



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 1 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

Señor

**RAÚL FERNANDO RODRÍGUEZ RINCÓN**

Secretario general

**Comisión Sexta Constitucional Permanente**

**CÁMARA DE REPRESENTANTES**

[comision.sexta@camara.gov.co](mailto:comision.sexta@camara.gov.co)

Bogotá D.C.

**Asunto:** Respuesta al cuestionario anexo a la proposición No. 49 de 2025 relacionada con "*la seguridad energética como política de estado*", recibida mediante el radicado UPME No. 20251110177862 del 14 de julio de 2025.

Respetado señor Rodríguez:

Reciba un cordial y atento saludo por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME.

Mediante la comunicación del asunto, la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME recibió el cuestionario anexo a la Proposición No. 49 de 2025, relacionado con "*la seguridad energética como política de estado*", frente al cual se da respuesta, en el marco de las competencias de esta entidad. Para efectos de organización, en algunos casos se agrupan las preguntas relacionadas.

En primer lugar, de conformidad con la Ley 143 de 1994 y el Decreto 2121 de 2023, la UPME tiene como objeto "*planear de forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos minero energéticos, producir y divulgar la información requerida para la formulación de políticas y toma de decisiones y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas*".

En cumplimiento de sus funciones, la UPME elabora diversos planes y estudios que son insumo para el sector minero energético, no obstante, esta entidad no tiene funciones relacionadas con estructuración y/o ejecución de proyectos en ninguno de los subsectores (energía, minería, o hidrocarburos).

Con esta precisión, a continuación, encontrará la información requerida:

**"1. De acuerdo con los informes de XM, para el año 2025 ya tenemos un déficit de energía firme del 1,4%. Para el año 2026, el déficit aumenta a 1,9%, para 2027 a 4,1%, y alcanzará el 4,6% en 2029. ¿Qué acciones concretas está tomando el Gobierno para disminuir el déficit de energía en firme?"**

Esta pregunta es competencia de la CREG, de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 026 de 2014, por medio de la cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG, en ejercicio de sus funciones como entidad reguladora, estableció el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía. Teniendo en cuenta que a la CREG también le fue dirigido este cuestionario, no se considera necesario realizar el traslado de esta pregunta.



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 2 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

**"2. Según el informe que presentó XM al Centro Nacional de Despacho en el mes de abril, se menciona que "El parque de generación existente tiene cada vez menor capacidad de atención de la demanda ante el atraso en la expansión de generación". Además, "se requerirán medidas más exigentes de los recursos disponibles del SIN para evitar riesgos en la atención de la demanda". Esos riesgos en la atención de la demanda de los que habla XM son de apagón. ¿Nos vamos a apagar?"**

**3. (...) ¿Puede explicar si el país tiene suficiente energía para solventarlo? (...)**

**4. ¿Qué indicadores técnicos está usando el Ministerio para evaluar el riesgo de desabastecimiento? ¿Puede compartir los escenarios prospectivos usados en los últimos seis meses?"**

De acuerdo con lo establecido en el artículo 16 de la Ley 143 de 1994, la UPME tiene entre sus funciones proyectar el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y con base en ello, formular el Plan de Expansión de Generación y Transmisión. Es así como el pasado mes de enero de 2025, esta entidad publicó la actualización de la "Proyección de la demanda de Energía eléctrica y Potencia máxima 2024-2038"<sup>1</sup>.

Esta actualización presenta un escenario medio con un crecimiento de la demanda entre un 1,53% y un 4,30% anual, y una demanda media 0,24% menor a la proyectada con corte a julio de 2024. Para el período eléctrico 2027-2028, la revisión con corte a diciembre de 2024 estima una demanda media anual de 92.508 GWh-año, es decir, 252,75 GWh-día, mientras que la revisión de julio de 2024 preveía un promedio de 254,69 GWh-día.

Los modelos para la proyección de demanda de energía eléctrica utilizan como variables explicativas: la demanda histórica de electricidad, el PIB real histórico, las proyecciones del PIB real estimadas por la UPME para el periodo 2024 - 2038, la población y la temperatura. Las fuentes de información utilizadas para la proyección de la demanda de energía eléctrica se presentan a continuación:

**Tabla 1.** Variables modelo UPME pronóstico de demanda de energía eléctrica 2024- 2038

<sup>1</sup> [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe\\_de\\_proyeccion\\_de\\_demanda\\_de\\_energia\\_electrica\\_y\\_potencia\\_maxima\\_Rev\\_dic2024.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_de_proyeccion_de_demanda_de_energia_electrica_y_potencia_maxima_Rev_dic2024.pdf)



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 3 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

Variables	Periodicidad	Unidad	Fuente
Demanda histórica de Energía Eléctrica SIN	Mensual: 1994M01 - 2024M09	GWh-mes	XM
PIB Real	Histórico Trimestral: 1994Q1 - 2024Q3	Miles de millones de pesos – Precios Constantes Año Base 2015	DANE
	Proyección Trimestral: 2024Q4 – 2038Q4		UPME-Fedesarrollo
Población	Histórico Anual: 1994 – 2019	Número de habitantes	DANE
	Proyección Anual: 2020 – 2038		DANE
Temperatura Media. Áreas geográficas del SIN	Histórico Mensual: 1994M01 - 2024M09	Grados centígrados (°C)	IDEAM
	Proyección Mensual: 2024M10 - 2038M12		IDEAM

**Fuente.** Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima 2024-2038 - Revisión diciembre de 2024 UPME

La proyección de demanda de energía eléctrica cuenta con cuatro componentes: (i) la estimación del consumo de Sistema Interconectado Nacional SIN, (ii) el reporte de consumo de grandes cargas que han anunciado a la UPME su intención de conectarse en el futuro cercano, (iii) la estimación del consumo de vehículos eléctricos, según las proyecciones del Plan Energético Nacional 2022-2052, y (iv) las reducciones de demanda resultantes de la aceleración en la entrada de generación distribuida.

En el documento “Proyección de la demanda de Energía eléctrica y Potencia máxima 2024-2038”, la UPME presenta una proyección de demanda de energía eléctrica por áreas, discriminadas como sigue: Caribe, Oriente, Suroccidente, Antioquia y Nordeste. Sobre este punto, es importante informar que el SIN se encuentra dividido en cinco (5) áreas operativas, que corresponden al conjunto de subestaciones, recursos de generación y demanda que define el operador del sistema - OR: (XM), para operar de forma segura el sistema, de acuerdo con lo definido en el numeral 1.3 del Código de Operación establecido mediante Resolución CREG 025 de 1995, y para las cuales se realizan los análisis eléctricos para identificar y entregar las señales operativas más relevantes a tener en cuenta para garantizar una operación del SIN confiable, segura y económica.

**Tabla 2.** Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario medio (GWh-año)



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 4 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

	SIN (GWh-año)				
	Caribe	Oriente	Suroccidente	Antioquia	Nordeste
2024	19.743	17.807	15.993	11.101	8.464
2025	20.381	18.139	16.107	11.184	8.557
2026	21.087	18.783	16.473	11.276	8.870
2027	21.988	19.192	16.662	11.402	9.187
2028	22.897	19.529	16.843	11.553	9.477
2029	23.869	19.793	17.015	11.707	9.746
2030	24.925	20.020	17.196	11.868	10.014
2031	25.864	20.341	17.465	12.090	10.301
2032	26.982	20.559	17.657	12.259	10.576
2033	28.158	20.745	17.840	12.423	10.846
2034	29.430	20.986	18.060	12.614	11.149
2035	30.698	21.225	18.272	12.799	11.455
2036	32.016	21.448	18.474	12.979	11.760
2037	33.421	21.726	18.707	13.182	12.097
2038	34.808	21.979	18.914	13.368	12.426

**Fuente.** Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima 2024-2038 - Revisión diciembre de 2024 UPME

Ahora bien, respecto a la atención de esta demanda de energía, la UPME formula el Plan de Expansión de Generación que es de carácter indicativo, y en donde se identifican los requerimientos de energía eléctrica del país ante diferentes escenarios, sin determinar los proyectos a ejecutar ya que la generación es una actividad de libre iniciativa que se rige por los artículos 52, 53 y 85<sup>2</sup> de la Ley 143 de 1994, por lo cual, las decisiones de inversión en proyectos de generación son de la empresa privada, quien asume las responsabilidades asociadas con aspectos como el tipo de tecnología a usar, financiación, permisos, ejecución, puesta en marcha y operación de los proyectos de generación.

Los análisis desarrollados para el Plan Indicativo de Expansión de Generación -PIEG, se fundamentan en las fuentes y potenciales disponibles y en las iniciativas de desarrollo de los proyectos de generación, bien porque estén inscritos en el Registro de Proyectos de Generación de la UPME o cuenten con conexión aprobada a la red de transporte.

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

F-DE-03 V.3

15/07/2024

**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.



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 5 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

El pasado mes de abril de 2024, la UPME publicó la actualización del Plan de Expansión de Generación 2023-2037, en el que se proponen cuatro escenarios de oferta de energía que se describen a continuación:

- **Escenario 1 de oferta (Libre + Ituango Fase II):** se considera que para diciembre de 2026 entre en operación la segunda fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW), así como la entrada en operación de los proyectos asociados a la Colectora I (1,050 MW) para enero de 2027, y Colectora II (3,000 MW) para 2032-2033.
- **Escenario 2 (Libre - Ituango Fase II):** en este escenario, no se considera la entrada en operación de la segunda fase del proyecto Hidroituango (1,200 MW), con el fin de determinar y analizar los requerimientos en capacidad y tipos de recursos necesarios que permitan cumplir con la confiabilidad del sistema. Las demás condiciones son las mismas que fueron definidas para el Escenario 1.
- **Escenario 3 (Libre - Ituango Fase II + Mod. FPO Colectoras):** En este escenario se incluye el aplazamiento de las fechas de puesta en operación en dos años para los proyectos que hacen parte de Colectora I y Colectora II, excluyendo de la matriz el proyecto de generación hidroeléctrica Ituango en su Fase II.
- **Escenario 4 (Transición Energética Justa):** En este escenario se toman las condiciones planteadas para el escenario No. 1, adicionando los siguientes aspectos:
  - i) Salida de plantas térmicas y reconversión de plantas a combustibles líquidos a partir de 2028
  - ii) Ingreso progresivo de FNCER al sistema (7,891 MW)
  - iii) Ingreso de la capacidad de generación eólica asociada al proyecto de transmisión Colectora II, configurada temporalmente como capacidad disponible a partir de 2032.

Con base en estos escenarios de oferta de energía eléctrica, la UPME analizó el balance de energía firme frente a la proyección de demanda media de energía eléctrica publicada por esta misma entidad en julio de 2023 (cuyos resultados en el escenario medio presentan una diferencia de entre 2.7% y 3.4% por encima a la revisión de julio de 2024 mencionada anteriormente), y que se muestra en el siguiente gráfico:

**Gráfico 1.** Proyección demanda de energía escenario medio revisión julio 2023



## Unidad de Planeación Minero Energética

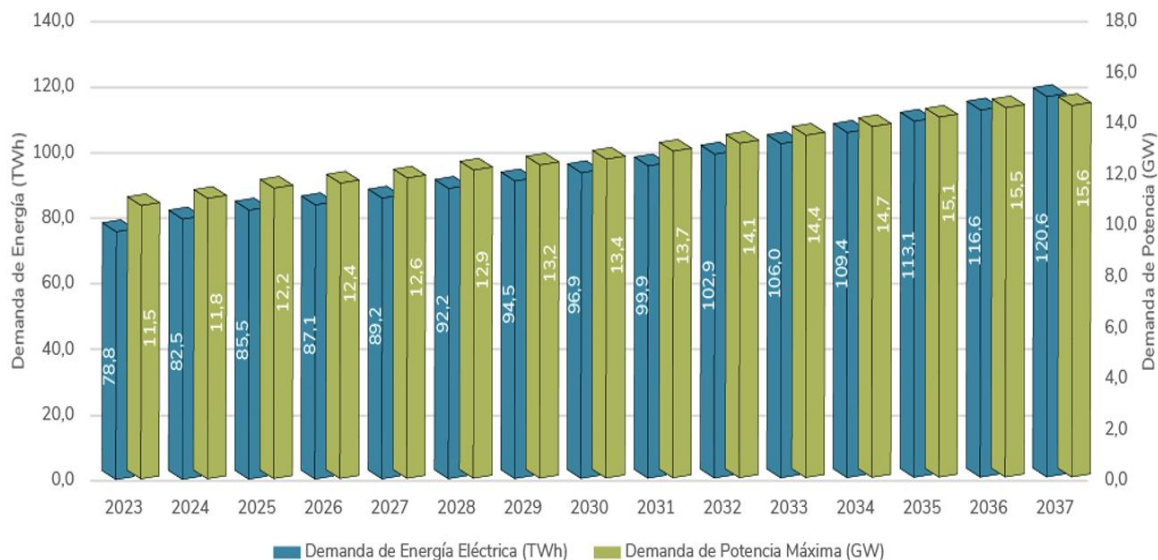
F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 6 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025



**Fuente.** UPME. Actualización del Plan de Expansión Generación 2023 – 2037

El balance de energía firme comparó la proyección de demanda del sistema versus la Energía en Firme del Cargo por Confiabilidad – ENFICC, esta última estimada según la siguiente ecuación:

$$ENFICC = CEN \times \mu_i \times 24h$$

Donde:

ENFICC: Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad [GWh día]

CEN: Capacidad Efectiva Neta de la Tecnología [GW]

$\mu$ : Factor de ENFICC

i: Tecnología considerada

h: HORA

Considerando los siguientes factores de ENFICC:

**Tabla 3.** Demanda de energía UPME (julio 2023)

TECNOLOGÍA	FACTOR $\mu$	TECNOLOGÍA	FACTOR $\mu$
Hidráulica Filo de Agua	0.15	Solar	0.13
Térmica a gas	0.90	PCH	0.12
Eólica	0.14	Biogás/ Biomasa	0.7
Eólica Offshore	0.35		

**Fuente.** UPME. Actualización del Plan de Expansión Generación 2023 – 2037



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 7 de 58

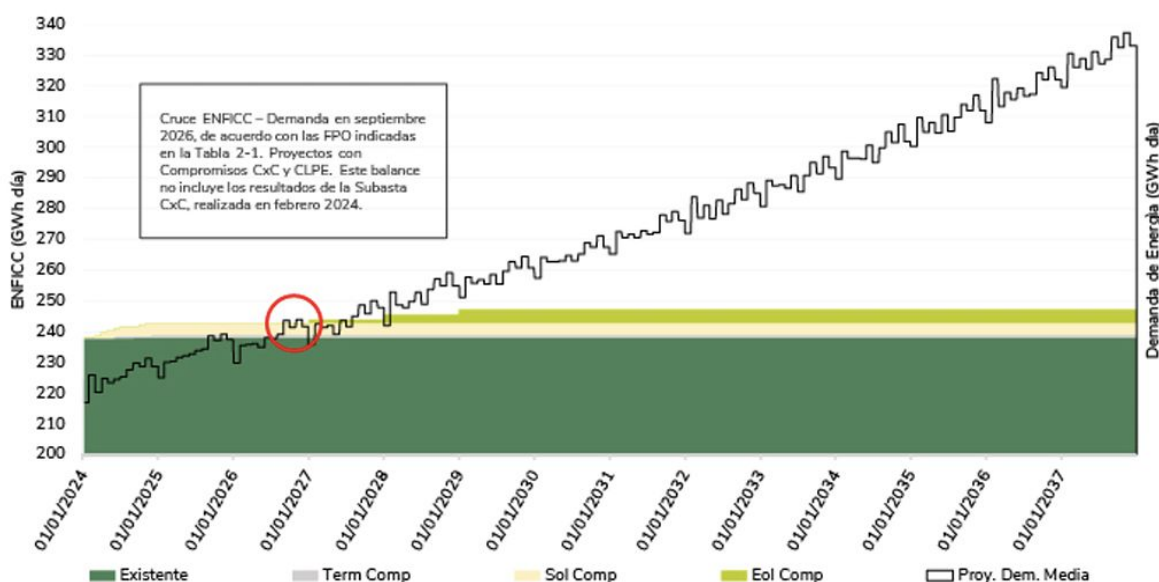


Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

Tomando en cuenta únicamente la ENFICC verificada para el período 2023-2024, la ENFICC estimada a los proyectos que entraron en operación hasta octubre 2023 y que no tienen compromisos con el sistema, y la ENFICC estimada a los proyectos con compromisos del CxC y CLPE, se observa que, en el mes de septiembre de 2026, la demanda de energía proyectada en el escenario medio, supera la ENFICC del sistema, como se muestra en el siguiente gráfico:

**Gráfico 2.** Balance energía firme vs demanda de demanda – Caso Base



**Fuente.** UPME. Actualización del Plan de Expansión Generación 2023 – 2037

Finalmente, es de mencionar que, se tiene prevista la publicación para comentarios de la versión preliminar de la nueva versión del Plan Indicativo de Expansión de Generación (PIEG), para el mes de agosto del presente año (2025).

Adicionalmente, es de reiterar que la generación de energía eléctrica es una actividad de libre iniciativa que se rige por los artículos 52, 53 y 85<sup>3</sup> de la Ley 143 de 1994, por lo tanto, la UPME en su Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG) únicamente determina unas alternativas de expansión de la generación, pero las decisiones de inversión en proyectos de generación son del privado (no necesariamente con referencia al PIEG), quien asume la responsabilidad por su ejecución, el tipo de tecnología a usar, ubicación geográfica, financiación, permisos, puesta en marcha y operación, por lo que la UPME no ejecuta proyectos de generación.

<sup>3</sup> Artículo 85. Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos.





## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 8 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

En consecuencia, a la UPME únicamente le corresponde asignar la capacidad de transporte al SIN, en el marco de lo establecido en el artículo 4 de la Resolución MME 40311 de 2020, y la Resolución CREG 075 de 2021 *"Por la cual se definen las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional"*.

A pesar de que la entrada en operación de los proyectos depende únicamente de sus promotores, ya que la generación y el desarrollo de los proyectos son una actividad de libre iniciativa, en el marco del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 se establece la necesidad del crecimiento y diversificación de la matriz energética del país a través del ingreso en operación de 2GW de proyectos de generación de energía eléctrica alimentados por fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) partiendo de una capacidad de 297,08 MW de este tipo de proyectos, precisamente considerando los escenarios de proyección de demanda planteados y en vía de mitigar riesgos. Posteriormente, en abril del año 2023 el presidente Gustavo Petro declaró como objetivo de gobierno el incremento de 6GW en FNCER, surgiendo así la Estrategia 6GW.

Por medio de la Estrategia 6GW, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, y de la cual hace parte la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), se propuso realizar un acompañamiento a los proyectos durante todas sus fases de desarrollo hasta la puesta en operación comercial a través de la articulación con otras entidades del gobierno, con el objetivo de lograr la priorización de gestión de los trámites relacionados con los proyectos de generación con FNCER, siempre respetando las competencias y autonomía de cada institución. Esta estrategia tiene un comité de alto nivel del Plan 6GW+, el cual sesiona quincenalmente y realiza seguimiento a los avances y compromisos de las acciones estratégicas.

Sin perjuicio de lo anterior, y teniendo en cuenta que conforme lo establece el Decreto 848 de 2005 que atiende lo previsto en el parágrafo 1 del artículo 167 de la Ley 142 de 1994, XM S.A. E.S.P. - XM, dentro de su objeto social desarrolla las funciones asignadas al Centro Nacional de Despacho (CND), relacionadas con la planeación y coordinación de la operación de recursos del Sistema Interconectado Nacional (SIN), la administración del sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista, entre otras., la pregunta No. 4 también es competencia de XM. Por tal motivo, se realizó el traslado de esta pregunta a XM para lo de su competencia, mediante radicado UPME No. 20251000108161 del 21 de julio de 2025.

### **"3. ¿En qué año se espera el siguiente fenómeno de El Niño? (...)"**

Teniendo en cuenta que el numeral 4 del artículo 2 del Decreto 1277 de 1994 establece que el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales -IDEAM, tiene como objeto "(...) Obtener, almacenar, analizar, estudiar, procesar y divulgar la información básica sobre hidrología, hidrogeología, meteorología, geografía básica sobre aspectos biofísicos, geomorfología, suelos y cobertura vegetal para el manejo y aprovechamiento de los recursos biofísicos de la Nación, en especial las que en estos aspectos, con anterioridad a la Ley 99 de 1993 venían desempeñando el Instituto Colombiano de Hidrología, Meteorología y Adecuación de Tierras, Himat; el Instituto de Investigaciones en Geociencias, Minería y Química, Ingeominas; y la Subdirección de Geografía del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, IGAC.", esta pregunta es competencia del IDEAM. Por tal motivo, se realizó el traslado mediante radicado UPME No. 20251000108151 del 21 de julio de 2025.





## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 9 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

### **"3. (...) ¿Está el Ministerio en capacidad de afirmar que se cuenta con garantías para el suministro firme de energía en caso de un fenómeno de El Niño severo?"**

Teniendo en cuenta lo establecido en el Decreto 848 de 2005 que atiende lo previsto en el parágrafo 1 del artículo 167 de la Ley 142 de 1994, XM dentro de su objeto social desarrolla las funciones asignadas al Centro Nacional de Despacho (CND), relacionadas con la planeación y coordinación de la operación de recursos del SIN, la administración del sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista, entre otras, esta pregunta es competencia de XM, por lo cual se realizó el traslado mediante radicado UPME No. 20251000108161 del 21 de julio de 2025.

### **"5. ¿Cómo evalúa el Gobierno la creciente dependencia eléctrica con la República del Ecuador, y qué impacto tiene esta sobre la soberanía energética nacional?"**

Como se mencionó en respuesta a las preguntas No. 2, 3 y 4, en cumplimiento del objetivo nacional de *"abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país y de asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector de electricidad"*, la UPME publicó en el mes de abril de 2024, la actualización del Plan Indicativo de Expansión de Generación 2023-2037 (PIEG 2023-2037), con base en la información disponible para el mes de noviembre de 2023.

El análisis de prospectiva de generación que se realiza para la actualización del PIEG 2023-2037, busca establecer las señales de expansión y los requerimientos de generación que a largo plazo permitan atender la demanda de energía y potencia del país con una matriz de generación diversificada teniendo en cuenta lo establecido en la hoja de ruta de la Transición Energética Justa.

Como bien se mencionó previamente, el documento de actualización del PIEG 2023-2037, analiza escenarios de expansión teniendo en consideración la información de entrada (proyección de demanda de energía, precios de combustibles, proyectos de generación con compromisos CxC y Subastas CLPE, y con concepto de conexión aprobado), información sobre el entorno económico, político y ambiental, cambios o señales regulatorias, avances tecnológicos, supuestos que implican cambios en la matriz de generación del país en un marco de descarbonización, entre otros. Por último, dentro de los criterios considerados en la construcción de los escenarios de expansión se encuentra el atraso en la FPO de proyectos. Con los resultados de cada escenario se busca dar señales en cuanto a la conformación de la matriz de generación y el desempeño del sistema ante diferentes situaciones que puedan modificar la conformación futura de la matriz de generación.

En la siguiente tabla se presenta la configuración de los escenarios analizados en el documento de actualización del PIEG 2023-2037:

**Tabla 4.** Escenarios evaluados y su configuración (Actualización PIEG 2023-2037)



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 10 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

Escenario	Proyección de Demanda	Proyectos con Compromisos CxC-CLPE	Portafolio de Proyectos	Entrada			TEJ
				Colectora 1 (1050 MW)	Colectora 2 (3000 MW)	2da Etapa Ituango (1200 MW)	
Simulación Operativa	Proyección de Demanda UPME, escenario medio	Si	No	ene-27	No	No	-
No 1. Escenario Libre (+) Ituango Fase II		Si	Si	ene-27	2032-2033	dic-26	-
No 2 Escenario Libre (-) Ituango Fase II		Si	Si	ene-27	2032-2033	No	-
No 3. Escenario Libre (-) Ituango Fase II (+) Mod. FPO Colectoras		Si	Si	ene-29	2034-2035	No	-
No. 4. Escenario de Transición Energética	Proyección de Demanda UPME, escenario medio	Si	Si	ene-27	2032-2033	dic-26	Salida de plantas térmicas a carbón: 290 MW (2028) 729 MW (2029) 164 MW (2033) 170 MW (2035) 273 MW(2036)  Retiro de plantas a líquidos: 988 MW (2028)  Entrada FNCER Biomasa: 978 MW (2024 a 2037) Biogás: 1322 MW (2024 a 2037) Eólico: 4500 MW (2028 a 2037) Solar: 727 MW (2028 a 2037) Baterías: 363.5 MW (2028 a 2037) <sup>19</sup>

Fuente: UPME

Bajo estas premisas, el Escenario No. 1: "Libre + Ituango Fase II" considera la entrada de la Fase II del proyecto Hidroeléctrico Ituango (1,200 MW), para diciembre de 2026. Además, la entrada en operación de los proyectos asociados a la Colectora I con 1,050 MW para enero de 2027, y Colectora II con 3,000 MW para 2032-2033, todos ubicados en el departamento de la Guajira.

En tanto, el Escenario No. 2: "Libre - Ituango Fase II" tiene en cuenta las mismas condiciones del Escenario Libre, en este caso, sin tener en consideración la Fase II del proyecto Hidroeléctrico Ituango (1,200 MW).



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 11 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

A su vez, se incluye un escenario que dé cuenta del impacto que tiene en el sistema el atraso de proyectos u obras de transmisión en el norte del país y al tiempo, la no entrada en operación de la segunda fase de Ituango. En ese orden, el Escenario No. 3: *"Libre-Ituango Fase II + Mod. FPO Colectoras"* posterga las fechas de puesta en operación de los proyectos que hacen parte de Colectora I y II en dos años y, obvia la instalación de los 1,200 MW de la Fase II de Ituango.

Finalmente, se considera un escenario de transición energética, Escenario No. 4: *"TEJ"*, el cual parte del Escenario No. 1, y agrega supuestos disruptivos en términos de la descarbonización del parque de generación eléctrica. Dentro de los supuestos se encuentra la salida gradual de plantas térmicas a carbón a partir del año 2028 y hasta el año 2036, la reconversión de plantas de combustibles líquidos a gas durante el año 2028, y además, de forma paulatina, el ingreso de FNCER como biomasa, biogás y generación eólica offshore durante el periodo de estudio. Finalmente, se incluirá generación solar fotovoltaica con almacenamiento, en reemplazo de una porción de la capacidad a carbón que se retira del sistema. Lo anterior, en concordancia con análisis que se vienen adelantando en la actualidad, y que tienen como propósito la transición de estas plantas, hacia generación eléctrica 100% descarbonizada.

Finalmente, es de resaltar que no se considera en ninguno de los escenarios analizados, una *"(...) creciente dependencia eléctrica con la República del Ecuador (...)"*.

***"6. ¿Puede explicar cómo pretende el Gobierno garantizar la seguridad energética del país, cuando proyectos de generación renovable no convencional no entran en las fechas propuestas o han sido cancelados por sus desarrolladores?"***

Como se mencionó en respuesta a las preguntas No. 2, 3 y 4, a pesar de que la entrada en operación de los proyectos depende únicamente de sus promotores, ya que la generación y el desarrollo de los proyectos son una actividad de libre iniciativa; el Ministerio de Minas y Energía - MME y la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME hacen parte del Plan 6GW+, el cual consiste en una estrategia sectorial que pretende lograr la incorporación de por lo menos 6 GW de capacidad instalada al sistema eléctrico colombiano, a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER); esto, durante el Gobierno del Cambio (agosto 2022 a agosto 2026).

El Comité de alto nivel del Plan 6GW+, el cual sesiona quincenalmente y realiza seguimiento a los avances y compromisos de las acciones estratégicas que permitirán el avance de los proyectos, está compuesto por las siguientes entidades:

- Ministerio de Minas y Energía - MME
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS
- Ministerio del Interior
- Ministerio de Defensa Nacional
- Unidad de Planeación Minero Energética - UPME
- Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG
- Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH
- Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas - IPSE
- Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía - FENOGÉ



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 12 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD
- Ecopetrol
- Interconexión Eléctrica S.A. - ISA

Los indicadores relevantes de ingreso de capacidad y las acciones, tanto estratégicas como complementarias que componen al Plan 6GW+ pueden ser consultadas a través del siguiente enlace:

<https://www.upme.gov.co/simec/plan-6gw/#:~:text=%C2%BFQu%C3%A9%20es%20la%20Estrategia%206GW,renovables%20al%20sistema%20el%C3%A9ctrico%20colombiano.>

***"7. ¿Existen planes reales y ciertos que puedan constatarse en relación con el desarrollo de nuevos proyectos de generación convencional, o la apuesta del Gobierno es sólo respecto de proyectos intermitentes? ¿Cómo evitar que algo como lo ocurrido en España no nos pase en el mediano plazo?"***

Inicialmente, es importante reiterar que la generación de energía eléctrica es una actividad de libre iniciativa que se rige por los artículos 52, 53 y 85<sup>4</sup> de la Ley 143 de 1994, por lo cual, es la empresa privada, quien asume la responsabilidad por aspectos como su ejecución, el tipo de tecnología a usar, la fuente de generación, ubicación geográfica, financiación, permisos ambientales y otros, puesta en marcha y operación, por tanto, la UPME no ejecuta proyectos de generación.

A su vez, el numeral 19 del artículo 4 ibidem, entre otras, atribuyó a la Unidad la función de emitir conceptos sobre las conexiones al Sistema Interconectado Nacional (en adelante "SIN"), en el marco de la expansión de generación y transmisión de energía, de conformidad con la delegación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía.

De acuerdo con lo señalado en el numeral 19 del artículo 16 del Decreto 2121 de 2023, corresponde a la Subdirección de Energía Eléctrica de la Unidad conceptuar sobre la viabilidad de conexiones de generadores al Sistema Interconectado Nacional (SIN), de conexiones de usuarios al Sistema de Transmisión Nacional (en adelante el "STN"), de obras de nivel de tensión IV para remuneración de activos y de interconexiones internacionales, de conformidad con la delegación efectuada por el Ministerio de Minas y Energía.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el archivo Excel adjunto titulado "*Anexo 1. Proyectos Asignados Fuentes Convencionales*" se presentan los proyectos de generación de energía eléctrica que hacen uso de fuentes convencionales, y que cuentan con asignación de capacidad de transporte por parte de la UPME en el marco de la Resolución CREG 075 de 2021. Es preciso aclarar que esta información no es verificada ni auditada por la UPME, por lo que su veracidad es entera responsabilidad de quienes desarrollan los proyectos.

En relación con la fecha de puesta en operación (FPO) de los proyectos de generación, es preciso tener en cuenta que el artículo 17 de la Resolución CREG 075 de 2021, modificado mediante el

<sup>4</sup> Artículo 85. Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos.



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 13 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

artículo 3 de la Resolución CREG 101 049 de 2024, permite a los promotores solicitar cambios de la FPO de los proyectos con asignación de capacidad de transporte y FPO vigente, mediante aumento de garantía o cuando se demuestren razones de fuerza mayor o atrasos en las obras de expansión del SIN que impidan la entrada en operación del proyecto, por lo tanto, las FPO pueden variar en el tiempo.

***"8. El estudio de flexibilidad presentado por XM indica que, un ingreso de 16 GW de energía renovable genera que 24 de los 25 indicadores de seguridad del sistema se estén en riesgo. ¿Cómo evalúa el Gobierno solventar esos riesgos de flexibilidad, capacidad de transporte y seguridad?"***

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

Así, en el Marco de la Misión Transmisión, surge el **Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica**, el cual se encuentra dividido en dos tomos:

- Tomo I: Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del Sistema de Transmisión Nacional.
- Tomo II: Plan de Expansión de Transmisión 2024-2038.

Allí, se analiza y propone la inclusión de obras como baterías, conductores de alta temperatura, uso de infraestructura existente, FACTS, obras disruptivas para incorporar nuevos recursos en el Caribe colombiano, reconfiguración de subestaciones, y también presenta análisis de habilitadores técnicos, regulatorios, socioambientales y territoriales. El portafolio incluye un total de 98 obras para actualizar y modernizar el sistema eléctrico colombiano, y se constituye en una hoja de ruta para dar un salto cualitativo en el Sistema de Transmisión Nacional.

El *Tomo II: Plan de Expansión de Transmisión 2024-2038*, presenta 6 obras que fueron aprobadas en el seno del CAPT (Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión), y que se suman a las 13 obras ya aprobadas en los paquetes 1 y 2 de la Misión Transmisión, con lo cual se consolida un total de 19 obras aprobadas por la UPME en el 2024 y que marca un hito como el año con mayor número de obras de transmisión aprobadas en un año calendario en toda la historia de la Unidad.

El plan maestro para la modernización y expansión del sistema de transmisión eléctrica pretende convertirse en una herramienta estratégica para enfrentar los desafíos actuales y futuros del sector eléctrico. En este sentido, este plan persigue tres objetivos diferenciados:

1. Establecer una hoja de ruta para la modernización y expansión de la infraestructura de transmisión, considerando no solo las necesidades actuales, sino también anticipando los cambios estructurales y tecnológicos requeridos para una expansión sostenible. Para ello, la



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 14 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

modernización del sistema es esencial para garantizar su capacidad de adaptación a los retos que plantea el crecimiento de la demanda energética y la integración masiva de fuentes renovables.

2. Guiar la evolución de la red hacia un modelo que garantice la sostenibilidad, la confiabilidad, la flexibilidad y la eficiencia operativa. Esto incluye adoptar soluciones tecnológicas avanzadas que optimicen el desempeño del sistema, y que en el marco de una transición energética, esta transformación sea estratégica en asegurar la competitividad del sector y el bienestar de los usuarios finales.
3. Abordar tanto problemáticas estructurales como emergentes, con el objetivo de posicionar la red de transmisión como un facilitador del crecimiento económico y un catalizador para la transición energética, con el fin de garantizar que los beneficios de la modernización impacten positivamente a todos los actores del sistema.

En este sentido, el plan maestro para la modernización y expansión del sistema de transmisión eléctrica, propone la inclusión de nuevas tecnologías, para subsanar las problemáticas de la red, así como, preparar al sistema para el proceso de transición energética que se adelanta. Lo anterior puede ayudar a mitigar los desafíos con enfoque territorial y ambiental identificados en los planes de expansión. Puesto que se requiere de la implementación de dispositivos que flexibilicen el sistema para asegurar una operación eficiente, confiable y resiliente del sistema eléctrico. Es así como en el documento *Tomo I: Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del Sistema de Transmisión Nacional*, se presenta la incorporación de nuevas tecnologías como:

- Los **compensadores síncronos**, desempeñan un papel esencial para facilitar la integración masiva de FNCER, asegurando una transición energética eficiente y sostenible que fortalezca la resiliencia y adaptabilidad del país ante los desafíos energéticos futuros y permita avanzar hacia la descarbonización. Estos dispositivos permiten controlar la potencia reactiva y estabilizar los niveles de tensión en redes con baja fortaleza de red (como es el caso de la costa Caribe colombiana) o con alta penetración de FNCER, cuya intermitencia y variabilidad generan fluctuaciones que pueden poner en riesgo la operación del sistema. Además, los compensadores síncronos aportan inercia, ayudando a mantener la frecuencia en momentos de variaciones bruscas de carga o generación, y proporcionan corriente de cortocircuito en situaciones de falla, mejorando así la fortaleza de la red.
- Las **baterías**, que tienen diversas funcionalidades, como el almacenamiento intradiario, los servicios complementarios y servir como apoyo a la red en caso de falla o insuficiencia en la capacidad de transporte.
- Los **conductores de alta temperatura**, que son capaces de operar a temperaturas superiores a las convencionales, lo que permite un mayor transporte de energía. Estos son útiles en escenarios de repotenciación de líneas existentes, aumentando su capacidad sin modificar la infraestructura civil existente de forma significativa. En situaciones de agotamiento de la capacidad de transmisión, los conductores de alta temperatura emergen como una solución viable. Sin embargo, actualmente se presentan algunas incertidumbres sobre la remuneración y las posibles limitaciones regulatorias para su efectiva implementación. Esto teniendo en cuenta los periodos de remuneración de infraestructura, la vida útil de las unidades constructivas, el costo a remunerar y el mecanismo.
- Los dispositivos innovadores conocidos como **Compensadores Serie Modulares - SSSC**. Teniendo en cuenta que esta es una tecnología nueva para el sistema, resulta importante materializar las lecciones aprendidas con la incorporación de nueva tecnología y contar con





## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 15 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

una referencia para futuros desarrollos en los cuales se considere la instalación de este tipo de equipos u otros que se desarrollen como parte de la creciente ola de innovación que acompaña la transición energética.

- **Instalación de proyectos menores de generación renovable distribuidos** por todo el sistema, a diferencia de los proyectos convencionales de alta capacidad y centralizados. Las reglas operativas del sistema permiten a las plantas de poca capacidad, conectar y entregar energía al sistema sin un control centralizado; con la generación solar se espera una alta instalación de plantas menores que, sin un control de su operación, irá agregando variabilidad en la generación al sistema que no se puede controlar, hasta el punto de representar un riesgo operativo. Disminuir el umbral de participación en el despacho central a 5 MW es una herramienta para mantener la operación confiable y estable del sistema, así mismo, fortalecer los mecanismos de coordinación y control operativo de este tipo de recursos, mediante figuras como la agregación mediante el Operador de Sistema de Distribución – DSO. Asimismo, es importante asegurar que para este tipo de plantas existan requisitos técnicos y requerimientos de pruebas para validar los parámetros y los modelos que se utilizan como base para la planeación del sistema eléctrico colombiano.
- Teniendo en cuenta los fenómenos eléctricos y magnéticos asociados a la operación de la generación basada en inversores, y la imposibilidad de que algunos fenómenos importantes relacionados con la operación de este tipo de tecnologías puedan ser evidenciados y reproducidos por **simulación RMS**, tal como lo muestra a continuación:

**Tabla 5.** Fenómenos estudiados con simulación RMS y EMT (Plan Maestro de Modernización, Tomo I)

Fenómeno	RMS	EMT
Inestabilidad dinámica de frecuencia	SI	SI
Interacciones sub síncronas	NO	SI
Inestabilidad del control de inversores	NO	SI
Sobretensiones transitorias	NO	SI
Fallas en la sincronización del PLL	NO	SI
Inyección de armónicos y problemas de calidad de la potencia	NO	SI
Inestabilidad por rampas de aumento o disminución de potencia activa y reactiva	NO	SI
Flujo inverso en convertidores	NO	SI

**Fuente.** Elaboración XM

Así mismo, en el Tomo I: Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del Sistema de Transmisión Nacional, se recomendó para todas las tecnologías (plantas solares, eólicas, generadores síncronos, dispositivos SVC's, STATCOM, Compensadores serie, Baterías, líneas HVDC, etc), incluir el requerimiento de entrega de modelos RMS y EMT validados por los fabricantes





## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 16 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

durante las pruebas de fábrica (FAT), que evidencien el cumplimiento de los criterios mínimos definidos, aportando para esto registros simulados y reales del comportamiento esperado, y que, además, los modelos anteriores sean exigidos como requisito para su conexión al SIN.

### ***"9. ¿Tiene el Gobierno una política clara para la expansión de la infraestructura energética nacional, especialmente en transmisión, regasificación y transporte de hidrocarburos?"***

En materia de transmisión, de energía eléctrica, la UPME, en relación con el Sistema de Transmisión Nacional - STN (redes de transporte a 220, 230 y 500 mil voltios), a través del Plan de Expansión de Transmisión identifica las necesidades de expansión y define los proyectos para la correspondiente adopción del plan por parte del Ministerio de Minas y Energía. Actualmente, se encuentra vigente el Plan de Expansión de la Transmisión 2022-2036 elaborado por la UPME, y adoptado por el MME mediante Resolución 40477 del 24 de julio de 2023, que incluye además un anexo para la adopción de la obra "Subestación Sopó 230/115 kV y líneas asociadas" por medio de la Resolución MME 40252 de 2024.

En línea con lo anterior, es de resaltar que, desde la Misión Transmisión, ya se han realizado tres entregas correspondientes a los siguientes documentos:

- o **Primer paquete de obras urgentes:** Se definen proyectos en conjunto con el CNO y XM, para atender restricciones del sistema en las regiones del Caribe, Chocó y Norte de Santander, las cuales han sido declaradas en emergencia. La Resolución 727 de 2024, a través de la cual se priorizan tres de estos proyectos, fue expedida por la UPME el pasado 4 de septiembre de 2024 ([https://www1.upme.gov.co/Normatividad/727\\_2024.pdf](https://www1.upme.gov.co/Normatividad/727_2024.pdf)). Este primer paquete puede ser consultado mediante el siguiente enlace: [https://www1.upme.gov.co/siel/Plan\\_expansin\\_generacion\\_transmision/Documento\\_Obras\\_Urgentes.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Documento_Obras_Urgentes.pdf)
- o **Segundo paquete de obras urgentes:** Se definen proyectos para atender restricciones que no tienen obras estructurales definidas, asociadas principalmente a Demanda No Atendida (DNA). El segundo paquete puede ser consultado a través del siguiente enlace: [https://www1.upme.gov.co/siel/Plan\\_expansin\\_generacion\\_transmision/Segundo\\_paquete\\_obras\\_urgentes\\_VF\\_completo.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Segundo_paquete_obras_urgentes_VF_completo.pdf)
- o **Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica:** La tercera entrega de la **Misión Transmisión** está dividida en dos tomos así:
  - Tomo I: Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del Sistema de Transmisión Nacional ([https://www1.upme.gov.co/siel/Plan\\_expansin\\_generacion\\_transmision/Plan\\_maestro\\_modernizacion\\_Tomo\\_1.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf))
  - Tomo II: Plan de Expansión de Transmisión 2024-2038 ([https://www1.upme.gov.co/siel/Documentos\\_Anexos/Plan\\_maestro\\_modernizacion\\_Tomo\\_2.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Documentos_Anexos/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_2.pdf)).



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 17 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

En materia de gas, de conformidad con los lineamientos establecidos por los Decretos 2345 de 2015, 1073 de 2015 y 2121 de 2023, así como la Resolución 40052 de 2016 del Ministerio de Minas y Energía -MME, la UPME elabora el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural -ETPAGN, el cual busca identificar la infraestructura necesaria que permita garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural para la demanda nacional a través del balance de oferta/demanda, sin que ello restrinja la libertad que tienen los agentes transportadores de realizar ampliaciones o expansiones en el Sistema Nacional de Transporte, previo cumplimiento de la normatividad vigente.

En cumplimiento de lo anterior, mediante Circular 045 de 2024 la UPME publicó el 26 de junio de 2024 la actualización del ETPAGN para el periodo 2023 – 2038<sup>5</sup>. En este documento se analizaron y evaluaron diversos escenarios de oferta y demanda con la información institucional disponible a finales del año 2023, para favorecer la toma de decisiones con el menor nivel de incertidumbre posible y asegurar la entrada en servicio de los proyectos requeridos para contribuir al bienestar social de la población como servicio público domiciliario.

En la misma línea, mediante circular 008 de 2025, la UPME publicó el pasado 31 de enero de 2025 el documento complementario al ETPAGN 2023-2038<sup>6</sup>, considerando la nueva información reportada durante el año 2024 en las Declaraciones de Producción – DP publicadas por el Ministerio de Minas y Energía – MME, mediante la Resolución 00662 del 03 de julio de 2024, modificada inicialmente por la Resolución 01217 del 12 de octubre de 2024 y posteriormente por la Resolución 01626 del 27 de noviembre de 2024, así como el Informe de Recursos y Reservas – IRR 2023, presentado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en mayo de 2024.

Posteriormente, el MME adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural - PAGN mediante Resolución No. 40031 de 2025, modificada por la Resolución 40302 de 2025, como ruta clara para la expansión de infraestructura energética nacional, en donde se priorizan proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural en el país, soportado en los análisis técnicos, económicos, sociales y costo-beneficio presentados en el estudio técnico elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética.

***"10. ¿Medidas recientemente implementadas como la modificación de precios de escasez a la baja, sumadas a otras anunciadas como la intervención del mercado de contratos y bolsa de energía, cuentan con análisis econométricos que permitan determinar su impacto negativo o positivo respecto de mecanismos de expansión en curso como la subasta de cargo por confiabilidad que anunció el Gobierno? ¿Porcentualmente, como se mide y se estima dicho impacto?"***

***11. ¿Qué justificación técnica y jurídica tiene el intento del Gobierno de imponer cuotas obligatorias de contratación a los generadores? ¿Esa medida no riñe con disposiciones actuales de las Leyes 142 y 143 de 1994?"***

(...)

<sup>5</sup> <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/plan-abastecimiento-GN.aspx>

<sup>6</sup> [https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones\\_SIPG/Documento\\_complementario\\_estudio\\_tecnico\\_para\\_el\\_Plan\\_de\\_Abastecimiento\\_de\\_Gas\\_Natural\\_2023-2038\\_Enero\\_2025.pdf](https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Documento_complementario_estudio_tecnico_para_el_Plan_de_Abastecimiento_de_Gas_Natural_2023-2038_Enero_2025.pdf)



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 18 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

**19. ¿Qué respuesta técnica tiene el Ministerio frente al deterioro de los indicadores de confiabilidad del sistema, como la reducción de la energía firme disponible?**

(...)

**24. ¿Por qué, pese a las advertencias, no se ha estructurado una política clara de mercados secundarios de gas que permita mayor eficiencia y asignación de excedentes?"**

Estas preguntas son competencia de la CREG; de conformidad con lo señalado el numeral 1 del literal a) del artículo 4 del Decreto 1260 de 2013 que establece como función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG: *"Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado"*. Teniendo en cuenta que a la CREG también le fue dirigido este cuestionario, no se considera necesario realizar el traslado de esta pregunta.

**"12. ¿Cómo explica el Gobierno el retraso en la adjudicación de proyectos estratégicos del Plan de Expansión de Transmisión como Colectora (UPME 06-2019) y Cuestecitas-Cuestecitas 220 kV (UPME 03-2021), que son indispensables para evacuar la generación renovable de La Guajira, en un contexto de creciente riesgo de desabastecimiento?"**

Inicialmente es importante precisar que la UPME desempeña un papel fundamental en la planificación energética del país, mediante la definición de los planes de expansión de transmisión, sujetos a aprobación por parte del MME, y en el desarrollo de los mecanismos de convocatorias públicas para la selección de los inversionistas responsables por la ejecución de los proyectos. No obstante, teniendo en cuenta que el artículo 85<sup>7</sup> de la Ley 143 de 1994 establece que *"Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica, constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos"*, es de aclarar que esta entidad no tiene competencia directa en la toma de decisiones o acciones específicas relacionadas con aspectos como la ejecución de los proyectos adjudicados por el mecanismo de convocatorias públicas, los cuales son responsabilidad del Inversionista seleccionado.

Ahora bien, teniendo en cuenta lo anterior, para el caso de la convocatoria UPME 06 -2017, que corresponde al proyecto *"Subestación Colectora 500 kV y líneas asociadas"*, este fue adjudicado al Grupo de Energía de Bogotá - GEB como inversionista, el 16 de febrero de 2018. Actualmente

<sup>7</sup> Artículo 85. Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos.



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 19 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

cuenta con Fecha de Puesta en Operación (FPO) correspondiente al 22 de julio de 2025, siendo el 80% su porcentaje de avance real avalado por el interventor.

Por otra parte, para el caso de la convocatoria UPME STR 06 - 2019, que corresponde al proyecto "Subestación Nueva San Juan y obras asociadas 110 kV", este fue prepublicado en el año 2019, previo a la disolución de Electricaribe S.A. E.S.P., quien, para esa fecha, cumplía el rol de Operador de Red -OR de la zona. Actualmente, el OR CARIBESOL DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. - (AIR-E S.A.S. ESP)., es quien desarrolla el proyecto, luego de que en el año 2022 manifestó su interés en ejecutar la obra. La FPO vigente del proyecto corresponde al 31 de diciembre de 2025.

Así mismo, para el caso de la convocatoria UPME 06 -2019, que corresponde al proyecto "Líneas de Transmisión Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV", este fue adjudicado a ISA INTERCOLOMBIA como inversionista, el 12 de julio de 2017. Actualmente cuenta con Fecha de Puesta en Operación (FPO) correspondiente al 22 de agosto de 2025, siendo el 97,53% su porcentaje de avance real avalado por el interventor.

Finalmente, para el caso de la convocatoria UPME 03 -2021, que corresponde al proyecto "Subestación Carrieles 230 Kv Y Líneas De Transmisión", este fue adjudicado a INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. - ISA como inversionista, el 20 de junio de 2021. Actualmente cuenta con Fecha de Puesta en Operación (FPO) correspondiente al 17 de febrero de 2026, siendo el 55,23% su porcentaje de avance real avalado por el interventor.

***"13. ¿Qué acciones específicamente está adelantando el Ministerio de Minas y Energía ante el riesgo de emergencia en la zona caribe? En el informe de XM al Centro Nacional de Despacho se menciona que "Bajo la condición actual de indisponibilidad de recursos de generación y transmisión, y aumentos de demanda existe mayor riesgo de Demanda No Atendida en la subárea". ¿La zona caribe tiene riesgos de desabastecimiento?"***

Inicialmente, es de mencionar que 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 181315 de 2002 modificada por la Resolución 180925 de 2003, siendo el MME quien adopta las obras de expansión de acuerdo con el numeral 8 del artículo 5 del Decreto 381 de 2012, mediante acto administrativo.

Es de resaltar que en el Plan de Expansión de Transmisión 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 que realiza la UPME, según lo delegado por el MME mediante la Resolución 181315 del 2 de diciembre de 2002, modificada por la Resolución 180925 del 15 de agosto de 2003; quienes resultan adjudicados para desarrollar y ejecutar los proyectos de transmisión, realizan esta actividad por su cuenta y riesgo, y no actúan en nombre del Estado, ni tienen con la UPME, el MME, o cualquier otra entidad estatal, vínculo contractual alguno, y se



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 20 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

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.

Así mismo, en el marco de la **"Misión Transmisión"**, es de mencionar que esta estrategia tiene un doble propósito, actualizar y a la vez modernizar el Sistema de Transmisión Nacional (STN), partiendo de necesidades urgentes que no han podido atenderse de manera efectiva y de la obligación de planear en clave de transición energética y cambio climático.

Este plan se organiza en cuatro dimensiones, cada una de las cuales agrupa paquetes de proyectos diseñados para abordar problemas específicos del SIN, tanto en el corto como en el mediano y largo plazo, con el objetivo de mejorar la confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico:

- Obras Urgentes
- Obras anexas al plan de expansión vigente
- Plan de expansión
- Plan de modernización del SIN

**Dimensión No. 01 - Obras urgentes:** Esta dimensión tiene como objetivo atender restricciones críticas o situaciones especiales del SIN, las cuales pueden comprometer la calidad, seguridad, confiabilidad y economía en el suministro de energía eléctrica. Se dividió en dos partes:

- o **Primer paquete de obras urgentes:** Se definen proyectos en conjunto con el CNO y XM, para atender restricciones del sistema en las regiones del Caribe, Chocó y Norte de Santander, las cuales han sido declaradas en emergencia. En particular para la **Región Caribe** se consideraron las obras: Nueva Subestación Magangué 500/115 kV y líneas asociadas en la **subárea Córdoba - Sucre**; así como la instalación de Compensadores Síncronos STR en las subestaciones El Banco 110 kV, La Jagua 110 kV, Maicao 110 kV, Guatapurí 110 kV y Bureche 110 kV, en la **subárea Guajira - Cesar - Magdalena**.
- o **Segundo paquete de obras urgentes:** Se definen proyectos para atender restricciones que no tienen obras estructurales definidas, asociadas principalmente a Demanda No Atendida (DNA), siendo 3 de ellos correspondientes a la Región Caribe: Refuerzo Montería y obras asociadas STR que incluyen la segunda línea Nueva Montería - Río Sinú 110 kV, un Segundo circuito Urrá - Tierralta - Río Sinú a 110 kV y el segundo transformador Urrá 220/110 kV 90 MW, el tercer transformador Montería 220/110/13.2 kV 100 MW y , el segundo circuito Montería - Urabá - Urrá 220 kV en la subárea Córdoba - Sucre; y la Reconfiguración de la subestación Sabanalarga 220 kV, en la subárea Atlántico.

**Dimensión No. 02 -Obras anexas al plan de expansión vigente:** En esta dimensión se definen proyectos que permitan atender restricciones eléctricas críticas en el mediano y largo plazo, las cuales no cuentan con obras estructurales definidas y tienen un carácter de urgencia para su solución. Al efecto con las gestiones de la UPME, apoyado en el CAPT, el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40529 de diciembre 6 de 20242 adoptó un anexo complementario al Plan de Expansión de Transmisión 2022 - 2036, el cual incluyó, entre otras obras, para la **Región Caribe:** el Segundo circuito Cerromatoso - Sahagún - Chinú 500 kV, el Corte central



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 21 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

diámetro 1 subestación Chinú 220 kV, el Tercer transformador subestación Bolívar 500/220 kV, así como algunas obras del "Primer paquete de obras urgentes 2024<sup>8</sup> y del "Segundo paquete de obras urgentes" correspondientes con los proyectos de Compensadores Síncronos STR, el Refuerzo Montería y obras asociadas STR y la Re configuración de la subestación Sabanalarga 220 kV.

**Dimensión No. 03 – Plan de Expansión:** Esta dimensión tiene como objetivo la definición de obras estructurales que requiere el sistema para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad en el suministro de energía para un horizonte de 15 años. Estos proyectos se publicaron a finales de diciembre de 2024 en el documento "Plan de Expansión de Transmisión 2024 - 2038" correspondiente con el TOMO II del documento "Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica".

Con las 6 obras consideradas en este plan se llega a un total de 19 aprobadas por la UPME en 2024, incluyendo las de los paquetes 1 y 2 de obras urgentes. Particularmente para la Región Caribe se definieron las obras correspondientes al proyecto Bahías de transformación en Sahagún 500 kV. El documento puede consultarse en el siguiente enlace:  
[https://www1.upme.gov.co/siel/documentos\\_anexos/plan\\_maestro\\_modernizacion\\_tomo\\_2.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/documentos_anexos/plan_maestro_modernizacion_tomo_2.pdf)

**Dimensión No. 04 – Modernización del SIN:** En esta dimensión se presenta un plan en el cual se incluyen nuevas tecnologías que permitirá la modernización del SIN, así como las necesidades regulatorias para habilitar dichas tecnologías. En el documento indicativo "Portafolio Estratégico de Obras para la Modernización del Sistema de Transmisión Nacional" correspondiente con el TOMO I del documento "Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica" publicado a finales de diciembre de 2024. Este plan se convierte en la hoja de ruta que la UPME seguirá para dar un salto cualitativo en el Sistema de Transmisión Nacional, donde se encuentra un portafolio de 98 obras, discriminadas así: 7 Refuerzos mediante nuevas líneas en infraestructura de doble circuito, 3 Repotenciaciones de líneas con conductores de alta temperatura (HTLS), 5 Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEB), 4 Reconfiguraciones de subestaciones, 2 Dispositivos basados en FACTS, 34 Expansiones en subestaciones para resolver problemáticas de cortocircuito, 27 de Expansión estructural, 15 Compensadores síncronos y 1 Mega obra – Circunvalar de 500 kV Caribe – Centro para eólica offshore. El documento puede consultarse en el siguiente enlace:

[https://www1.upme.gov.co/siel/Plan\\_expansin\\_generacion\\_transmision/Plan\\_maestro\\_modernizacion\\_Tomo\\_1.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_Tomo_1.pdf)

La identificación de obras urgentes en zonas registradas en estado crítico tiene el potencial de impactar positivamente la calidad, confiabilidad y eficiencia del sistema nacional. Por lo anterior, en los Paquetes de Obras Urgentes, la UPME ha anunciado como áreas de impacto los departamentos de **La Guajira, Cesar, Magdalena, Córdoba, Sucre y Atlántico**. Estas obras constituyen la primera fase de la Misión Transmisión.

Así, la Misión Transmisión de la Unidad de Planeación Minero-Energética es presentada al país como una de las apuestas más ambiciosas del sistema eléctrico colombiano por su doble propósito: actualizar y a la vez modernizar las redes del Sistema de Transmisión Nacional, partiendo de

<sup>8</sup> Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/energia-electrica-2/planes-expansion/>





## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 22 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

necesidades urgentes que no han podido atenderse de manera efectiva y de la obligación de planear en clave de transición energética y cambio climático.

Con el Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica, en su Tomo I, presenta obras con diversas tecnologías y obras disruptivas para incorporar nuevos recursos en el Caribe colombiano, así como reconfiguración de subestaciones, y análisis de habilitadores técnicos, regulatorios, socioambientales y territoriales. El Plan de Expansión, Tomo II, presenta obras que fueron aprobadas en el seno del CAPT (Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión), y que sumadas a las obras ya aprobadas en los paquetes 1 y 2 de la Misión Transmisión, consolidan un total de 19 obras aprobadas por la UPME en el 2024 que marca un hito como el año con mayor número de obras de transmisión aprobadas en un año calendario en toda la historia de la Unidad.

Por otra parte, en la siguiente tabla se presentan los proyectos de transmisión de energía eléctrica que fueron adoptados por el MME en el marco de la expedición de los Planes de Expansión de Transmisión por parte de la UPME y se encuentran en ejecución en la Región Caribe. Es de resaltar que la FPO prevista relacionada en la siguiente tabla corresponde a una fecha estimada por la interventoría de cada proyecto, además que la UPME no cumple las funciones de interventoría, ni auditoría de los proyectos.

**Tabla 6.** *Proyectos en ejecución en el STN*

Convocatoria	Alcance	Ejecutor	Propósito / Potencial de la nueva infraestructura	Fecha de Puesta en Operación (FPO)	Estado del proyecto
UPME STN 09- 2016	Líneas de Transmisión Copey - Cuestecitas 500 kV y Copey - Fundación 220 kV	ISA INTERCOLOMBIA	Reducir necesidad de generación local y mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM.	FPO Prevista: Ago/2025 FPO Oficial (Modificada por resolución MME 40335 de 2024): Ago/2025	Avanza construcción. Se han presentado retrasos en la construcción de las subestaciones debido a la suspensión de actividades del subcontratista de obra. Para superar esta situación el inversionista ha vinculado al proyecto tres nuevos subcontratistas. Se mantiene situación de bloqueos en accesos de sitios de torres en el municipio de Distracción, por parte de la comunidad de Caicemapa que solicita la construcción de un box culvert y la





## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 23 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

Convocatoria	Alcance	Ejecutor	Propósito / Potencial de la nueva infraestructura	Fecha de Puesta en Operación (FPO)	Estado del proyecto
					canalización de un caño. Se mantienen 6 sitios de torre con restricciones de acceso por conflictos prediales, pendiente pronunciamiento de la Corte Constitucional (expediente T-959.919), frente a los requisitos necesarios para presentar la solicitud de amparo policivo. Frente a la impugnación del fallo del 08 de abril de 2024 de 1era instancia de tutela del (21/03/2024), que revocó el proceso de servidumbre en los predios donde se ubican las familias de la comunidad de El Espinal, (radicada por ISA el 12/04/24), la Corte Suprema de Justicia declaró la falta de legitimación en la causa y dejó sin fundamento el fallo en 1ra instancia, el 25 de mayo de 2024.
UPME STN 06- 2017	Subestación Colectora, dos líneas Colectora - Cuestecitas y Cuestecitas - La Loma 500 kV	ENLAZA-GEB	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM.	Colectora - Cuestecitas : FPO prevista: 07 sept/26. Cuestecitas - La Loma: FPO prevista: octubre/25 FPO oficial: Jul/2025	Colectora-Cuestecitas: Licencia ambiental en firme mediante Resolución 001871 del 27 de agosto de 2024. La pre construcción de la línea inició el 13 de septiembre de 2024. Cuestecitas - La Loma: Se iniciaron las actividades de construcción en septiembre de 2023; Avance de ejecución en

F-DE-03 V.3

15/07/2024

**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.



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 24 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

Convocatoria	Alcance	Ejecutor	Propósito / Potencial de la nueva infraestructura	Fecha de Puesta en Operación (FPO)	Estado del proyecto
					Construcción y Montaje 55,90%.
UPME STN 05-2018	Nueva subestación Toluviejo, línea Chinú – Toluviejo – Bolívar 220 kV	CELSIA	Confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en Córdoba Sucre y Bolívar.	FPO oficial: dic/24 FPO estimada: nov 2024	Tramo 1: Chinú-Toluviejo: XM declaró entrada comercial el 5 de junio de 2024. Tramo 2: Toluviejo-Bolívar En construcción, se prevé que entre en operación en noviembre de 2024.
UPME STN 04- 2019	Línea La Loma – Sogamoso 500 kV	ISA INTERCOLOMBIA	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM	FPO Prevista: May/2026 FPO Oficial: Mar/2025	En evaluación del EIA. Alerta: El 11 de junio mediante Resolución 690, MADS emite pronunciamiento sobre el trámite de sustracción de reserva forestal de la Sierra Nevada de Santa Marta. Con el pronunciamiento de MADS, ANLA emitió el Auto 5687 del 23 de julio de 2024, por el cual se levanta la suspensión del trámite de evaluación del estudio de impacto ambiental, después de 741 días suspendido. A la fecha el trámite se encuentra en evaluación.
UPME STN 10-2019	Línea Río Córdoba – Bonda 220 kV	ENLAZA-GEB	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación en GCM	FPO oficial: 01/nov/24 FPO Prevista: 07/dic/25	- Tramo 1: Río Córdoba 220 kV a km 4.5: ANLA expidió licencia ambiental mediante Resolución 01755 del 12 de agosto de 2022. Tramo Construido. - Tramo 2: km 4.5 a Bonda 220 kV: EIA



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 25 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

Convocatoria	Alcance	Ejecutor	Propósito / Potencial de la nueva infraestructura	Fecha de Puesta en Operación (FPO)	Estado del proyecto
					archivado por ANLA, se resuelve R.R. mediante Auto 6458 del 22 de agosto de 23 confirmando el archivo. Se radica ante ANLA el EIA ajustado el 21 de diciembre de 2023 para surtir nuevamente el trámite de licenciamiento ambiental. Se tiene Auto de Inicio No. 088 del 12 de enero de 2024; sin embargo, mediante Auto No. 003361 del 22/05/2024 se suspende los términos del trámite de evaluación, hasta que finalice el proceso de Consulta Previa con la comunidad NAARA KAJMANTA. En reunión oficial del 10 de agosto de 2024 con DANCP de Análisis e Identificación de Impactos y Formulación de Medidas de Manejo, se aprobó como fecha para la protocolización el 7 de septiembre de 2024.
UPME STN 06- 2021	Subestación Carreto 500 kV	Celsia Colombia S.A.	Solucionará problemas relacionados con Demanda No Atendida (DNA) y confiabilidad en el suministro de la energía eléctrica a la cargas locales y aledañas al área de Bolívar	FPO oficial: Jul/27 FPO Prevista: jul/27	El inversionista recibió la resolución de los IAE en el mes de agosto de 2024.



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 26 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

Convocatoria	Alcance	Ejecutor	Propósito / Potencial de la nueva infraestructura	Fecha de Puesta en Operación (FPO)	Estado del proyecto
UPME STN 04- 2023	Segundo Circuito Subestación Sahagún 500 kV	Celsia Colombia S.A.	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación	FPO oficial: 30/Jun/26	Se adjudicó en mayo 2024
UPME STN 05- 2023	Tercer Transformador Bolívar	GEB	Mejorar la confiabilidad y seguridad y habilitar conexión de generación	FPO oficial: 30/Jun/26	Se adjudicó en abril 2024
UPME STN 05- 2021	Subestación Pasacaballos 220 kV y líneas de transmisión asociada	ISA	Asegurar la atención de la demanda Industrial Permitir la conexión de generación eléctrica de la zona. Garantizar la confiabilidad (continuidad) y seguridad del servicio en Cartagena.	FPO oficial: 31/Enero/27	Se adjudicó en julio 2024 y está a la espera de resolución de Ingresos Anuales Esperados

**Fuente:** Elaboración UPME

**Gráfica 3:** Plan 5 Caribe, Proyectos en operación.



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 27 de 58

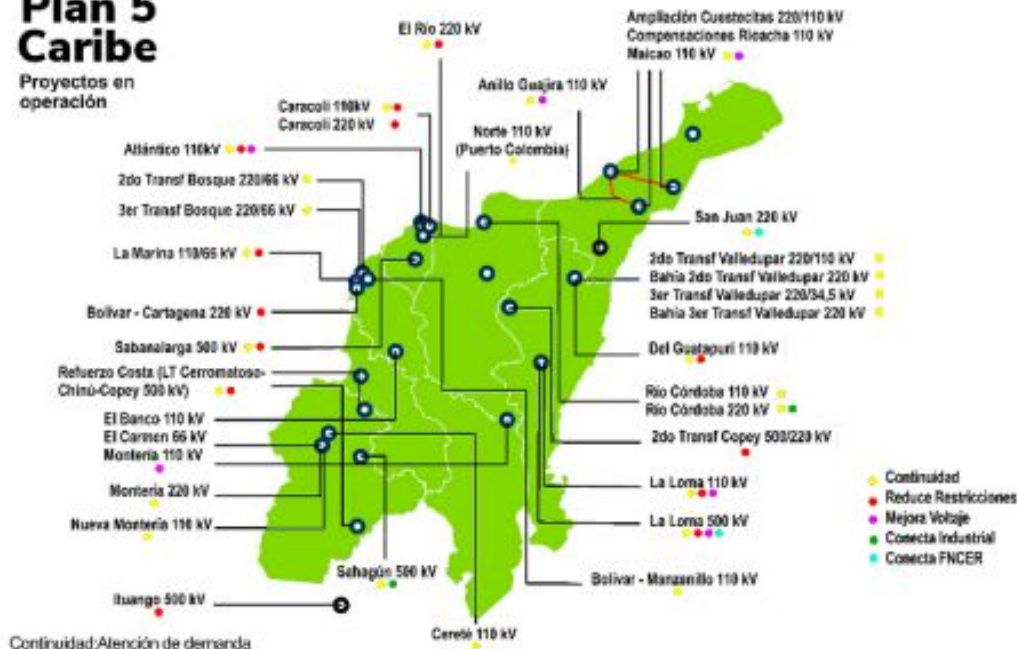


Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

### Plan 5 Caribe

Proyectos en  
operación

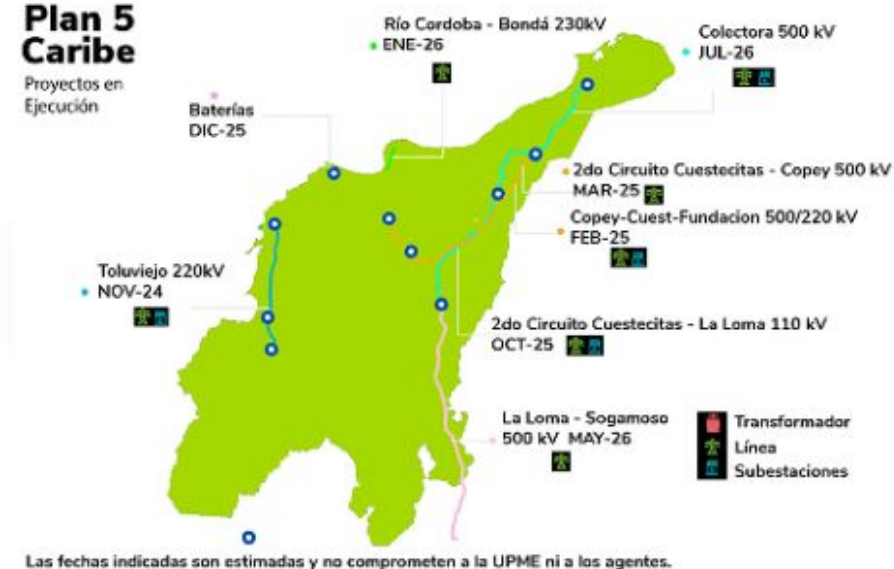


Fuente: UPME

Gráfica 4: Plan 5 Caribe, Proyectos en ejecución

### Plan 5 Caribe

Proyectos en  
Ejecución



F-DE-03 V.3

15/07/2024

**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.



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 28 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

**Fuente:** UPME

En el desarrollo de proyectos de transmisión se han presentado grandes dificultades en el trámite de permisos y licencias ambientales, entre otros aspectos, lo cual ha generado que algunos proyectos presenten retraso en su entrada en operación. Frente a esta situación, la UPME ha alertado a los inversionistas involucrados en estos proyectos, resaltando la importancia energética de su entrada en operación para el área Oriental, destacando las siguientes acciones:

- **Diálogo y colaboración:** Diálogos permanentes con los Operadores de Red - OR y de los transmisores que se encuentran involucrados en el área. En estos espacios se identifican y revisan las alertas del sistema, y se trabaja en conjunto para proponer soluciones, considerando el alcance regulatorio de cada parte. Así mismo, se han adelantado reuniones del grupo del área, espacios liderados por la UPME y el CNO, en las cuales se analizan alternativas de solución frente a los problemas identificados para el área.
- **Mesas de trabajo:** Es de resaltar que la UPME ha participado y promovido diferentes y permanentes espacios de trabajo con autoridades del sector energético y ambiental, además de las empresas involucradas en la ejecución de estos proyectos, con el fin de buscar soluciones efectivas para impulsar su entrada en operación. Un ejemplo de ello es la mesa interinstitucional liderada por el Viceministerio de Energía, en la cual además hacen parte la ANLA, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa (DANCP), la Alcaldía de Bogotá y la UPME. El objetivo principal de esta mesa es contribuir en el desarrollo de los proyectos, en el marco de las competencias de cada una de estas entidades. Lo anterior teniendo en cuenta que, los principales retrasos de los proyectos en mención obedecen a trámites de índole socioambiental.

Aunado a lo anterior, se resalta algunas medidas de mitigación propuestas desde la UPME para hacer frente a los impactos de los retrasos de proyectos:

- **Acercamientos con fabricantes:** Se realizaron reuniones con los principales fabricantes de tecnologías relevantes para discutir posibles soluciones, como compensadores síncronos, SAEB, STATCOM, SVC, entre otros. Sin embargo, debido a la alta demanda global de estas tecnologías, los tiempos de entrega son extensos, lo que dificulta su implementación en el corto plazo, cuyos tiempos son equiparables con la definición y ejecución de obras de expansión del SIN.
- **Aprobación expedita de proyectos adicionales:** La UPME ha acelerado la revisión de proyectos complementarios para solucionar problemas actuales.
- **Identificación de Nuevas Obras de Expansión:** Para mitigar los impactos de los retrasos, identificamos nuevas obras de expansión. Es necesario resaltar que el MME expidió la Resolución 40252 del 18 de julio del 2024, como se mencionó anteriormente, la cual adoptó como anexo al Plan de Expansión de Transmisión 2022 — 2036, estableciendo el mecanismo para su ejecución y la consideración de utilidad pública e interés social de los proyectos en ella relacionados.



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 29 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

- Adjudicación de Nuevas Obras: En los dos últimos años se ha efectuado las siguientes convocatorias para construcción de obras en la Región Caribe:

**Tabla 7.** Procesos de convocatoria aperturados en el 2023 y 2024 en los departamentos de la Región Caribe.

Área	Obra	FPO	Estado
Córdoba	2do Circuito Sahagún 500 kV	2026	En ejecución. Adjudicado el 17 de mayo de 2024 a Celsia Colombia S.A. E.S.P.
Bolívar	3er Transformador Bolívar	2026	En ejecución. Adjudicado el 17 de abril de 2024 a Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.
	SE Pasacaballos 220 kV	2027	En ejecución. Adjudicado el 10 de julio de 2024 a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
	SE Carreto 500 kV	2027	En ejecución. Adjudicado el 9 de febrero de 2024 a Celsia Colombia S.A. E.S.P.
Bolívar	SE Magangué 500/110 kV - STN	2028	A la espera de la resolución de Ingresos Anuales esperados por parte de CREG. Adjudicado el 10 de diciembre de 2024 a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.

**Fuente:** Elaboración UPME

Por otra parte, en materia de generación de energía eléctrica, se debe precisar que el Plan de Expansión de Generación que elabora la UPME es de carácter indicativo, por lo que identifica los requerimientos del país ante diferentes escenarios, pero no determina los proyectos a ejecutar, dado que la generación es una actividad de libre iniciativa, que se rige por los artículos 52, 53 y 85<sup>9</sup> de la Ley 143 de 1994. Los análisis desarrollados para el Plan Indicativo de Expansión de Generación se fundamentan en las fuentes y potenciales disponibles, y en las iniciativas de desarrollo de los proyectos de generación, bien porque estén inscritos en el Registro de Proyectos de Generación de la UPME o cuenten con conexión aprobada a la red de transporte.

Dado que la entrada en operación de los proyectos de generación depende únicamente de sus promotores, por la libre iniciativa en su estructuración y desarrollo, la UPME ha implementado la estrategia "Plan 6 GW" como un proyecto prioritario, para acompañar a los promotores y lograr la puesta en marcha de los proyectos de la transición energética y así, asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en el país.

Así, conforme al seguimiento que se realiza a los proyectos de generación renovable en el marco del Estallido asociado al Plan 6GW, para las vigencias 2023 y 2024 se registró un total de 91 proyectos con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) que entraron en operación comercial con capacidad total que asciende a 1.601,45 MW. La capacidad solar instalada en el último año y medio se ha triplicado con respecto a los años anteriores del inicio de la

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





## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 30 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

estrategia "Plan 6GW", lo que contribuye a la diversificación de la matriz energética del país, y a pesar de que parte de estos proyectos no tengan Obligaciones de Energía Firme (OEF) asignadas, su generación de energía puede aportar a disminuir los riesgos para cubrir la demanda de energía ante circunstancias críticas del Sistema Interconectado Nacional (SIN), como el Fenómeno de El Niño, durante el cual se presentan condiciones deficitarias de precipitación.

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.

Adicionalmente es de destacar que la UPME puso a disposición de los interesados la herramienta "Geovisores UPME" cuyo objetivo principal es dar a conocer de forma indicativa el estado actual de los proyectos de generación con capacidad de transporte asignada por la UPME. Esa información es de carácter informativo, transitorio, aproximado y sin validez legal por cuanto se encuentra en permanente actualización por parte de las personas jurídicas o entidades responsables de su generación, y se puede consultar en el siguiente enlace:

<https://upme.maps.arcgis.com/apps/dashboards/a12f7d6ec89a47ca913f6b275a05f4a1>.

***"14. ¿Qué acciones concretas ha adelantado el Ministerio de Minas y Energía para destrabar los cuellos de botella institucionales, ambientales, sociales y regulatorios que hoy impiden la entrada efectiva de más de 4.000 MW de capacidad renovable aprobada y aún no conectada al sistema interconectado nacional?"***

En el marco del Plan sectorial 6GW+, se resalta que desde las acciones adelantadas por el Equipo 6GW de la dirección de la UPME, se han adelantado más de 68 mesas de trabajo periódicas de planeación y seguimiento desde junio de 2023. En la misma línea, se ha contactado a los desarrolladores de más de 146 proyectos cuya Fecha de Puesta en Operación (FPO) inicial se



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 31 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

encontraba entre 2023 y 2024, a partir de lo cual se han realizado mesas de trabajo con distintos promotores con el fin de conocer el estado de avance de los proyectos, sus principales trámites administrativos pendientes y las gestiones que se pueden viabilizar o apoyar. Además se han adelantado 37 mesas de trabajo con los operadores de red y transmisores AFINIA (18), EMSA (11), CENS (1), EBSA(1) y AIR-E (2), ISA (1), CELSIA (1), ENEL (1) y ESSA (1) a través de reuniones 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 acompañado 23 mesas de trabajo con la Procuraduría General de la Nación con CAR y se está realizando acompañamiento preventivo a algunos trámites a nivel local. Se cuenta con relacionamiento cercano con ICANH, ANI, INVIAS, AEROCIVIL y la SSPD, en conjunto con XM se han realizado 21 mesas de trabajo para el 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 también el desarrollo de tres 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.

***"15. ¿Cómo se justifica que, en medio de una aceleración de la demanda y de amenazas climáticas, no se estén desarrollando nuevas fuentes de respaldo térmico o hidroeléctrico? ¿La subasta de expansión se desarrollará en condiciones que permitan la participación y desarrollo de este tipo de proyectos?"***

***(...)***

***17. ¿Cuál es la visión del Gobierno respecto a los proyectos hidroeléctricos a gran escala y de proyectos térmicos? ¿Reconoce su rol estratégico en la seguridad energética o los ha descartado?, si es así, ¿cuáles son las razones de dicha decisión?"***

La Unidad de Planeación Minero Energética UPME, tiene dentro de sus funciones "*Planear las alternativas para satisfacer los requerimientos mineros y energéticos, teniendo en cuenta los recursos convencionales y no convencionales, según criterios tecnológicos, económicos, sociales y ambientales*"; en este sentido, desde el rol de planeador y con una visión enfocada en los análisis técnicos para lograr el abastecimiento energético a largo plazo, teniendo en cuenta las fuentes energéticas renovables y las no renovables, que pueden ser aprovechadas o transformadas mediante tecnologías convencionales o no convencionales, con el fin de atender la demanda energética al mínimo costo estimado.

Para el caso de generación eléctrica, son tomados como insumos, entre otros, los potenciales de recursos energéticos, las proyecciones de demanda de energía a largo plazo, los aportes energéticos de cada tecnología aplicable en el entorno energético colombiano y sus costos



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 32 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

asociados, el comportamiento hidrológico en el territorio, las proyecciones de precios de combustibles, las restricciones técnicas o ambientales, las iniciativas particulares para desarrollar proyectos y su desarrollo. Así mismo, se consideran también las políticas energéticas establecidas por el Ministerio de Minas y Energía -MME, como ente rector encargado de dirigir y coordinar la política pública en los sectores minero y energético.

La UPME como entidad encargada de la planeación, realiza análisis técnicos a largo plazo basados en la información de oferta y demanda energética y las políticas establecidas por el Ministerio, que sirven como apoyo para la toma de decisiones por parte de los entes interesados, tanto público como privados.

Ahora bien, sin perjuicio de lo anterior, y teniendo en cuenta que el parágrafo 1 del artículo 67 de la Ley 1151 de 2007, que modifica el artículo 18 de la Ley 134 de 1994, establece que *"la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, desarrollará el marco regulatorio que incentive la inversión en expansión de la capacidad de generación y transmisión del sistema interconectado por parte de inversionistas estratégicos. En concordancia con lo anterior, la CREG establecerá esquemas que promuevan la entrada de nueva capacidad de generación y transmisión"*, esta pregunta es competencia de la CREG en lo relacionado con *"¿La subasta de expansión se desarrollará en condiciones que permitan la participación y desarrollo de este tipo de proyectos?"*. Sin embargo, teniendo en cuenta que a la CREG también le fue dirigido este cuestionario, no se considera necesario realizar el traslado de esta pregunta.

***"16. Según cifras del mismo Ministerio de Minas y Energía, La Guajira tiene un potencial eólico de 26 GW, solamente en el área continental. Sin embargo, de esta tecnología actualmente existen 1.647 MW eólicos en La Guajira cuyo estado es incierto, porque están suspendidos o congelados, y solo existen dos proyectos en pruebas, que suman 34 MW de capacidad, ¿Qué acciones está tomando el Gobierno para superar la conflictividad social y los cuellos ambientales que han impedido la ejecución de proyectos estratégicos como Colectora y los de generación renovable en La Guajira?"***

El Ministerio de Minas y Energía - MME, ha desplegado varias estrategias territoriales de gestión social y ambiental en el departamento de la Guajira, de las cuales la UPME ha sido parte activa. Entre dichas estrategias se resalta:

1. El **Comité Tripartito de la Transición Energética Justa -TEJ**, el cual realizó su Sesión Técnica XIV, en el municipio de Riohacha, perteneciente al departamento de La Guajira. Esto con la participación de 38 delegados de las comunidades del pueblo Wayúu, delegados del nivel técnico y directivo de las empresas de proyectos que hacen uso de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables - FNCER, Líneas de Transmisión LT y entidades de Gobierno Nacional y territorial.
2. El **Plan Operativo Anual Pacto por la Transición Energética Justa en la Guajira TEJ**: *"La Guajira 2050, un territorio de vida para todas y todos"*, en el cual se encontraban a cargo de la UPME, las siguientes acciones estratégicas:



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 33 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

- a. **Geovisor Guajira:** En atención a los compromisos adquiridos, se crea el Geovisor para La Guajira. Dicha herramienta, cruza capas de información relevante para el sector minero energético, y se encuentra alimentado con información de diferentes instituciones como el MME y la UPME; y de cooperación internacional como es el caso de Stockholm Environment Institute - SEI. El Geovisor para la Guajira se compone de capas de información como información de los proyectos de generación, información del territorio y sus particularidades y variables sociales y ambientales.

Es importante mencionar que, la materialización de este Geovisor se realizó con aportes de algunas comunidades de La Guajira en 2024, y que, en 2025, se realizó la primera socialización de este a estas comunidades en Riohacha. Esta versión del Geovisor, al que a continuación se comparte el enlace, incorpora ya, las visiones y observaciones realizadas por las y los participantes a esta socialización y retroalimentación. Este Geovisor puede ser consultado por medio del siguiente enlace: <https://sig.upme.gov.co/portal/apps/experiencebuilder/experience/?id=91926adfdaea43538ce3d81112d63ab8>

- b. **Alianza Público Popular:** Producto de la Alianza Público Popular, que se viene trabajando a través de diferentes encuentros con la Universidad de La Guajira, el SENA sede La Guajira, COMPASCOL y la ARN, entre otros, desde 2024, en el mes de febrero de 2025, se realiza el Lanzamiento del **Diplomado de Transición Energética Justa para la Paz**, organizado y liderado por la UPME. Dicho diplomado cuenta con la participación de otras entidades como el MME, GECELCA, Universidad de La Guajira y la Universidad Tecnológica de Pereira y el SENA.

El diplomado inició el sábado 22 de marzo, y tiene como objetivo capacitar a más de 30 firmantes de paz del ETCR de Pongores en La Guajira. Además, este día se realiza reunión entre COOMPAZCOL, UPME, Ministerio de Minas y Energía MME y GECELCA, GECELCA, ARN, Empresa coreana que financiará los paneles solares, SOLARTIA (empresa española encargada de la instalación y montaje de los paneles solares), Universidad de La Guajira y la Organización de las Naciones Unidas ONU, en el predio San Luis, Municipio de Fonseca en el departamento de La Guajira, lugar en el que se construirá la *Comunidad Energética de Paz Sol del Perijá*, que tendrá una capacidad instalada solar de 1MWp y almacenamiento de 6.2MWh. Esta comunidad energética alimentará 200 nuevas viviendas para los firmantes de paz, y adicionalmente, generará contratos de energía con los proyectos productivos de los firmantes, tales como la piscícola, galpón, confecciones, entre otros.

- c. **Convenio UPME-FENOGÉ para consultoría de la línea HVDC de la Guajira:** A través del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGÉ, se contrató un estudio con el propósito de determinar los instrumentos operativos para el desarrollo del proyecto de la Línea de Transmisión HVDC, incorporando las dimensiones político – institucional, técnica, socio cultural, sectorial, ambiental y económica, para identificar la opción más adecuada para la ejecución de proyectos de transmisión de energía eléctrica del Sistema



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 34 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

Interconectado Nacional (SIN). Concretamente, se establecieron los siguientes productos como resultado de dicha consultoría:

- i. Identificación de lecciones aprendidas y oportunidades de mejora.
- ii. Incorporación de enfoque territorial.
- iii. Selección de alternativas del proyecto HVDC.
- iv. Análisis de posibilidades y condicionantes e informe final del estudio.

**"18. ¿Qué coordinación existe entre el Ministerio y la CREG para mantener y mejorar el mecanismo de subastas de energía firme? ¿El Gobierno está dispuesto a respetar estos mecanismos de mercado?"**

Esta pregunta es competencia del MME, de conformidad con lo establecido en el artículo 1 del Decreto 381 de 2012, al MME le corresponde *"formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía"*. Teniendo en cuenta que al MME también le fue dirigido este cuestionario, no se considera necesario realizar el traslado de esta pregunta.

Adicionalmente, esta pregunta también es competencia de la CREG, en virtud del numeral 1 del literal a) del artículo 4 del Decreto 1260 de 2013 establece que es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG *"Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado"*. Teniendo en cuenta que a la CREG también le fue dirigido este cuestionario, tampoco se considera necesario realizar el traslado de esta pregunta a la CREG.

**"20. ¿Puede el ministro confirmar si se está garantizando el suministro firme de gas para la generación térmica, el sector industrial y los hogares, en ausencia de nuevos descubrimientos?"**

De conformidad al desarrollo técnico presentado en el ETPAGN 2023-2038, los escenarios propuestos en estos documentos, analizaron diferentes alternativas de oferta de gas natural desde fuentes de suministro nacional, incluyendo cantidades asociadas a reservas y recursos contingentes, así como a capacidades existentes y de expansión de la infraestructura de importación instalada. A partir de estos insumos, se desarrollaron análisis de balance y simulación de transporte de gas natural, encontrándose necesaria la entrada de nueva oferta nacional a partir de recursos descubiertos, la ampliación y diversificación de fuentes de gas importado y la implementación de nueva infraestructura de transporte, para contrarrestar los momentos de desabastecimiento observados durante un horizonte de tiempo de 15 años.

Así las cosas, en el ETPAGN se consideran tres escenarios de **oferta**, los cuales tienen como objetivo evaluar alternativas de crecimiento progresivo del potencial de este energético desde diversas fuentes de suministro a nivel nacional, y el aseguramiento de la demanda mediante alternativas de importación.



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 35 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

En tal sentido, los escenarios de planeación establecidos por la UPME en el ETPAGN toman en cuenta ambas condiciones para suplir la proyección de demanda, priorizando la entrega desde fuentes nacionales y complementando con alternativas de importación de tal forma que se garantice su abastecimiento y confiabilidad.

En la siguiente tabla, se presenta un resumen de las fuentes de gas natural incluidas en cada escenario de oferta considerado en los últimos análisis del ETPAGN 2023-2038, definidos en el Documento complementario publicado el 31 de enero de 2025:

**Tabla 8. Consideraciones de los Escenarios de Oferta de Gas Natural**

ORIGEN	ESCENARIO OFERTA 1	ESCENARIO OFERTA 2	ESCENARIO OFERTA 3
POTENCIAL DE PRODUCCIÓN	SI	NA	NA
RESERVAS 2P	NA	SI	SI
RECURSOS 2C	NA	ONSHORE	ONSHORE+OFFSHORE
SPEC (OEF + OTROS)	AMPLIACIÓN FASE 1 (ACTUAL) 450 GBTUD HASTA 2031/11	AMPLIACIÓN FASE 2 450 GBTUD HASTA 2025/07 475 GBTUD ENTRE 2025/08 Y 2031/11	AMPLIACIÓN FASE 3 450 GBTUD HASTA 2025/07 475 GBTUD ENTRE 2025/08 Y 2027/07 533 GBTUD ENTRE 2027/08 Y 2031/11
IMPORTACIÓN CARTAGENA	450 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12	475 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12	533 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12

NA: No Aplica

**Fuente. ETPAGN 2023-2038**

Expuesto lo anterior, a continuación, se describen los escenarios de oferta utilizados en el ETPAGN a nivel de balance volumétrico, así:

- **Escenario de Oferta 1:** contempla la proyección del potencial de comercialidad reportada en la declaración de producción 2024-2033 publicada por el MME mediante la Resolución 01626 del 27 de noviembre de 2024; para completar el período de análisis hasta 2038, se asumen los valores agregados de las reservas probadas y probables estimadas en el último Informe de Recursos y Reservas de la ANH, como oferta nacional desde 2034. Por otra parte, se incluye la capacidad actual de importación y regasificación (450 GBTUD) de la Sociedad Portuaria del Cayao - SPEC LNG, con la cual se respaldan las Obligaciones de Energía en Firme -OEF de las plantas de generación térmica (400 GBTUD) y otros contratos hacia diversos sectores de demanda. Una vez finalizado el compromiso contractual de SPEC en 2031, se asume la entrada de un punto de suministro de Gas Natural Importado (GNI), ubicado en Cartagena con una capacidad equivalente de 450 GBTUD, bajo un esquema de acceso abierto a todos los sectores de consumo de la demanda nacional.
- **Escenario de Oferta 2:** incluye las reservas probadas y probables (Reservas 2P), y la totalidad de los recursos contingentes C1 y C2 de proyectos continentales (Recursos 2C tipo "Onshore"), reportados por agentes productores en el IRR publicado por la ANH en 2024, así como de capacidad adicional de importación de acuerdo con la siguiente fase de expansión anunciada por el operador SPEC LNG (pasa de 450 a 475 GBTUD a partir de agosto de 2025). Esta capacidad adicional al cumplimiento de OEF para el sector termoeléctrico del orden de 75 GBTUD se considera abierta a todo tipo de demanda. A





## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 36 de 58



Radicado No.: 20251000112431

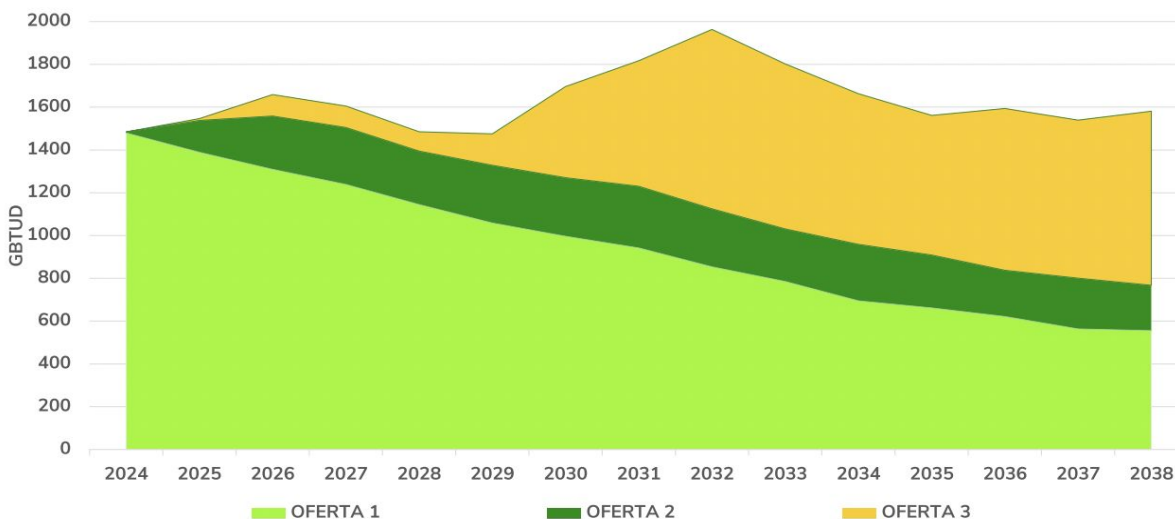
Fecha: 29-07-2025

partir de diciembre de 2031 la totalidad de la capacidad equivalente de 475 GBTUD, maneja como supuesto el acceso abierto a todos los sectores de consumo nacional.

- **Escenario de Oferta 3:** asume el mayor volumen de oferta disponible de gas natural en atención a las oportunidades que ofrece el desarrollo del potencial costa afuera para la seguridad energética nacional, así como la expansión total de la capacidad de regasificación instalada. En síntesis, a la oferta nacional descrita en el Escenario de Oferta 2 se adicionan los recursos contingentes tipo 2C asociados a proyectos "Offshore". Por otra parte, a nivel de importación se asume una ampliación de la capacidad de regasificación de SPEC LNG de acuerdo con la tercera fase anunciada por el operador, pasando de 450 a 475 GBTUD en agosto de 2025 y posteriormente a 533 GBTUD a partir de agosto de 2027 hasta noviembre de 2031; para este periodo los 133 GBTUD adicionales se consideran disponibles para la atención de toda la demanda nacional. De forma similar a los escenarios anteriores, a partir de diciembre de 2031, se asume la entrada de un punto de suministro de GNI ubicado en la costa caribe, en este caso con capacidad de 533 GBTUD.

En la siguiente gráfica se muestran comparativamente las cantidades totales consideradas por cada escenario, incluyendo oferta nacional e importada:

**Gráfica 5. Escenarios de Oferta Agregada de Gas Natural 2023-2038.**



**Fuente.** ETPAGN 2023-2038

Por su parte, a nivel de **demanda**, se consideran tres escenarios donde y con base en el documento "Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica, Potencia Máxima y Gas Natural 2037<sup>10</sup>" se busca evaluar el nivel de estrés del sistema bajo diferentes perspectivas de crecimiento, partiendo de un comportamiento tendencial de los diversos sectores de consumo, aunado con una mayor exigencia por efecto del Fenómeno de El Niño y un escenario particular, a partir de un

<sup>10</sup> [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/UPME\\_Proyeccion\\_demanda\\_2023-2037\\_VF2.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/UPME_Proyeccion_demanda_2023-2037_VF2.pdf)





## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 37 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

supuesto “qué pasa si” la demanda de gas natural presentara un incremento a partir de la sustitución de combustibles líquidos hacia un escenario más descarbonizado.

La selección de los escenarios a considerar en el modelamiento del ETPAGN 2023-2038 y su documento complementario, tienen como propósito analizar el nivel de estrés del sistema ante diferentes perspectivas de crecimiento del consumo a nivel sectorial y regional:

- En el caso de la Demanda 1, se emplea la proyección de demanda baja estimada probabilísticamente a partir del escenario medio elaborado para cada sector de consumo, la cual proyecta un decrecimiento promedio anual para el período 2022-2032 de -1,5% y una menor tasa comparativa de crecimiento para el período 2032-2038 del orden de 1,3%, alcanzando un valor de 982 GBTUD hacia el final del horizonte.
- Para el escenario de Demanda 2, se usó la proyección de demanda media o tendencial, la cual estima una tasa de crecimiento promedio anual para la década 2022-2032 del orden de 0,4% y para el período 2032-2038 de 1,5%. Hacia diciembre de 2038 la demanda media nacional alcanzaría valores de 1223 GBTUD.
- Para el escenario de Demanda 3 se busca valorar como supuesto “*que pasaría sí*” se contara con gas natural como energético para reemplazar otros combustibles y productos con mayor impacto ambiental y/o menor poder energético, lo que se traduciría en una mayor demanda de todos los sectores de consumo. Este escenario se traza a partir de la proyección de demanda alta planteada previamente, la cual estima un crecimiento nacional medio para el período 2022-2032 del 2,1% y de 1,7% para 2032-2038, con alrededor de 1452 GBTUD de demanda agregada nacional hacia diciembre de 2038.

En el siguiente gráfico se presenta el comportamiento estimado para los tres escenarios de demanda de gas natural a nivel nacional para el período 2023-2038 considerados en el ETPAGN 2023-2038, destacando que el escenario de referencia empleado en el proceso de modelamiento y planteamiento de recomendaciones es el de Demanda 2 (Media).

**Gráfica 6.** Escenarios de Demanda de Gas Natural a nivel Nacional.



## Unidad de Planeación Minero Energética



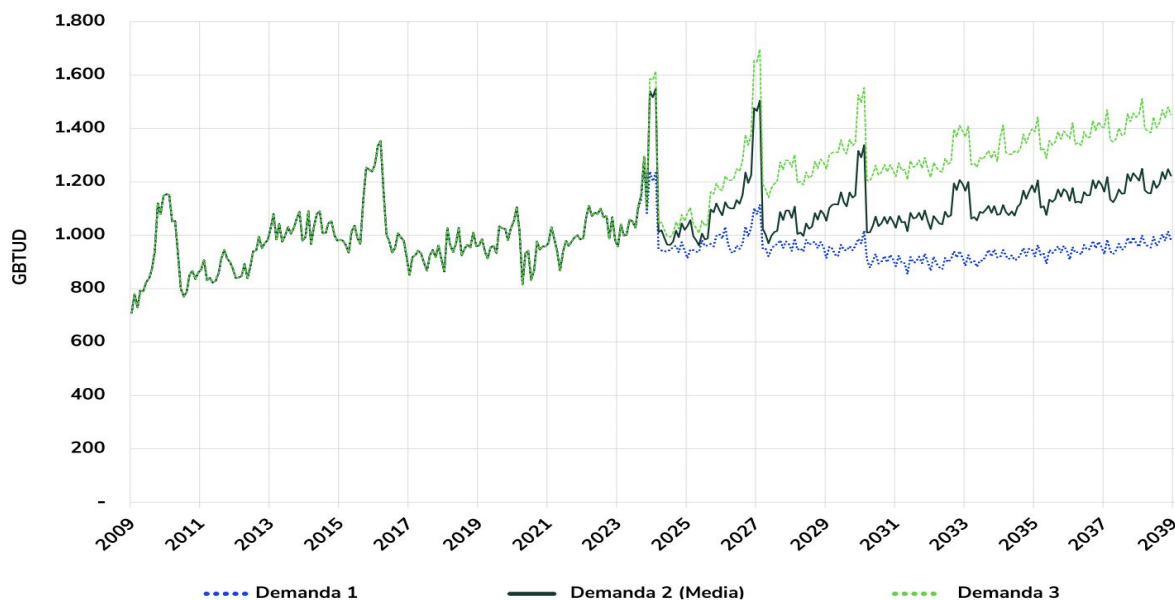
F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 38 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025



**Fuente.** ETPAGN 2023-2038

De la gráfica anterior, se observan alrededor de tres períodos de mayor intensidad con duraciones entre 3 a 5 meses, hacia finales e inicios de 2023-2024, 2026-2027 y 2029-2030, con promedios mensuales superiores a los 1400 GBTUD, que se asocian a la estimación de la potencial ocurrencia de un Fenómeno de El Niño durante dichos periodos.

Ahora, en cuanto a los supuestos de los escenarios de demanda no térmica proyectados, se generaron proyecciones de consumo de gas natural para los siete (7) sectores reconocidos históricamente como los principales usuarios de este energético, como lo son: Residencial, Industrial, Petroquímico, Petrolero, Terciario, Transporte y Compresores. La metodología de estimación considera criterios y particularidades de cada sector, como se describe en la siguiente tabla:

**Tabla 9.** Descripción Escenarios de Demanda Gas Natural - Sector no Térmico



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 39 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

Escenario de referencia		Residencial	Industrial y Petroquímico	Terciario
Estimación Escenario Medio	Variables Explicativas	Nivel de cobertura del servicio (SSPD). Población y viviendas ocupadas (DANE). Consumo por usuario (SSPD). Consumo residencial a escala de punto de salida del SNT (SEGAS).	PIB agregado y sectorial. Consumo de gas natural a escala de punto de salida del SNT. Proyecciones de crecimiento PIB nacional industrial.	Consumo de gas natural a escala de punto de salida. PIB agregado y sectorial. Proyecciones de crecimiento PIB nacional sectorial
	Metodología	Regresión panel de datos		
	Periodo de tiempo	2006-2023	2006-2023	2006-2023
	Descripción	Se define el nivel de cobertura del servicio de gas natural siendo esta la relación entre el número de suscriptores y el número de viviendas ocupadas, y la tasa de crecimiento a nivel regional	Se establece una relación estadística histórica para cada región entre la demanda de gas natural y el PIB industrial. Para el sector petroquímico se emplean las mismas tendencias de crecimiento determinadas para el industrial y aplicadas sobre últimos datos históricos del sector.	Se establece una relación estadística histórica para cada región entre la demanda de gas natural y el PIB terciario.
Estimación Escenario Bajo		Se utiliza el error de la proyección, en el cual se asume que el error esperado en cada periodo es la desviación estándar calculada desde la información histórica. Así mismo, se asume una distribución normal de los errores de manera que se crea un intervalo de $\pm 1.96 \cdot e_t$		
Estimación Escenario Alto				

Escenario de referencia		Transporte	Petrolero	Compresores
Estimación Escenario Medio	Variables Explicativas	Precios históricos y proyectados de GMC y GNC. Consumo sector transporte a escala de punto de salida del SNT. Consideraciones empleadas en escenarios de la Actualización PEN 2022-2052 para GNL	Prospectiva de consumo de gas natural asociada a la producción de crudos, gas natural y refinados en el país reportada por ECP.	Demanda histórica de compresores. Demanda agregada de los demás sectores. Compresión prevista de IPAT adoptados, como la bidireccionalidad del gasoducto Yumbo-Mariquita desde el año 2030.
	Metodología	Regresión panel de datos	Prospectiva ECP	Regresión panel de datos
	Periodo de tiempo	2010-2023 / 2022-2052	2009-2023	2009-2022
	Descripción	Para GNC se establece una relación estadística histórica a escala regional entre demanda y precios de GMC y GNC. Para GNL se emplean escenarios propuestos en PEN 2022-2052.	Escenarios y datos ECP	Se establece una regresión estadística con datos históricos (2009-2022) entre la demanda de tales compresores y el agregado de la demanda de los sectores antes expuestos. Los resultados de esta relación se aplican sobre la proyección de demanda agregada (2023-2038), siguiendo la distribución regional histórica. Adicionalmente, se incluye la participación de los futuros compresores asociados a infraestructura adoptada.
Estimación Escenario Bajo		Se utiliza el error de la proyección, en el cual se asume que el error esperado en cada periodo es la desviación estándar calculada desde la información histórica. Así mismo, se asume una distribución normal de los errores de manera que se crea un intervalo de $\pm 1.96 \cdot e_t$	Proyectos de optimización en el consumo de gas natural en las refinarias.	Se utiliza el error de la proyección, en el cual se asume que el error esperado en cada periodo es la desviación estándar calculada desde la información histórica. Así mismo, se asume una distribución normal de los errores de manera que se crea un intervalo de $\pm 1.96 \cdot e_t$
Estimación Escenario Alto			Proyectos de producción incremental de hidrocarburos en el Magdalena Medio y de mayor consumo de gas natural en las refinarias.	

**Fuente.** ETPAGN 2023-2038.

Por otra parte, la demanda térmica o termoeléctrica, fue modelada a partir de los perfiles de hidrología registrados históricamente en el país mediante una prospectiva de anomalía de temperatura en el océano Pacífico (ONI) donde se obtienen datos probabilísticos relacionadas con la ocurrencia de los fenómenos de El Niño y La Niña. Adicionalmente, el modelo utiliza como variables



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 40 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

explicativas, la proyección de la capacidad instalada de la generación, proyección de escenarios de caudales, simulación de las operaciones futuras, entre otros, como se describe en la siguiente tabla:

**Tabla 10.** Variables modelo UPME pronóstico de demanda gas natural – Sector Termoeléctrico.

Variable	Periodicidad	Fuente
Caudales medios mensuales, velocidad del viento y niveles de radiación solar, afluentes al SIN.	1966 - 2023	CND
Promedio trimestral de anomalías de temperatura superficial en el Océano Pacífico	1950 - 2023	NOAA
Generación eléctrica mensual y de capacidad instalada por central	1996 - 2023	SINERGOX - XM
Parámetros técnicos de las centrales de generación del SIN		PARATEC - XM
Precios de oferta de las centrales de generación eléctrica del país	2000 - 2023	XM
Proyecciones de precios de gas natural y carbón para las centrales de generación	2019 – 2028 (Actualizado a 2022)	UPME

**Fuente.** ETPAGN 2023-2038

En la siguiente tabla se describen las características de los tres escenarios de referencia, denominados bajo, medio y alto, según el comportamiento estimado respecto a la demanda futura de gas natural:

**Tabla 11.** Descripción Escenarios de Demanda Gas Natural - Sector térmico.

Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
Considera la expansión de la capacidad de generación eléctrica en conjunto con la proyección hidrológica media. Este escenario estima una reducción significativa de los aportes al SIN en el periodo abril de 2024 – Marzo de 2025, ésta se adelanta seis meses.	Considera la expansión de la capacidad de generación eléctrica establecida en el escenario bajo retrasada dos años, con el propósito de simular actuales y potenciales retrasos en el desarrollo de la infraestructura. Teniendo en cuenta que la proyección hidrológica estima una reducción significativa de los aportes al SIN en el periodo abril de 2024 – Marzo de 2025, ésta se adelanta un año.	Para la expansión de capacidad de generación del escenario medio, se limita la nueva capacidad de generación con gas natural a la prevista para finales del año 2023. Por otra parte, mantiene la hidrología del escenario medio.

**Fuente.** ETPAGN 2023-2038

Con base en los escenarios de oferta y demanda de gas natural, la UPME en el documento complementario del ETPAGN 2023-2038, presenta en primer lugar la comparación de los escenarios



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 41 de 58



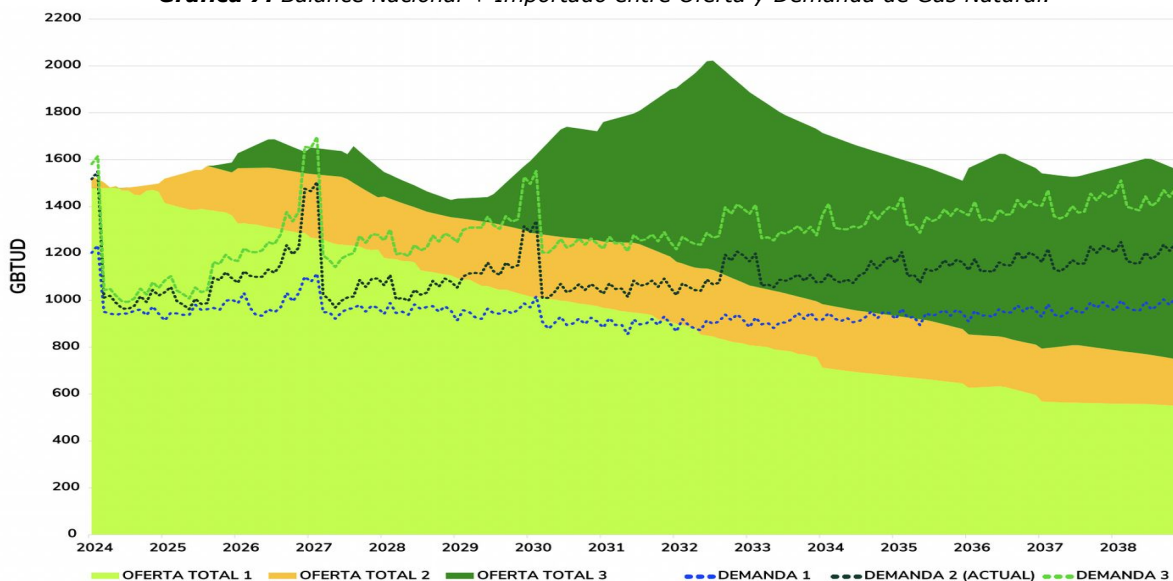
Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

de oferta y demanda a fin de determinar potenciales riesgos de desabastecimiento futuro a nivel nacional y regional, sin considerar las restricciones dadas por la indisponibilidad del gas natural importado por compromisos contractuales (como el cumplimiento de Obligaciones de Energía en Firme -OEF del sector eléctrico), o las limitaciones existentes en la infraestructura de transporte que integra el Sistema Nacional de Transporte- SNT, es decir, se presenta un balance netamente volumétrico de gas natural.

Para este análisis del balance volumétrico a nivel nacional, en la siguiente gráfica se presentan los tres escenarios de oferta respecto a las proyecciones de demanda, en el cual resulta importante destacar que las reservas actuales son limitadas y han presentado un comportamiento decreciente de manera progresiva, lo cual ha llevado a la necesidad de importar cantidades adicionales a fin de asegurar el suministro de gas natural desde finales de 2016.

**Gráfica 7. Balance Nacional + Importado entre Oferta y Demanda de Gas Natural.**



**Fuente. ETPAGN 2023-2038**

El principal déficit de referencia corresponde a la diferencia entre la Demanda 2 (Media) y cada oferta, cuando tal diferencia es mayor que cero; lo anterior dado que este escenario de demanda es la principal referencia para considerar durante el balance y el modelamiento de las capacidades y necesidades de infraestructura, al tratarse de la mejor estimación entre los escenarios seleccionados.

De las proyecciones mostradas, se observa que en consideración de la Demanda 2 (Media) se requiere la entrada de nueva oferta nacional y/o capacidades adicionales de importación de forma temporal hacia finales de 2026 por un período no inferior a tres meses para el escenario bajo de oferta de gas natural (Oferta 1) en atención al crecimiento proyectado por el Fenómeno de El Niño para dicho período. Las cantidades de gas adicional requeridas en este caso serían del orden de 200





## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 42 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

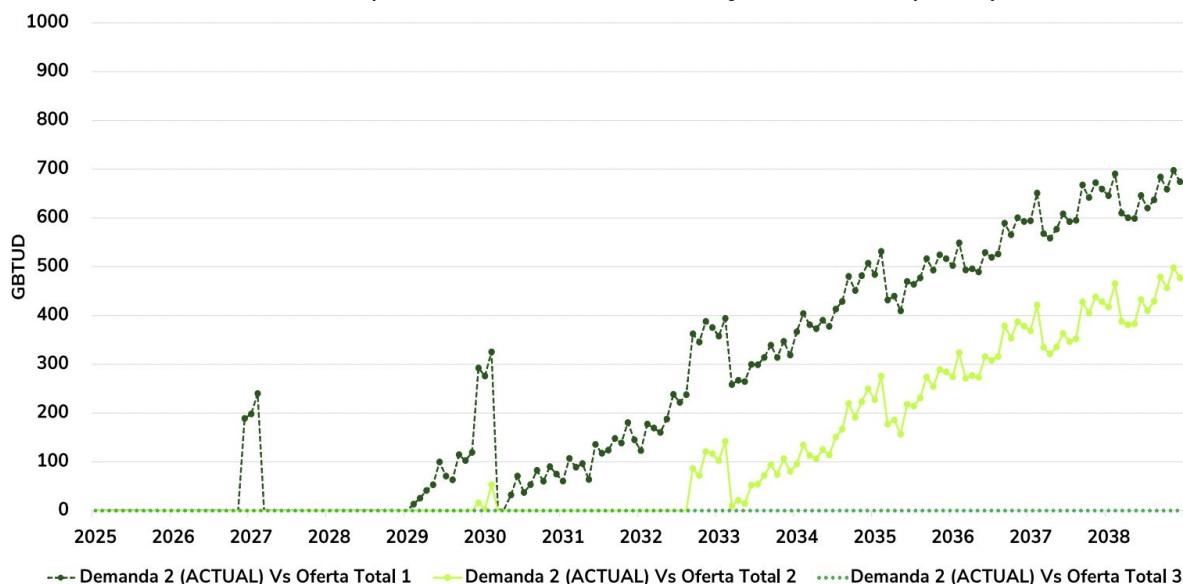
GBTUD. De igual forma, se proyecta un déficit creciente de gas natural a partir del primer trimestre de 2029 a medida que aumenta la declinación de los campos productores actuales.

Para el escenario de Oferta 2, el cual incorpora la entrada adicional de recursos nacionales descubiertos a nivel continental y una ligera ampliación de capacidad de importación existente, el déficit de gas se trasladaría inicialmente hacia 2030 por un período aproximado de tres meses y del orden de 100 GBTUD. Por otra parte, desde inicios del año 2032 se observa un déficit creciente hasta el final del período analizado.

Bajo un escenario alto de oferta nacional que logre desarrollar e incorporar también los recursos offshore proyectados y la disponibilidad de las ampliaciones de capacidad de importación descritas en la Oferta 3 para los diferentes sectores de consumo, no se observa riesgo de déficit a lo largo del período analizado respecto a la Demanda 2 (Media). Sin embargo, el Sistema Nacional de Transporte -SNT estaría expuesto a las limitaciones o restricciones operativas que puedan generarse desde las principales fuentes de oferta, con un margen limitado de acción para garantizar el suministro, por lo cual, por criterios de confiabilidad sería igualmente necesario contar con alternativas adicionales de importación de gas natural desde el mediano plazo.

En el siguiente gráfico se muestra la proyección del déficit nacional de Gas Natural considerando las 3 ofertas descritas y el escenario de Demanda 2 (media).

**Gráfica 8. Proyección de Déficit Nacional bajo Demanda 2 (Media)**



**Fuente. ETPAGN 2023-2038**

Finalmente, en el siguiente gráfico se muestran los componentes desagregados de la oferta para abastecer la demanda nacional según las diferentes fuentes de suministro, incluyendo el potencial





## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 43 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

nacional agregado y cada alternativa de importación. Se evidencia una declinación continua del potencial de oferta nacional acorde con las tendencias previstas, en contraste con una mayor entrada desde fuentes de importación localizadas estratégicamente en diferentes puntos del sistema. Así mismo, se observa en diferentes períodos entre 2026 y 2030, un atrapamiento parcial de gas nacional desde algunos nodos de oferta como consecuencia de limitaciones en la capacidad de transporte existente entre la costa atlántica y el interior del país, lo cual se refleja en una entrada inmediata de gas importado una vez se habilitan las infraestructuras analizadas.

Con esto, se evidencia que, en la medida en que se logren desarrollar nuevas fuentes de oferta nacional como los hallazgos costa afuera y/o incorporar cantidades adicionales desde los campos productores a nivel continental aprovechando las oportunidades que ofrecería la nueva infraestructura de transporte propuesta, sería menor el requerimiento de gas vía importación, siempre y cuando los precios sean competitivos desde la oferta nacional. No obstante, lo anterior, las alternativas de importación recomendadas respaldan las necesidades de abastecimiento y confiabilidad para el sistema en caso tal que no se logren incorporar nuevas cantidades de gas comercial en los tiempos previstos por los productores en la actualidad.

### ***"21. ¿Qué medidas concretas ha tomado el Ministerio para evitar el desabastecimiento proyectado de gas natural en el Caribe hacia 2026?"***

Es de tener presente que el ETPAGN desarrollado por la UPME, tiene por objeto identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural<sup>11</sup>, el alcance del estudio establece como mínimo la descripción de los proyectos recomendados a ser incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural-PAGN relacionados con infraestructura de transporte y suministro del Sistema Nacional de Transporte (SNT)<sup>12</sup>.

Al respecto, la UPME en el marco de sus funciones, identificó proyectos recomendados para ser adoptados por el MME y que impactan directamente en la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural, descritos en el capítulo 10 del ETPAGN 2023-2038 y listados en la tabla presentada a continuación. Posteriormente el MME mediante Resolución 40031 de 2025 adoptó el PAGN 2023-2032.

Una vez el MME adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural mediante Resolución No. 40031 de 2025, se siguen los procedimientos establecidos para ejecutar proyectos del plan, definidos mediante Resolución CREG 102 008 de 2022<sup>13</sup>. Dicho procedimiento, establece los mecanismos centralizados dentro de los cuales se debe adelantar la ejecución de proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural, adoptado por el Ministerio de Minas y Energía. Se aplicará a todos los participantes del mercado de gas natural, a los interesados en participar en los procesos de selección, y a los demás agentes y usuarios beneficiarios del servicio de gas natural.

De tal manera, que la ejecución de Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte, (IPAT), no se definen como inversiones públicas o privadas, sino como

<sup>11</sup> Artículo 2.2.2.2.28. Decreto 1073 de 2015.

<sup>12</sup> Artículo 1 Resolución MME 40052 DE 2016.

<sup>13</sup> Modificada por Resolución 102 012 2024 y Resolución 102-3 de 2023.



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 44 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

los valores eficientes de proyectos prioritarios del PAGN que están embebidos en la infraestructura de un sistema de transporte existente. Para efectos regulatorios, estos proyectos corresponderán únicamente a gasoductos loops, estaciones de compresión y/o adecuaciones de la infraestructura existente de la actividad de transporte de hidrocarburos y de sus mezclas o derivados, incluida la de transporte de gas natural, que contribuyan a garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural<sup>14</sup>.

En concordancia a lo expuesta el ETPAGN describe el seguimiento a proyectos IPAT adoptados en el PAGN 2019-2028 y los nuevos proyectos descritos recomendados por la ejecución de actualización al PAGN 2023-2032, como se presenta a continuación:

**Gráfica 9.** *Infraestructura SNT adoptada, recomendada y en seguimiento según ETPAGN 2023-2032.*

<sup>14</sup> Artículo 2 Resolución 102 008 de 2022



## Unidad de Planeación Minero Energética

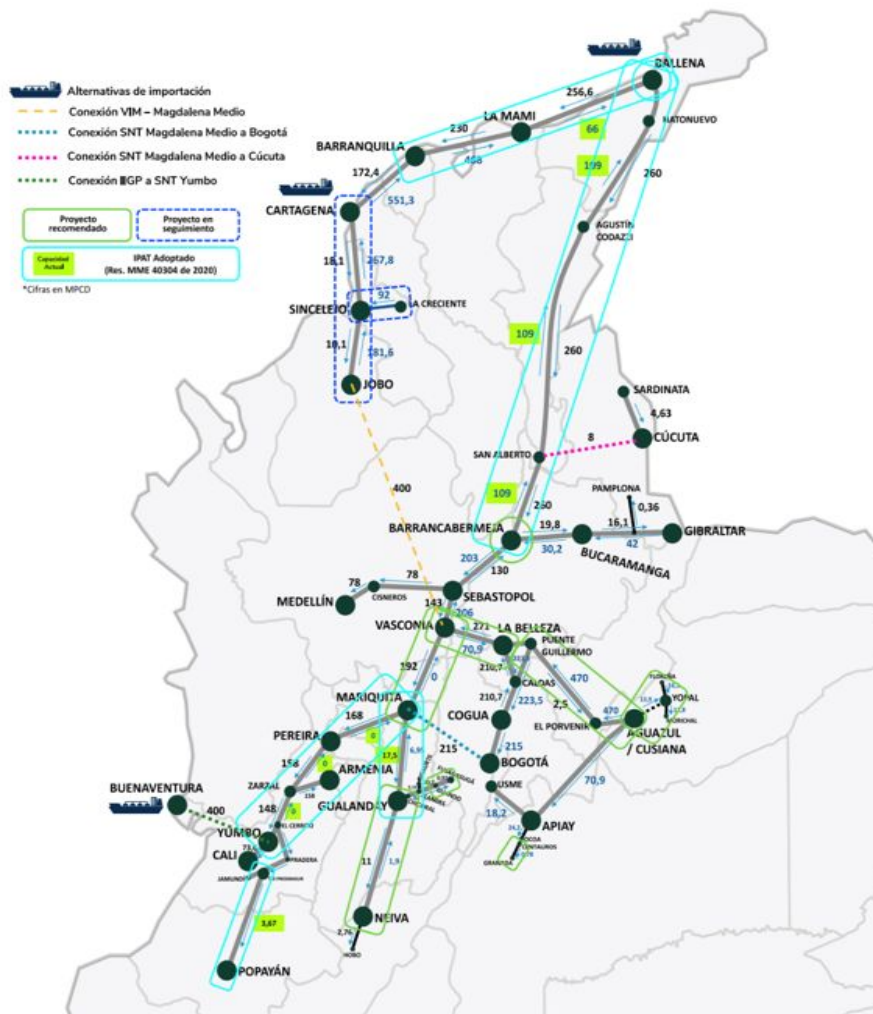
F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 45 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025



Fuente: UPME. ETPGN 2023-2032.

**Tabla 12.** Seguimiento de Proyectos IPAT adoptados en el PAGN 2019-2028.

No.	Proyectos	Alcance	Estado
1	Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena.	Diseño, adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Barrancabermeja - Ballena de 100 MPCD en Ballena	En operación
2	Ampliación de Capacidad de Transporte Ramal Jamundí - Valle del Cauca	Construcción, montaje y operación de una nueva estación de compresión de gas con una potencia	En ejecución

F-DE-03 V.3

15/07/2024

**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.



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 46 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

		mínima de 550 HP	
3	Capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday	Construcción, montaje y operación de una nueva estación de compresión de gas de al menos 1.138 HP	En ejecución
4	Interconexión Barranquilla - Ballena con Ballena - Barranca	Construcción, montaje y operación de las obras de la Interconexión Barranquilla - Ballena con Ballena - Barranca	En ejecución
5	Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena	Diseño, adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Barranquilla - Ballena de 170 MPCD en Ballena	En ejecución
6	Planta de regasificación del Pacífico - Gaseoducto Buenaventura - Yumbo	Planta de Almacenamiento (170.000m <sup>3</sup> ) y Regasificación (400 MPCD). Gasoducto Buenaventura/Yumbo con una capacidad de transporte de 400 MPCD.	Convocatoria desierta
7	Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita	Adecuación y montaje de infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Yumbo - Mariquita de 250 MPCD.	

**Fuente:** Res. MME 40304 de 2020; Modificada Res. 40281 de 2022.

**Tabla 11.** Nuevos proyectos recomendados PAGN 2023-2032.

No.	PROYECTO RECOMENDADO	CAPACIDAD	FPO	ACCIONES En función de resultados del Escenario Recomendaciones
1	Gasoducto para conectar <b>VIM - Interior en Magdalena Medio</b> a través de la Conexión Jobo-Vasconia.	No inferior a 400 MPCD	4T 2027 (100 MPCD) 1T 2030 (400 MPCD)	<b>ADOPTAR</b> Por abastecimiento y confiabilidad. Se recomienda definir fecha de entrada parcial o total anticipada a la mayor brevedad posible según tiempos requeridos para ejecución de las obras.
2	Gasoducto para conectar <b>Bogotá al SNT Magdalena Medio</b> (en tramo Mariquita / Vasconia).	No inferior a 215 MPCD	1T 2030	<b>ADOPTAR</b> Por abastecimiento y confiabilidad.

F-DE-03 V.3

15/07/2024

**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.



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 47 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

No.	PROYECTO RECOMENDADO	CAPACIDAD	FPO	ACCIONES En función de resultados del Escenario Recomendaciones
3	Gasoducto para conectar <b>Cúcuta al SNT Magdalena Medio</b> (desde sección Aguachica / San Alberto)	No inferior a 8 MPCD	1T 2030	<b>ADOPTAR</b> Por abastecimiento y confiabilidad.
4	<b>Infraestructura de importación de gas del Pacífico (IIGP)</b> Incluye la construcción de una Planta de regasificación y almacenamiento de GNL en Buenaventura, así como un Gasoducto desde la planta hasta un punto de entrega al SNT en Yumbo.	400 MPCD de regasificación, 170000 m3 de almacenamiento de GNL, 400 MPCD de capacidad de transporte en Yumbo	58 meses a partir de la selección del inversionista	<b>ADOPTADO</b> Por abastecimiento y confiabilidad.  Se recomienda definir fecha de entrada parcial o total anticipada a la mayor brevedad posible según tiempos requeridos para ejecución de las obras. FPO considerada en análisis de simulación 1T 2030 por tiempos asociados a construcción de gasoductos.
5	<b>Infraestructura de importación de gas en Guajira</b> con conexión al SNT.	250 MPCD de regasificación  120000 m3 de almacenamiento de GNL	58 meses a partir de la selección del inversionista	<b>ADOPTADO</b> Por abastecimiento y confiabilidad. Se recomienda definir fecha de entrada parcial o total anticipada a la mayor brevedad posible según tiempos requeridos para ejecución de las obras. FPO considerada en análisis de simulación 1T 2026
6	Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - Mariquita (Ampliación de capacidad hacia Vasconia).	No inferior a 192 MPCD	58 meses a partir de selección de inversionista de IIGP	<b>ADOPTADO</b> Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Requiere articulación con IPAT adoptado Bidireccional



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 48 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

No.	PROYECTO RECOMENDADO	CAPACIDAD	FPO	ACCIONES En función de resultados del Escenario Recomendaciones
				Yumbo- Mariquita
7	Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - La Belleza (Ampliación de capacidad hacia La Belleza).	No inferior a 200 MPCD.	1T 2030	<b>ADOPTADO</b> Necesario por abastecimiento y confiabilidad.
8	Ampliación de capacidad de transporte en dirección La Belleza - El Porvenir - Cusiana (con conexión al tramo Cusiana - Apiay)	No inferior a 120 MPCD.	1T 2030	<b>ADOPTADO</b> Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Se debe realizar seguimiento a la oferta y demanda de la región Central.
9	Gasoducto Aguazul – Yopal (con conexión a los tramos Yopal-Floreña, Yopal-Morichal y Cusiana-El Porvenir).	No inferior a 13,9 MPCD en Yopal	58 meses a partir de selección de inversionista y/o aceptación irrevocable del transportador incumbente.	<b>ADOPTADO</b> Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Se debe realizar seguimiento a la oferta y demanda alrededor de Yopal. Se recomienda definir fecha de entrada parcial o total anticipada a la mayor brevedad posible según tiempos requeridos para ejecución de las obras. FPO considerada en análisis de simulación 4T 2026
10	Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Centauros - Granada	No inferior a 1,1 MPCD.	58 meses a partir de selección de inversionista y/o aceptación irrevocable del transportador incumbente.	<b>ADOPTADO</b> Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Se recomienda definir fecha de entrada parcial o total anticipada a la mayor brevedad posible según tiempos





## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 49 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

No.	PROYECTO RECOMENDADO	CAPACIDAD	FPO	ACCIONES En función de resultados del Escenario Recomendaciones
				requeridos para ejecución de las obras
11	Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Gualanday - Neiva	No inferior a 17 MPCD.	58 meses a partir de selección de inversionista y/o aceptación irrevocable del transportador incumbente.	<b>ADOPTADO</b> Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Necesario para evitar déficit en tramos de la región Tolima-Huila conectados desde Gualanday. Se recomienda definir fecha de entrada parcial o total anticipada a la mayor brevedad posible según tiempos requeridos para ejecución de las obras. FPO considerada en análisis de simulación 4T 2026.
12	Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Guando - Fusagasugá	No inferior a 1,6 MPCD.	58 meses a partir de selección de inversionista y/o aceptación irrevocable del transportador incumbente.	<b>ADOPTADO</b> Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Se recomienda definir fecha de entrada parcial o total anticipada a la mayor brevedad posible según tiempos requeridos para ejecución de las obras
13	Conexiones de Ramales Aislados (Santander, Sur de Bolívar, Antioquia) a SNT Magdalena Medio.	No inferior a 3,5 MPCD (Agregado entre diferentes ramales)	58 meses a partir de selección de inversionista y/o aceptación irrevocable del transportador	<b>ADOPTADO</b> Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Se recomienda definir fecha de entrada parcial o total



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 50 de 58



Radicado No.: 20251000112431

Fecha: 29-07-2025

No.	PROYECTO RECOMENDADO	CAPACIDAD	FPO	ACCIONES En función de resultados del Escenario Recomendaciones
			incumbente.	anticipada a la mayor brevedad posible según tiempos requeridos para ejecución de las obras. Articular con características específicas de cada ramal declaradas por transportador incumbente para establecer la mejor ubicación de las conexiones. Incluye los ramales: Yariguíes – Puerto Wilches, Cantagallo – San Pablo y Brisas de Bolívar, San Vicente de Chucurí y Galán –Yondó.

**Fuente:** Res. MME No. 40031 de 2025

**"22. ¿Por qué el Gobierno no ha promovido nuevos contratos de exploración y producción de gas natural, aun cuando esto compromete la seguridad energética y alimentaria?**

(...)

**27. ¿Cómo justifica el Ministro la suspensión de nuevos contratos de exploración petrolera, cuando las reservas actuales no superan los 8 años y no existen sustitutos energéticos firmes?**

(...)

**30. ¿Cómo se compensarán las caídas proyectadas en producción de petróleo si no hay exploración nueva ni incentivos para aumentar el recobro en campos actuales?"**

Estas preguntas son competencia de la ANH, conforme con lo establecido en el artículo 3 del Decreto 4137 de 2011 la ANH tiene como objetivo "*administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación (...)*", que según el artículo 4 del mismo Decreto la ANH tiene entre sus funciones "*Diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los*



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 51 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

*contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación (...)", y que según el numeral 11 del artículo 3 del Decreto 714 de 2012, también es función de la ANH "Recaudar, liquidar y transferir las regalías y compensaciones monetarias a favor de la Nación por la explotación de hidrocarburos". Por tal motivo, se realizó el traslado mediante radicado UPME No. 20251000108141 del 21 de julio de 2025.*

**"23. ¿Cuál es la razón del fracaso en la subasta de la planta de regasificación del Pacífico y qué acciones se han tomado para asegurar la entrada de este proyecto?"**

De conformidad con los lineamientos establecidos por los Decretos 2345 de 2015, 1073 de 2015 y 2121 de 2023, así como la Resolución 40052 de 2016 del Ministerio de Minas y Energía (MME), la UPME elabora el **Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN)**, el cual busca identificar la infraestructura necesaria que permita garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural a la demanda nacional. El ETPAGN es un plan de carácter indicativo, y no corresponde a la UPME el diseño ni la ejecución de los proyectos, sino que se limita a la identificación de las necesidades que podrían abordarse mediante su implementación.

En el marco de lo anterior, la UPME expidió el ETPAGN 2019-2028<sup>15</sup>, el cual fue adoptado por el Ministerio de Minas y Energía (MME) mediante Resolución 40304 del 15 de octubre de 2020, en el cual se incluyeron seis (6) proyectos embebidos en la infraestructura de un sistema de transporte existente y un (1) proyecto que no se encuentra embebido y corresponde a la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico (IIGP), el cual es un proyecto identificado por la UPME como necesario para dar cumplimiento a las premisas del Decreto 2345 de 2015, respecto a la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural.

El proyecto IIGP integra una planta con capacidad de regasificación no menor a 400 MPCD y de almacenamiento no inferior a 170.000 m<sup>3</sup> de Gas Natural Licuado (GNL) ubicada en el puerto de Buenaventura y un Gasoducto nuevo entre Buenaventura un punto de conexión al Sistema Nacional de Transporte - SNT en Yumbo con capacidad de entrega no inferior a 400 MPCD al SNT.

Frente al proyecto IIGP, es preciso recordar que la UPME dio inicio a la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos expedidos por la CREG a través de las Resoluciones CREG 102 008 de 2022, 102 009 de 2022 y 102 003 de 2023, para que mediante un esquema de convocatoria pública se llevará a cabo la selección del inversionista para su diseño, construcción, operación y mantenimiento.

Con base en lo anterior, una vez surtido el proceso de socialización, recepción de preguntas, consultas y respuestas a las mismas por parte de las entidades competentes, el 29 de octubre de 2020 se llevó a cabo la publicación de los documentos de selección del inversionista (en adelante DSI) que dio origen a la convocatoria pública UPME GN No. 001 – 2020 (Convocatoria 2020) con el objeto de seleccionar un inversionista para la prestación del servicio de almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL), regasificación, transporte de gas natural y servicios asociados de la IIGP.

<sup>15</sup> [https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones\\_SIPG/PAGN\\_2019-2028.pdf](https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/PAGN_2019-2028.pdf)



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 52 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

Durante el proceso de la Convocatoria 2020, la UPME recibió solicitudes de usuario y contraseña de acceso a la Plataforma Tecnológica diseñada para presentar propuestas por parte de siete (7) interesados. No obstante, la UPME, a través de la Circular Externa No. 059 de 2021 el acta de cierre del respectivo proceso donde se declaró desierta la Convocatoria Pública GN-001 de 2020 por la no presentación de ofertas.

En atención a este resultado y atendiendo a las competencias de esta entidad, se desarrolló un trabajo conjunto con el MME y la CREG con el objetivo de:

- a) Identificar las principales causas que dieron lugar a que los inversionistas interesados se abstuvieran a la presentación de propuestas.
- b) Adoptar las medidas tendientes a incentivar la presentación de propuestas por parte de inversionistas interesados.

Para ello, se analizaron los comentarios recibidos por parte de inversionistas que manifestaron su interés durante las etapas de la convocatoria 2020.

Como resultado de este trabajo, la CREG a través de las Resoluciones No. 102-008 de 2022 y No. 102-009 de 2022 expidió nueva normatividad con los mecanismos abiertos y competitivos aplicables a los proyectos del PAGN. Los principales aspectos incluidos en esta nueva normatividad fueron:

- i. Desagregar el ingreso anual esperado (IAE) en costos fijos y variables, así como eficiencia de equipos.
- ii. Habilitar la opción de recibir el IAE Inversión sin prestar el servicio bajo el cumplimiento previo de algunas condiciones definidas en la regulación y,
- iii. Disminuir el monto de la garantía de seriedad.

En el marco de la nueva normatividad y de las funciones delegadas por el Decreto 2345 de 2015, además de la publicación del ETPAGN 2019-2028 en el 2020 que ratificó la adopción de este proyecto, la UPME procedió con la apertura de una nueva convocatoria pública.

Una vez surtido el proceso de socialización, recepción de preguntas, consultas y respuestas a las mismas por las entidades competentes, el 6 de septiembre de 2023 se publicó la versión definitiva de los DSI para la convocatoria pública UPME GN No. 001 de 2022 (convocatoria 2022).

Durante este nuevo proceso, la UPME recibió solicitudes de usuario y contraseña de acceso a la Plataforma Tecnológica diseñada para presentar propuestas por parte de cuatro (4) interesados, de los cuales se presentó un único "proponente". Sin embargo, una vez revisados los documentos contentivos allegados, se estableció que este no cumplía con los requisitos legales establecidos en los DSI, que fuese susceptible de subsanación, y menos aún de adjudicación, sino que, en el mejor de los escenarios, se trataba de una manifestación de interés en participar en una convocatoria futura, siempre que la UPME accediera a hacer las modificaciones solicitadas. En consecuencia, la UPME declaró desierta la convocatoria 2022 a través de la Resolución No. 000588 del 28 de agosto de 2023.



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 53 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

Toda la información relacionada con las convocatorias descritas se puede consultar en línea a través del siguiente enlace:

<https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Paginas/Convocatorias-gas-natural.aspx>.

Si bien, el numeral 7.5 de los DSI de la convocatoria 2022 estableció que, una vez declarada formalmente como desierta la convocatoria pública, la UPME podría iniciar un nuevo proceso de selección, se consideró que, de abrir un nuevo proceso de selección para la IIGP con las condiciones normativas actuales, posiblemente este nuevo proceso no sería exitoso por falta de ofertas.

Como consecuencia de la declaratoria desierta de las dos convocatorias, el pasado 26 de junio de 2024 la UPME publicó el ETPAGN 2023 – 2038, en el que se evalúa la infraestructura de importación de Gas del Pacífico (IIGP), la cual plantea nuevamente la integración de una planta de regasificación ubicada en el puerto de Buenaventura y un Gasoducto nuevo entre Buenaventura y un punto de conexión al SNT en Yumbo con capacidad de entrega de 400 MPCD al SNT, reafirmando entonces la necesidad de este proyecto por abastecimiento para las regiones del Interior del país y por confiabilidad a nivel nacional.

Al respecto y teniendo en cuenta los escenarios evaluados, la UPME recomendó la ejecución de este proyecto, con una fecha de puesta en operación (FPO) no superior al primer trimestre del año 2030, también se identificó la necesidad de actualizar los beneficiarios del mismo, a partir de la metodología propuesta en el ETPAGN 2023-2038, en consideración de las dificultades presentadas en la adjudicación del proyecto, que han generado cambios en el cronograma proyectado para su puesta en funcionamiento.

Adicionalmente recomendó modificaciones regulatorias en la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico – IIGP, indicando que, *"Se requiere que la CREG realice los ajustes regulatorios a las Resoluciones CREG 102 008 y CREG 102 009 de 2022 con el fin de articular la actualización de los beneficiarios realizada por la UPME en el ETPAGN 2023-2038, situación que permitirá contar mayor claridad frente al desarrollo y remuneración de la infraestructura, para la adjudicación del proyecto."*

En virtud de lo anterior, es importante destacar que el pasado 30 de enero de 2025, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 40031 de 2025 *"Por la cual se adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032 y se establecen otras disposiciones"* en donde se adopta entre otros, el siguiente proyecto de conformidad con lo establecido en el artículo 3 ibidem:

### **"vii) Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico"**

- Planta de Regasificación del Pacífico ubicada en la Bahía de Buenaventura - Valle del Cauca con los siguientes servicios asociados:

- a) Capacidad de regasificación de 400 MPCD;
- b) Capacidad de almacenamiento de 170.000 m<sup>3</sup> de gas natural licuado (GNL);
- c) Fecha de puesta en operación: 58 meses contados a partir de la selección del Inversionista de este proyecto. Lo anterior sin perjuicio de la fecha que se establezca



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 54 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

*como fecha anticipada de entrada en operación la cual debe ser el Cuarto Trimestre de 2029.*

*d) Demás servicios asociados especificados en la descripción del proyecto contenida en los Documentos de Selección del Inversionista elaborados por la UPME.*

*- Gasoducto desde la Planta de Regasificación ubicada en la Bahía de Buenaventura, hasta un punto de entrega al Sistema Nacional de Transporte ubicado en el límite geopolítico del municipio de Yumbo - Valle del Cauca.*

*a) Capacidad de transporte no menor a 400 MPCD en un punto de entrega al Sistema Nacional de Transporte ubicado en el límite geopolítica del municipio de Yumbo – Valle del Cauca;*

*b) Demás servicios asociados especificados en la descripción del proyecto, contenida en los Documentos de Selección del Inversionista elaborados por la UPME.*

*c) Fecha de Puesta en Operación de la Infraestructura e inicio de la prestación efectiva del servicio: 58 meses contados a partir de la selección del inversionista del proyecto al que se refiere el presente numeral. Lo anterior sin perjuicio de la fecha que se establezca como fecha anticipada de entrada en operación, la cual debe ser el Primer Trimestre de 2030.*

De conformidad con lo indicado, en lo que tiene que ver con las funciones de la UPME, se han llevado a cabo todas las gestiones correspondientes para promover la expansión de infraestructura, incluida la planta de regasificación del pacífico, sin embargo, se requieren ajustes normativos y regulatorios de parte de otras entidades, con el objetivo de mejorar los procesos y garantizar el éxito de los proyectos.

***"25. ¿Está dispuesto el Ministro a reconocer que, sin una oferta suficiente de gas, peligra no solo la generación térmica, sino también la asequibilidad de la energía para millones de colombianos?"***

Esta pregunta es competencia del MME, según lo establecido en el numeral 2 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, al MME le corresponde *"Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales, hidrocarburos y biocombustibles"*, y que según el artículo 1 del Decreto 1617 de 2013, el MME tiene entre sus funciones *"Adelantar las gestiones necesarias para dar continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural, combustibles derivados y biocombustibles"*. Teniendo en cuenta que al MME también le fue dirigido este cuestionario, no se considera necesario realizar el traslado de esta pregunta.

Adicionalmente, esta pregunta también es competencia del Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico (CNOe) según lo establecido en el artículo 36 de la Ley 143 de 1994, el CNOe tiene como función principal *"(...) acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación"*. Por tal motivo, se realizó el traslado mediante radicado UPME No. 20251000108131 del 21 de julio de 2025.





## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 55 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

Finalmente, esta pregunta también es competencia del Consejo Nacional de Operación del gas natural (CNOgas) según lo establecido en el artículo 4 de la Ley 401 de 1997, el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO gas) tiene como función principal "(...) *hacer recomendaciones que busquen que la operación integrada del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural sea segura, confiable y económica. (...)*". Por tal motivo, se realizó el traslado mediante radicado UPME No. 20251000108111 del 21 de julio de 2025.

**"26. ¿Qué incentivos está considerando el Ministerio para estimular la exploración y producción de nuevos campos gasíferos en el país?"**

(...)

**28. ¿Es consciente el Gobierno del impacto fiscal de frenar la exploración, considerando que el crudo representa más del 30% de las exportaciones y financia parte del gasto público?"**

(...)

**33. ¿Qué garantías se están ofreciendo a los inversionistas actuales del sector petrolero, ante un entorno de creciente incertidumbre y hostilidad regulatoria?"**

(...)

**36. En materia de reconocimiento y giro de subsidios ¿Existen recursos para atender los compromisos estatales en esta materia? ¿Existe un plan detallado que podamos conocer, en el que el Gobierno se ponga al día con sus deudas con distribuidoras?"**

Estas preguntas son competencia del MME, según lo establecido en el artículo 1 del Decreto 381 de 2012, el MME tiene como objetivo "*formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía*". Teniendo en cuenta que al MME también le fue dirigido este cuestionario, no se considera necesario realizar el traslado de estas preguntas.

**"29. ¿Qué análisis técnico sustenta la decisión de no firmar nuevos contratos, y cómo se garantiza con ello el abastecimiento de combustibles y derivados para el mercado interno?"**

Esta pregunta es competencia de la ANH, de conformidad con lo establecido en el artículo 3 del Decreto 4137 de 2011 la ANH tiene como objetivo "*administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación (...)*", que según el artículo 4 del mismo Decreto la ANH tiene entre sus funciones "*Diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación (...)*", y que según el numeral 11 del artículo 3 del Decreto 714 de 2012, también es función de la ANH "*Recaudar, liquidar y transferir las regalías y compensaciones monetarias a favor de la Nación por la explotación de hidrocarburos*". Por tal motivo, se realizó el traslado mediante radicado UPME No. 20251000108141 del 21 de julio de 2025.



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 56 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

Adicionalmente, esta pregunta también es competencia del MME, teniendo en cuenta que según lo establecido en el numeral 2 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, al MME le corresponde *"Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales, hidrocarburos y biocombustibles"*, y que según el artículo 1 del Decreto 1617 de 2013, el MME tiene entre sus funciones *"Adelantar las gestiones necesarias para dar continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural, combustibles derivados y biocombustibles"*. Teniendo en cuenta que al MME también le fue dirigido este cuestionario, no se considera necesario realizar el traslado de esta pregunta.

***"31. ¿Cuál es el papel de Ecopetrol en esta política? ¿Se está sacrificando su sostenibilidad financiera para cumplir metas políticas de transición energética?"***

Esta pregunta es competencia de Ecopetrol S.A., teniendo en cuenta que el artículo 1 del Decreto 1209 de 1994 establece que *"La Empresa Colombiana de Petróleos es una empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con personería jurídica, autonomía administrativa y dispositiva, y con patrimonio propio e independiente. (...)".* Por tal motivo, se realizó el traslado mediante radicado UPME No. 20251000108171 del 21 de julio de 2025.

***"32. ¿Qué medidas ha tomado el Gobierno frente al deterioro de la infraestructura de transporte de crudo, como los atentados al oleoducto Caño Limón-Coveñas?"***

Esta pregunta es competencia del Ministerio de Defensa Nacional, de conformidad con lo establecido en el numeral 1, del artículo 3 del Decreto 1874 de 2021, es función del ministro de Defensa *"Coordinar y orientar el desarrollo de las políticas para la defensa de la soberanía, la independencia, la integridad territorial, la seguridad y tranquilidad pública, así como para el mantenimiento del orden constitucional y la garantía de la convivencia democrática"*. Por tal motivo, se realizó el traslado mediante radicado UPME No. 20251000108121 del 21 de julio de 2025.

***"34. ¿Reconoce el ministro que existe una crisis institucional en el sector energético, reflejada en una CREG incompleta, una UPME debilitada y una ANH sin rumbo técnico claro?"***

En relación con la *"crisis institucional en el sector energético"*, es importante reconocer la discrecionalidad del Gobierno nacional, en la conformación de los equipos directivos de las entidades adscritas al Ministerio de Minas y Energía. Aunque actualmente se está atravesando un período de cambios en las entidades, es de mencionar que la UPME, mantiene su compromiso con la calidad y entrega de sus funciones, trabajando arduamente para asegurar la calidad técnica y los plazos asociados a cada labor desarrollada en el marco de las competencias existentes.

***"35. ¿Está dispuesto el Ministro, ante esta Comisión, a comprometerse con la restauración de la institucionalidad técnica del sector y a devolver a los órganos reguladores su autonomía e independencia funcional? ¿Puede darnos una fecha a partir de la cual se rompan casi tres años de interinidad y quorum incompleto de la CREG?"***



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 57 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

Esta pregunta es competencia del MME, según lo establecido en el artículo 1 del Decreto 381 de 2012, el MME tiene como objetivo *"formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía"*. Teniendo en cuenta que al MME también le fue dirigido este cuestionario, no se considera necesario realizar el traslado de esta pregunta.

Adicionalmente, esta pregunta también es competencia de la CREG, según el artículo 1 del Decreto 1260 de 2013, la CREG *"(...) es una Unidad Administrativa Especial, con autonomía administrativa, técnica y financiera, sin personería jurídica, adscrita al Ministerio de Minas y Energía"*. Teniendo en cuenta que a la CREG también le fue dirigido este cuestionario, no se considera necesario realizar el traslado de esta pregunta.

***"37. La intervención de Air-e, por parte del Gobierno Nacional, cuya cartera de energía usted dirige, ¿contó con análisis relativos al costo de operación de la empresa intervenida?, ¿Quién ser hará responsable de las deudas adquiridas por la empresa a partir de la intervención?, ¿Existe un plan concreto de dotación de recursos con destino al Fondo Empresarial de la Superservicios?"***

Esta pregunta es competencia del MME, según lo establecido en el artículo 1 del Decreto 381 de 2012, el MME tiene como objetivo *"formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía"*. Teniendo en cuenta que al MME también le fue dirigido este cuestionario, no se considera necesario realizar el traslado de esta pregunta.

Adicionalmente, esta pregunta también es competencia de la SSPD, de conformidad con lo señalado en el artículo 79 de la Ley 142 de 1994, se encuentra entre las funciones de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD, *"Vigilar y controlar el cumplimiento de los contratos entre las empresas de servicios públicos y los usuarios, y apoyar las labores que en este mismo sentido desarrollan los "comités municipales de desarrollo y control social de los servicios públicos domiciliarios"; y sancionar sus violaciones"*. Teniendo en cuenta que a la SSPD también le fue dirigido este cuestionario, no se considera necesario realizar el traslado de esta pregunta.

En los anteriores términos se considera atendida integralmente su solicitud, en el marco de competencias de esta entidad.

Atentamente,

Manuel Peña Suarez  
Director General Encargado  
Dirección General



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 58 de 58



Radicado No.: **20251000112431**

Fecha: 29-07-2025

Elaboró: LEIDY BRIGITH VERA RUNCERIA

Revisó: LINA MARCELA GOMEZ AVILA, JOHANNA STELLA CASTELLANOS ARIAS, JOHANA CAROLINA BASTIDAS BURGOS, MATEO SEVERINO RODRIGUEZ, Manuel Peña Suarez, YENNY CAROLINA BARRERA RODRÍGUEZ, LUIS FERNANDO LOPEZ PINEDA, KAROL ENRIQUE CIFUENTES THORRENS, Wilson Quintero Camacho, CARLOS ALBERTO RODRIGUEZ GUZMAN, CESAR AUGUSTO PINEDA GOMEZ

Aprobó: Manuel Peña Suarez