Radicado No.: **202601000318891**
Fecha: 2026-10-09

Doctora
ZANDRA MARIA BERNAL RINCÓN
Senadora de la República de Colombia
secretaria.general@senado.gov.co
senadozandrabernal@gmail.com

Asunto: Respuesta al radicado UPME No. 202601150470942. Traslado parcial desde la ANH, cuestionario proposición No. 39 relacionada con "el estado actual de la política minero- energética nacional", H.S. Zandra María Bernal Rincón

Respetada Doctora:

La Unidad de Planeación Minero Energética (en adelante la "Unidad" o la "UPME"), en atención a la comunicación del asunto, nos permitimos dar respuesta en el marco de las competencias de esta Unidad, no obstante es importante señalar que 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 Unidad no tiene funciones relacionadas con ejecución de proyectos en ninguno de los subsectores (energía, minería, o hidrocarburos).

Con esta precisión, a continuación, encontrará la información requerida, en el marco de las competencias de esta Unidad y de acuerdo a su solicitud:

Consideraciones sobre el alcance institucional y los instrumentos de planeación

Conforme al artículo 1 y a los numerales 1 y 2 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, corresponde al Ministerio de Minas y Energía formular, adoptar, dirigir y coordinar la política sectorial, incluida la relacionada con las actividades de hidrocarburos. Adicionalmente, los numerales 14 y 32 del mismo artículo le asignan la adopción de los planes de abastecimiento de gas combustible y las gestiones necesarias para dar continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles; este último numeral fue adicionado por el Decreto 1617 de 2013. Por tanto, el pronunciamiento integral sobre

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 repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.

los objetivos, decisiones y resultados de la política energética debe articularse con el Ministerio, como autoridad responsable de su formulación y dirección.

La UPME, de acuerdo con los artículos 3 y 4 del Decreto 2121 de 2023, desarrolla la planeación integral e indicativa del sector, estima requerimientos energéticos, evalúa alternativas de abastecimiento y produce información para apoyar las decisiones de política. En particular, los numerales 3 y 4 del artículo 17 asignan a la Subdirección de Hidrocarburos la elaboración de estudios de suministro y transporte y de planes indicativos de abastecimiento, bajo los lineamientos del Ministerio. Estas funciones comprenden el análisis de las fuentes nacionales e importadas y de sus implicaciones técnicas y económicas, sin sustituir las competencias de las autoridades de política, regulación o administración de los recursos hidrocarburíferos.

En materia de gas natural, el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, modificado por los decretos 2345 de 2015 y 1467 de 2024, establece la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural por el Ministerio. El artículo 1 de la Resolución MME 40052 de 2016 dispone que dicha adopción debe considerar el estudio técnico elaborado por la UPME. Este debe evaluar proyectos de importación, almacenamiento, transporte e interconexión, entre otros; considerar las fuentes de suministro nuevas y existentes, e incorporar criterios de seguridad energética relacionados con la dependencia de las importaciones. La inclusión de gas importado constituye, por consiguiente, un componente expresamente previsto en el marco de planeación.

Para la ejecución de los proyectos adoptados, la Resolución CREG 102 008 de 2022, modificada por las resoluciones CREG 102 003 de 2023 y 102 012 de 2024, establece los procedimientos regulatorios correspondientes. En desarrollo de ese marco, la UPME expidió la Resolución 680 de 2025 sobre el procedimiento, metodología y criterios de evaluación técnica aplicables a las propuestas de los transportadores incumbentes. Deben distinguirse, por tanto, la elaboración del estudio técnico, la adopción ministerial del plan y la ejecución de los proyectos por los agentes bajo las condiciones regulatorias correspondientes.

Los instrumentos publicados que sustentan esta respuesta son:

1. ETPAGN 2023–2038, versión definitiva de junio de 2024, publicado mediante Circular Externa UPME 045 de 2024.

2. Documento complementario del ETPAGN 2023–2038, enero de 2025, publicado mediante Circular Externa UPME 008 de 2025.

3. Resolución MME 40031 de 2025 — PAGN 2023–2032, mediante la cual el Ministerio adoptó proyectos con fundamento en el estudio técnico, con las modificaciones introducidas por las resoluciones 40302 de 2025 y 40302 de 2026.

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 repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.

El ETPAGN es el soporte técnico elaborado por la UPME; el PAGN es el instrumento adoptado por el Ministerio. Sus horizontes son diferentes y no deben emplearse como denominaciones equivalentes.

Los documentos, anexos y antecedentes pueden consultarse en el portal institucional de planeación del abastecimiento de gas natural.

Con fundamento en el marco normativo y técnico expuesto, a continuación se presenta respuesta a las preguntas 5 y 10 trasladadas por la ANH, circunscrita al aporte de la UPME en materia de planeación del abastecimiento de gas natural. Para ello, se distinguen los datos históricos de los escenarios prospectivos y de las recomendaciones de infraestructura, conservando los horizontes, supuestos y alcances de los estudios citados. Estos elementos constituyen insumos técnicos para atender la solicitud y deben diferenciarse de una evaluación del impacto atribuible a la política energética, cuyo análisis integral requiere la articulación con el Ministerio de Minas y Energía y las demás entidades competentes.

"5. ¿Cuál fue el impacto de la política energética del Gobierno sobre importaciones de gas natural?"

Desde el ámbito de la UPME, los estudios citados permiten explicar las necesidades de abastecimiento que sustentaron las recomendaciones de infraestructura. Sin embargo, no constituyen una evaluación causal que permita cuantificar qué proporción de las importaciones observadas es atribuible a una política gubernamental específica.

En sus ejercicios de planeación, la UPME incorpora la información oficial disponible sobre oferta nacional, reservas, recursos contingentes, capacidades de importación e infraestructura, y la contrasta con escenarios de demanda. La consideración de una fuente depende de su disponibilidad y grado de madurez, las fechas previstas de incorporación y las condiciones físicas y comerciales para atender el mercado.

En consecuencia, se evalúan las alternativas nacionales e importadas que pueden contribuir al abastecimiento, sin presumir que todos los recursos del subsuelo o todos los proyectos anunciados constituyen suministro disponible.

El ETPAGN 2023–2038 documenta una reducción del aporte de campos históricos. En su sección 3.1 señala que Chuchupa y Ballena habían disminuido considerablemente su potencial y que La Guajira

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 repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.

representaba alrededor del 10 % de la oferta disponible en 2023, aproximadamente una tercera parte de su participación nacional hacia 2016.

A su vez, la sección 3.3 identifica una tendencia decreciente del potencial declarado, asociada al agotamiento de reservas y a la declinación natural de los campos, aunque reconoce que los operadores han incorporado recursos adicionales que mejoran las proyecciones anteriores y contribuyen a sostener el suministro nacional.

No obstante, bajo los supuestos de los escenarios analizados, estas incorporaciones no compensan de manera sostenida, durante todo el horizonte de planeación, la reducción de los volúmenes provenientes de los campos existentes.

La suficiencia del abastecimiento depende, por tanto, no solo de identificar nuevos recursos, sino de que estos se conviertan oportunamente en producción comercial, con caudales y continuidad suficientes para reemplazar la oferta que declina y atender la evolución de la demanda.

Un volumen de recursos potencialmente significativo puede no resolver un faltante si su entrada ocurre después de que este se presenta o si carece de infraestructura para llegar a los centros de consumo.

Esta diferencia entre el ritmo de declinación y la oportunidad de incorporación de nueva producción sustenta la evaluación anticipada de fuentes complementarias y de infraestructura de suministro y transporte, como parte de la gestión de los riesgos de abastecimiento.

Por ello, las recomendaciones de importación deben entenderse dentro de un análisis que combina declinación de la producción existente, incertidumbre sobre la incorporación de nuevos desarrollos, evolución de la demanda y restricciones de transporte. La necesidad de respaldo aumenta, además, en períodos de menor hidrología, cuando crece el requerimiento de gas para generación termoeléctrica.

Como resultado del ejercicio, el ETPAGN y su documento complementario recomendaron dos puntos adicionales de importación, en La Guajira y Buenaventura, junto con obras de transporte y otras medidas de abastecimiento.

El marco del PAGN adoptado mediante la Resolución 40031 de 2025 comprende los siguientes proyectos:

Proyecto	Características previstas	Función en el abastecimien-to
Infraestructura	Capacidad de regasificación de **250 millo-**	Incorporar un punto adicional

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 repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.

de almacenamiento y regasificación de GNL en La Guajira con conexión al SNT	**nes de pies cúbicos diarios —MPCD—**, almacenamiento de **120.000 m³ de GNL** y conexión al nodo **Ballena**.	de suministro en una zona históricamente productora y contribuir al abastecimiento mediante su conexión con la red de transporte.
Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico	Planta en la bahía de **Buenaventura**, con capacidad de regasificación de **400 MPCD**, almacenamiento de **170.000 m³ de GNL** y gasoducto hasta el punto de entrega al SNT en el límite del municipio de **Yumbo**.	Diversificar geográficamente el ingreso de gas y contribuir al abastecimiento del suroccidente y, mediante las obras de transporte asociadas, del interior del país.

El proyecto del Pacífico tenía un antecedente de adopción en la Resolución MME 40304 de 2020; el artículo 3 de la Resolución 40031 de 2025 modificó sus condiciones. Su articulación con el interior incluye la bidireccionalidad Yumbo–Mariquita, con capacidad de 250 MPCD en Mariquita, prevista en el artículo 2 de esta última resolución. Por tanto, no corresponde presentar toda la infraestructura de importación como una iniciativa originada exclusivamente en el ejercicio de 2025.

Las capacidades indicadas son características de los proyectos adoptados. No equivalen a volúmenes efectivamente importados, compromisos de compra de gas ni certificaciones de entrada en operación. Su utilización depende de la ejecución de la infraestructura, la contratación del suministro y la capacidad de transportarlo hasta los centros de consumo.

En relación con medidas de política, el documento complementario identifica el Decreto 1467 de 2024 como un cambio normativo relevante para la planeación, al introducir disposiciones dirigidas a viabilizar fuentes costa afuera, importación e infraestructura convertida.

La UPME incorporó ese marco y la información actualizada en sus análisis. No obstante, identificar el alcance habilitante de una medida no permite atribuirle automáticamente una cantidad de gas importado.

En consecuencia, la contribución verificable de la UPME consistió en actualizar los escenarios, identificar necesidades de suministro y transporte y recomendar infraestructura para reducir riesgos de desabastecimiento.

La determinación del impacto específico de la política energética sobre las importaciones requiere una evaluación adicional, articulada con el Ministerio, que distinga los efectos de las medidas adoptadas de los asociados a la producción nacional, hidrología, demanda térmica, condiciones contractuales y disponibilidad de infraestructura.

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 repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.

"10. ¿Aumentó o disminuyó la dependencia de Colombia del gas importado?"

Si se entiende la dependencia como la participación del gas importado en la oferta total, la información histórica presentada en el documento complementario del ETPAGN de enero de 2025 muestra un aumento entre 2023 y 2024.

De acuerdo con su sección 2.1, elaborada con información del Gestor del Mercado de Gas Natural, la oferta nacional representó aproximadamente el 92,5 % del total en 2023 y el 81 % en 2024. Por diferencia, la participación importada pasó de aproximadamente el 7,5 % al 19 %, lo que representa un incremento cercano a 11,5 puntos porcentuales. El documento reporta, adicionalmente, un promedio de oferta total de 1.169 GBTUD y de gas importado de 225 GBTUD durante 2024. Los porcentajes son aproximados y corresponden al período y cobertura de información utilizados por el estudio.

El documento relaciona ese comportamiento principalmente con la reducción del potencial de producción de los campos nacionales y el incremento de la demanda termoeléctrica asociado al fenómeno de El Niño. Por tanto, el aumento observado debe interpretarse considerando tanto las condiciones de oferta como el respaldo que el gas importado presta al sistema eléctrico en períodos de menor disponibilidad hídrica.

Desde la planeación, resulta necesario diferenciar tres conceptos: la participación efectivamente importada durante un período; la necesidad futura de complemento importado bajo un escenario; y la capacidad de importación prevista como respaldo. Estos indicadores no son equivalentes. Una infraestructura puede aportar confiabilidad aun con utilización reducida, mientras que un aumento transitorio de importaciones por demanda térmica no determina, por sí solo, el nivel de dependencia de largo plazo.

Los escenarios del ETPAGN muestran que el requerimiento futuro de suministro complementario depende de la materialización de reservas y recursos contingentes, de las fechas de incorporación de nuevos proyectos y de la disponibilidad de transporte. La entrada oportuna de oferta nacional puede reducir las necesidades de importación; los retrasos o una menor producción pueden aumentarlas. Las recomendaciones de la UPME buscan disponer de alternativas para atender esas condiciones y reducir el riesgo de demanda no abastecida.

En consecuencia, con los datos históricos contenidos en el estudio puede afirmarse que aumentó la participación importada entre 2023 y 2024. Esta conclusión no constituye una medición actualizada a octubre de 2026 ni demuestra que el incremento sea atribuible exclusivamente a la política energética del Gobierno. Para extender la comparación a 2025 y 2026 se requiere incorporar los registros operativos correspondientes, conservar una misma cobertura y unidad de medida y comparar períodos equivalentes, diferenciando el consumo térmico y no térmico. En este orden de

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 repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.

Radicado No.: **202601000318891**
Fecha: 2026-10-09

ideas, la información operativa del mercado puede ser consultada a través del Gestor del Mercado de Gas Natural.

Con lo anterior, la UPME da respuesta a la solicitud de la referencia, en el marco de sus competencias, reiterando su disposición para suministrar la información que resulte necesaria y su compromiso con la debida atención del debate de control político.

Atentamente,



Rafael Enrique Fragozo Diaz
Director General
Dirección General

Elaboró: Julio Cesar Chaparro Rodriguez
Revisó: RAFAEL ENRIQUE FRAGOZO DIAZ, ARIEL ALFONSO ACEVEDO ACEVEDO, DANNY KATHERINE SIERRA, KAROL ENRIQUE CIFUENTES THORRENS, LINA MARCELA GOMEZ AVILA
Aprobó: RAFAEL ENRIQUE FRAGOZO DIAZ

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 repositorio oficial del Sistema de Gestión Institucional.