013: Sogamoso –Norte – Nueva Esperanza 500 kV**
 - En construcción.
 - Tramo 1 - de un total de 151 sitios de torre: replanteo 151 (100%), obra civil intervenida 49 (32%), obra civil terminada 46 (30%), montaje de torre 45 (30%)
 - Tramo 3 - de un total de 103 sitios de torre: replanteo 102 (99%), obra civil intervenida 49 (48%), obra civil terminada 49 (48%), montaje de torre 46 (45%).
 - Tramo 4 - de un total de 95 sitios de torre: replanteo 83 (87%), obra civil intervenida 8 (8%), obra civil terminada 3 (3%)
 - Tramo 6 - de un total de 133 sitios de torre: replanteo 116 (87%), obra civil intervenida 49 (37%), obra civil terminada 45 (34%), montaje 4 (3%).
 - Tramo 7 - de un total de 139 sitios de torres: replanteo 138 (99%), obra civil intervenida 50 (36%), obra civil terminada 46 (33%), montaje 35 (25%).
 - GEB no ha dado orden de inicio de obra a los respectivos contratos de construcción para el tramo 2; sin embargo, se están adelantando las reuniones RIO para este tramo.
 - El tramo 5 que tiene como objeto la llegada y salida de la subestación Norte 500 kV, no cuenta aún con licencia ambiental.



- No ha iniciado construcción de subestaciones. El cronograma de construcción de las subestaciones sufrirá modificaciones en el momento en que se reactive el contrato de construcción.
 - El 17 de octubre de 2023 se radicó el EIA para la modificación de licencia ambiental; el 13 de diciembre de 2022 el Inversionista realizó la solicitud de Sustracción definitiva de áreas de la Reserva Forestal del Rio Magdalena creada mediante la Ley 2da de 1959, efectuándose la visita de evaluación por parte del MADS entre el 15 al 18 de agosto de 2023.
 - Para la modificación de licencia ambiental 1 (Llegada a SE Nueva Esperanza), se radicó solicitud de Sustracción de reserva del Distrito de Manejo Integrado de los Recursos Naturales -DMI Sector Salto de Tequendama – Cerro Manjui. ANLA suspendió los términos de la actuación administrativa, en tanto GEB allegue el acto administrativo ejecutoriado mediante el cual la CAR otorga la sustracción del DMI Sector Salto del Tequendama – Cerro Manjui.
 - En el mes de noviembre de 2023, el inversionista indicó que se requiere un nuevo trámite de modificación de licencia ambiental debido a las restricciones que se tiene desde la licencia ambiental y la negación de aprovechamiento forestal de determinadas coberturas en áreas de vanos. Esta modificación de licencia ambiental se estima radicar al mes de mayo de 2024, sin embargo, no se ha dado inicio a la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental.
- **UPME 04 – 2014: Refuerzo Suroccidente 500 kV**
 - Tramo 1 Medellín - La Virginia: desde el 2 de agosto de 2023 se dio inicio al contrato de construcción, iniciando obra el 14 de agosto de 2023.
 - Tramo 2 Virginia - Alférez: El 28 de noviembre de 2023, GEB radicó comunicación ante la ANLA mediante la cual DANCP negó la determinación de procedencia sobre cincuenta (50) consejos comunitarios (visitados entre feb/23 y sep/23) y señaló que lo resuelto en los actos administrativos anteriores, emitidos para el proyecto UPME 04 2014 La Virginia – Alférez se mantienen en firme. A la fecha se espera respuesta por parte de la ANLA, frente a la solicitud de levantamiento de la suspensión de la Audiencia Pública Ambiental y evaluación del Estudio de Impacto Ambiental.
 - A 31 de diciembre de 2023, GEB continúa a la espera del pronunciamiento de DANCP, sobre las visitas que ya efectuó al Cabildo Indígena Resguardo Yanacona (en el municipio de Guacarí) y a los 6 Consejos Comunitarios del municipio de Ginebra.
 - Tramo 3 Alférez - San Marcos: desde el 26 de septiembre de 2023 se dio inicio al contrato de construcción e inició de trabajo de campo el 20 de noviembre de 2023.

Subestaciones:

F-DO-03 – V2

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera **"Copia No Controlada"**. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.



- Subestación Virginia 500kV: se iniciaron las pruebas de control, protección y de puesta en servicio el 14 noviembre de 2023. Se tiene planeada la energización para el 13 de febrero de 2024.
 - Subestación Alférez 500kV: se tiene programado iniciar las pruebas de control, protección y de puesta en servicio el 15 de enero de 2024, y la energización para el 30 de abril de 2024.
 - Subestación Alférez 230kV: se tiene programado iniciar las pruebas de control, protección y de puesta en servicio el 15 de enero de 2024, y la energización para el 26 de abril de 2024.
 - Subestación San Marcos 500kV: se finalizaron las pruebas de control, pruebas de protecciones, pruebas funcionales y pruebas de puesta en servicio. Se está coordinando la energización con ISA.
 - Subestación Heliconia 500kV (Medellín): se encuentra en servicio desde el 11 de diciembre de 2022, no está declarada en operación comercial, se hará cuando se energice la línea y la bahía en el extremo en la Subestación La Virginia.
- **FACTS Atlántico: Avance General Del Proyecto**
 - A la fecha, la ejecución total de actividades va en el 58,71% respecto a lo programado.
- **UPME 05 – 2018: Subestación Tolviejo 220 kV**
 - A la fecha existen dos acciones en curso: un recurso de reposición a la resolución 40673 y una solicitud de prórroga de la FPO, ambas en estudio por parte del MME.
 - De acuerdo con los análisis realizados por el Interventor, se estiman las siguientes fechas para la energización de los dos tramos de líneas: Tramo 1 (Chinú – Tolviejo): 10 febrero de 2024 y Tramo 2 (Tolviejo – Bolívar): 13 noviembre 2024.
 - En lo que respecta a línea de transmisión, el avance avalado por el Interventor es 46,85%.
 - El avance avalado por el interventor para la subestación Tolviejo es del 93,64%.
 - La actividad de interfaces tiene un avance avalado por el interventor del 70,36%.
 - En relación con la macroactividad de Gestión Ambiental, el avance verificado por el Interventor es 76,5%.
- **UPME STR 03 – 2019: Subestación La Marina**
 - De acuerdo con lo reportado por CEMAR CARIBE y avalado por la Interventoría, Consorcio SMA – CU, se encuentran finalizados los trabajos de construcción, montaje de equipos, instalación y pruebas para puesta en servicio de la



subestación La Marina; finalizada la construcción, tendido de conductor, conexión y pruebas para puesta en servicio de la línea reconfigurada El Bosque - La Marina – Chambacú; finalizados los trabajos de construcción, tendido de conductor de la línea reconfigurada Termocartagena - La Marina – Bocagrande, pendiente trabajos de empalme de con la línea seccionada Termocartagena – Bocagrande.

- El 24 de octubre de 2023, el Centro Nacional de Despacho declaró la entrada en operación comercial a partir de las 18:00 horas del 20 de octubre de 2023, de la etapa 0 del proyecto UPME STR 03 de 2019. En consecuencia, la subestación La Marina y la línea reconfigurada El Bosque - La Marina – Chambacú, se encuentran energizadas y operando, quedando pendiente para la total finalización del proyecto la entrada en operación de la línea reconfigurada Termocartagena - La Marina – Bocagrande.
- El 1 noviembre de 2023 CEMAR CARIBE informó que lo único pendiente para energizar la línea reconfigurada Termocartagena - La Marina – Bocagrande es efectuar seis empalmes que permitirán la conexión de los nuevos tramos ya construidos con cable subterráneo XLPE desde la subestación la Marina con la línea Termocartagena – Bocagrande, propiedad de AFINIA. Esta información es avalada por el Interventor del Proyecto.
- Con corte a diciembre de 2023, el avance avalado por el Interventor es de 97,99%.
- Las interfaces del proyecto comprenden los puntos de conexión del proyecto con las líneas Bosque – Chambacú y Cartagena – Bocagrande; esta actividad presenta un avance avalado por la Interventoría del 99,6%.
- El licenciamiento ambiental presenta un avance del 100%.

- **UPME STR 10 – 2018: Subestación Guatapurí**

- CORPOCESAR otorga licencia ambiental mediante Resolución 0618 del 12 de diciembre de 2023.
- Se avanza en actividades de socialización

“3. Para los proyectos que presentan retrasos ¿cuáles son las causas reportadas de dichos retrasos? ¿Existen riesgos de pérdida de punto de conexión?”.

De acuerdo con el seguimiento que hace la UPME a los proyectos de transmisión de energía eléctrica, y en el marco de la estrategia 6 GW diseñada en conjunto con el MME y que tiene por objeto lograr el ingreso de 6 GW de nueva capacidad de generación a partir de fuentes no convencionales de energía renovable -FNCER en el periodo comprendido entre 2023 y 2026, la UPME ha identificado los siguientes cuellos de botella en el desarrollo de proyectos, tanto de generación como de transmisión, que dificultan cumplir con la FPO prevista:



- Deficiencias en la elaboración de los estudios requeridos para el licenciamiento de los proyectos.
- Limitaciones al tránsito y recolección de información para los estudios ambientales en el detalle exigido por las autoridades ambientales, originando deficiencias y retrasos en dichos estudios (DAA y EIA).
- Diferencias en términos de referencia para la elaboración de estudios (DAA y EIA) entre las diferentes corporaciones.
- Falta de divulgación previa y oportuna de los proyectos.
- Oposición de la ciudadanía, colectivos ambientales y comunidades por diversas razones, entre ellas, preocupación por la cercanía a la infraestructura eléctrica, desvalorización de propiedades, impactos ambientales, sociales y físicos, inadecuado relacionamiento con la comunidad, e instalación de infraestructura eléctrica a nivel del STN o proyectos de generación en zonas que no cuentan con energía eléctrica.
- Atrasos en algunos trámites ambientales por parte de algunas de las autoridades ambientales, incluidas las CARs.
- Superposición de proyectos y dificultades para llegar a acuerdos de coexistencia.

En relación con la posibilidad de perder el punto de conexión, la Resolución CREG 075 de 2021 establece en el artículo 33 las causales para la liberación de la capacidad de transporte en los siguientes términos:

ARTÍCULO 33. LIBERACIÓN DE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE. <Artículo modificado por el artículo 6 de la Resolución 101-20 de 2023. El nuevo texto es el siguiente:> La capacidad de transporte asignada a un proyecto clase 1 en el concepto de conexión se liberará cuando ocurra al menos uno de los siguientes casos:

- a) Cuando en los informes de seguimiento se concluya que el proyecto no puede ser ejecutado.*
- b) El interesado no cumplió oportunamente las obligaciones establecidas en el último inciso del párrafo 1 del artículo 24, en el artículo 28 o en el artículo 52.*
- c) El interesado no prorrogó la garantía de reserva de capacidad, o no actualizó el valor de la cobertura, en los términos establecidos en esta resolución.*
- d) Se llega a un tercer incumplimiento de acuerdo con lo previsto en el artículo 32.*
- e) Se cumple la FPO aprobada para el proyecto y su avance en ejecución no supera el 60%.*

Si se presenta al menos uno de los anteriores casos se liberará la capacidad de transporte asignada al proyecto, a no ser que se trate de proyectos de generación con obligaciones asignadas a través de los mecanismos dispuestos por el Gobierno Nacional, el Ministerio de Minas y Energía o la CREG, o que, de acuerdo con la ponderación de las actividades descritas en la curva S que ya estén ejecutadas y con base en los informes de seguimiento, se determine que el avance del proyecto supera el 60%; casos en los cuales se mantendrá la capacidad de transporte asignada. Esta excepción no aplica cuando: i) se trate del incumplimiento de lo previsto en el último inciso del párrafo 1 del artículo 24 o ii)



para el proyecto nunca se haya entregado curva S y/o copia de la garantía de reserva de capacidad vigente aprobada por el ASIC.

Si después de la ejecución parcial de la garantía, prevista en el artículo 25, el interesado manifiesta su intención de continuar con la ejecución del proyecto deberá, dentro del plazo establecido en el artículo 28, actualizar la vigencia de la garantía, multiplicar por dos (2) el valor restante de la cobertura y, además, deberá poner en operación el proyecto en la fecha prevista o en la modificada de acuerdo con lo establecido en esta resolución. Si se alcanza esta fecha sin que el proyecto haya entrado en operación, se ejecutará la garantía.

Al cumplirse la FPO definida en el concepto de conexión del proyecto o la modificada, en caso de que esta haya cambiado, el responsable de la asignación de capacidad de transporte procederá a liberar la capacidad asignada al proyecto, total o remanente, que no haya entrado en operación comercial. Esta regla aplica a todos los proyectos clase 1, incluyendo aquellos con obligaciones asignadas a través de los mecanismos dispuestos por el Gobierno Nacional, el Ministerio de Minas y Energía o la CREG, o aquellos con un avance en ejecución del proyecto superior al 60%.

“4. ¿Se prevé que los proyectos cumplan con sus fechas estimadas de entrada en operación? En caso contrario, ¿habrá riesgo de no poder atender la demanda de energía para dichas fechas?”.

Frente a este punto se reitera que la ejecución y puesta en servicio de los proyectos tanto de generación como de transmisión es una responsabilidad exclusiva de los inversionistas, quienes asumen las responsabilidades asociadas en cuanto a tecnología, licenciamiento ambiental, financiación, permisos, ejecución y operación. En consecuencia, no corresponde a la UPME garantizar la entrada en operación oportuna de las obras de transmisión ni de los proyectos de generación.

Para el caso concreto de los proyectos de generación, la responsabilidad de la UPME se limita a la asignación de la capacidad de transporte, recibiendo durante el desarrollo del proyecto informes de seguimiento por parte del promotor, y analizando las solicitudes de cambio de FPO de los proyectos, que de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17 de la Resolución CREG 075 de 2021 puede modificarse por fuerza mayor, orden público, atrasos en trámites, licencias y permisos, atrasos en la expansión de red (si aplica) o en su defecto, sin justificación alguna, hasta por un año y un máximo de dos veces, si el proyecto tiene más del 60% de avance. En el año 2023 y en lo que va del 2024, por ejemplo, la UPME ha recibido 510 solicitudes de cambio de FPO, de las cuales se han respondido 404 y están en trámite 106. Al respecto, se precisa que los cambios de FPO solicitados pretenden posponer la fecha de entrada en operación del proyecto, lo cual implica que los proyectos de generación a partir de fuentes no convencionales de energía, no entran en operación en la fecha prevista, circunstancia que retrasa el aumento de capacidad de generación renovable en operación.



Frente a los proyectos de transmisión, a la UPME le compete, según lo delegado por el MME mediante Resolución 181315 del 2 de diciembre de 2002, modificada por la Resolución 180925 del 15 de agosto de 2003, adelantar las gestiones administrativas necesarias para la selección, **mediante convocatorias públicas**, de los inversionistas que acometan los proyectos, así como el proceso de selección de la interventoría que haga el seguimiento a la ejecución de estos proyectos. Sin embargo, corresponde al MME la aprobación de los cambios de FPO de dichos proyectos.

Finalmente, respecto al riesgo de no atender la demanda de energía en el corto, mediano o largo plazo, se reitera lo expuesto líneas arriba en la respuesta a la pregunta No. 4 de la sección “*Sobre la demanda de energía*”, manifestando nuevamente que es la CREG quien realiza el análisis del balance de demanda de energía eléctrica frente a las Obligaciones de Energía Firme (OEF), de conformidad con lo establecido en el artículo 12 de la Resolución CREG 101 024 de 2022 y en el marco de la Resolución CREG 071 de 2006; por tal motivo procedimos a trasladarle esta pregunta, para lo de su competencia (radicado UPME 20241000026571).

Atentamente,



Carlos Adrián Correa Flórez
Director General
Dirección General

Copia a:

OMAR ANDRÉS CAMACHO - (menergia@minenergia.gov.co) - Ministerio de Minas y Energía. Calle 43 No. 57 - 31 CAN. - BOGOTA - D.C.

María Nohemí Arboleda - (info@xm.com.co) - Gerente General, XM S.A. E.S.P.

OMAR FREDY PRIAS - (oficiales.creg@creg.gov.co) - BOGOTA - D.C.

F-DO-03 – V2

2022/08/12

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera “**Copia No Controlada**”. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.



Radicado No.: **20241000026821**

Fecha: 01-03-2024

Elaboró: JUAN FELIPE ALVARADO RODRIGUEZ
Revisó: JULIANA CAMACHO MARTINEZ, JOSE LENIN MORILLO CARRILLO, Carlos Arturo Saldarriaga Cortés, Carlos Adrián Correa Flórez, IRMA SOFIA QUIJANO JUVINAO
Aprobó: Carlos Adrián Correa Flórez