



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 1 de 15



Radicado No.: **20251000038201**

Fecha: 12-03-2025

Señores

**ANA ROGELIA MONSALVE ÁLVAREZ**

Representante

**JULIO ROBERTO SALAZAR PERDOMO**

Representante

**LUIS RAMIRO RICARDO BUELVAS**

Representante

**JOSÉ OCTAVIO CARDONA LEÓN**

Representante

**CONGRESO DE LA REPÚBLICA**

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

Ciudad

**Asunto:** Respuesta al traslado parcial del cuestionario anexo a la Proposición No. 36 "Legislatura 2024-2025", de parte de Ecopetrol S.A., recibida mediante el radicado UPME No. 20251110047432.

Respetados Representantes:

Mediante la comunicación con radicado UPME 20251110047432, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) recibió, de parte de Ecopetrol S.A., el traslado parcial del cuestionario anexo a la Proposición No. 36", frente al cual se da respuesta en el marco de las competencias de esta entidad y en los siguientes términos:

**"7. Según la Bolsa de Productos de Colombia, se estima que la demanda de gas del país para 2025 será 5% más de la producción y 17% más para 2026, que nos puede decir"**

En primer lugar, de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2121 de 2023, el objeto de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME es, *"planear en 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."*

F-DE-013 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 2 de 15



Radicado No.: **20251000038201**

Fecha: 12-03-2025

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 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 Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) para el periodo 2023 – 2038<sup>1</sup>, con el objetivo de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y confiabilidad del servicio de gas natural a nivel nacional en cumplimiento de la normatividad vigente en Colombia. En este documento se 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>2</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.

De lo anterior, es importante aclarar que 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 este sentido, es el MME quien a través de acto administrativo adopta el plan de abastecimiento de gas natural, basado en las recomendaciones realizadas en el ETPAGN de la UPME.

Los escenarios propuestos en estos documentos, analizan diferentes alternativas de oferta de gas natural desde fuentes de suministro nacional, incluyendo cantidades asociadas a

<sup>1</sup> <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/plan-abastecimiento-GN.aspx>

<sup>2</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 3 de 15



Radicado No.: 20251000038201

Fecha: 12-03-2025

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, 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.

Ahora, es importante precisar que la oferta de gas natural en Colombia proviene desde finales del año 2016 de fuentes nacionales y de importación. 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 1.** 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)<br>450 GBTUD HASTA 2031/11 | AMPLIACIÓN FASE 2<br>450 GBTUD HASTA 2025/07<br>475 GBTUD ENTRE 2025/08 Y 2031/11 | AMPLIACIÓN FASE 3<br>450 GBTUD HASTA 2025/07<br>475 GBTUD ENTRE 2025/08 Y 2027/07<br>533 GBTUD ENTRE 2027/08 Y 2031/11 |
| IMPORTACIÓN CARTAGENA   | 450 GBTUD (REFERENCIA)<br>A PARTIR DE 2031/12         | 475 GBTUD (REFERENCIA)<br>A PARTIR DE 2031/12                                     | 533 GBTUD (REFERENCIA)<br>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

F-DE-013 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 4 de 15



Radicado No.: **20251000038201**

Fecha: 12-03-2025

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 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:



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

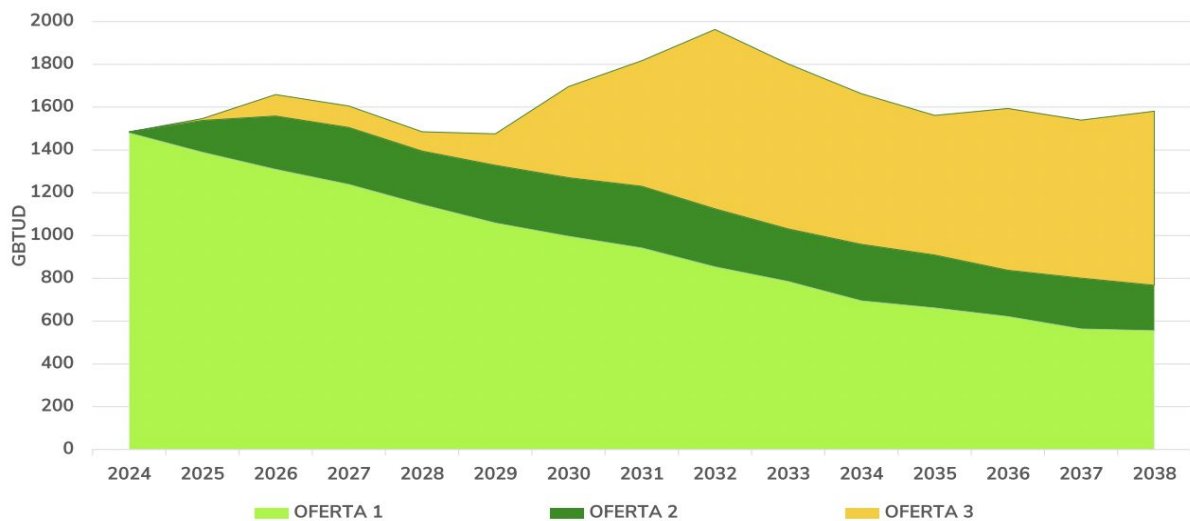
Página 5 de 15



Radicado No.: **20251000038201**

Fecha: 12-03-2025

**Gráfica 1.** 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 2023-2037*<sup>3</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 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-

<sup>3</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 6 de 15



Radicado No.: **20251000038201**

Fecha: 12-03-2025

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 2.** Escenarios de Demanda de Gas Natural a nivel Nacional.



## Unidad de Planeación Minero Energética



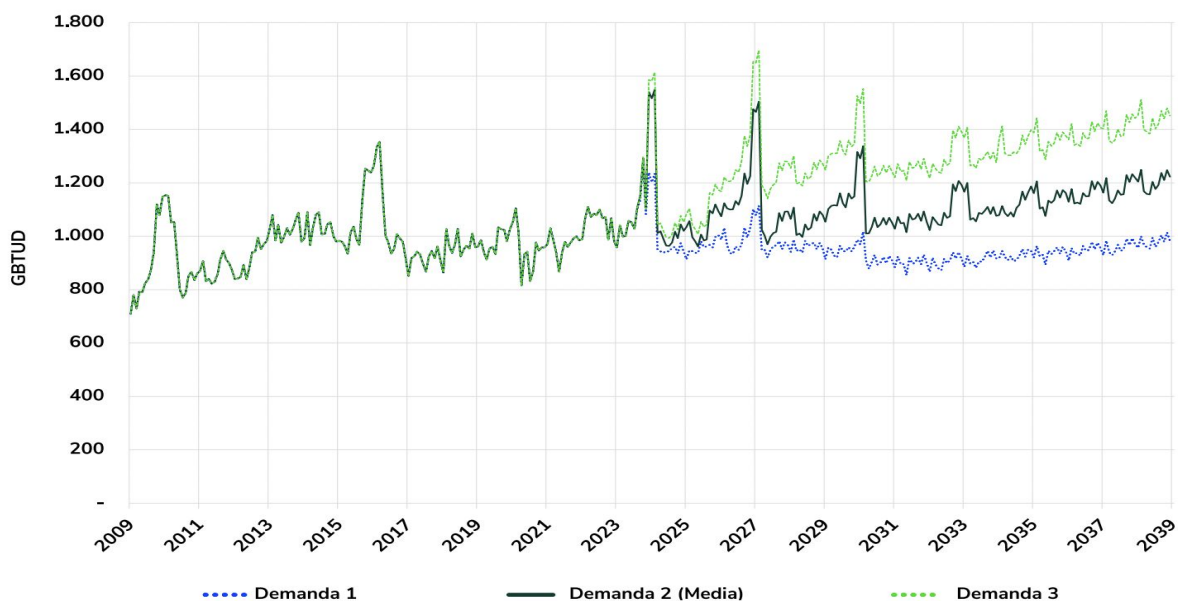
F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 7 de 15



Radicado No.: **20251000038201**

Fecha: 12-03-2025



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





## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 8 de 15



Radicado No.: 20251000038201

Fecha: 12-03-2025

| Escenario de referencia    |   | Residencial  | Industrial y Petroquímico  | Terciario  |
|----------------------------|---|--|--|--|
| Estimación Escenario Medio | Variables Explicativas  | Nivel de cobertura del servicio (SSPD).<br>Población y viviendas ocupadas (DANE).<br>Consumo por usuario (SSPD).<br>Consumo residencial a escala de punto de salida del SNT (SEGAS).             | PIB agregado y sectorial.<br>Consumo de gas natural a escala de punto de salida del SNT.<br>Proyecciones de crecimiento PIB nacional industrial.   | Consumo de gas natural a escala de punto de salida.<br>PIB agregado y sectorial.<br>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.<br>Consumo sector transporte a escala de punto de salida del SNT.<br>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.<br>Demanda agregada de los demás sectores.<br>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.<br>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 refinerías.   | 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 refinerías. |   |

Fuente. ETPAGN 2023-2038.

F-DE-013 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 9 de 15



Radicado No.: **20251000038201**

Fecha: 12-03-2025

Por otra parte, la demanda térmica o termoelectrica, 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 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 3.** Variables modelo UPME pronóstico de demanda gas natural – Sector Termoelectrico.

| 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<br>(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 4.** 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



## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 10 de 15



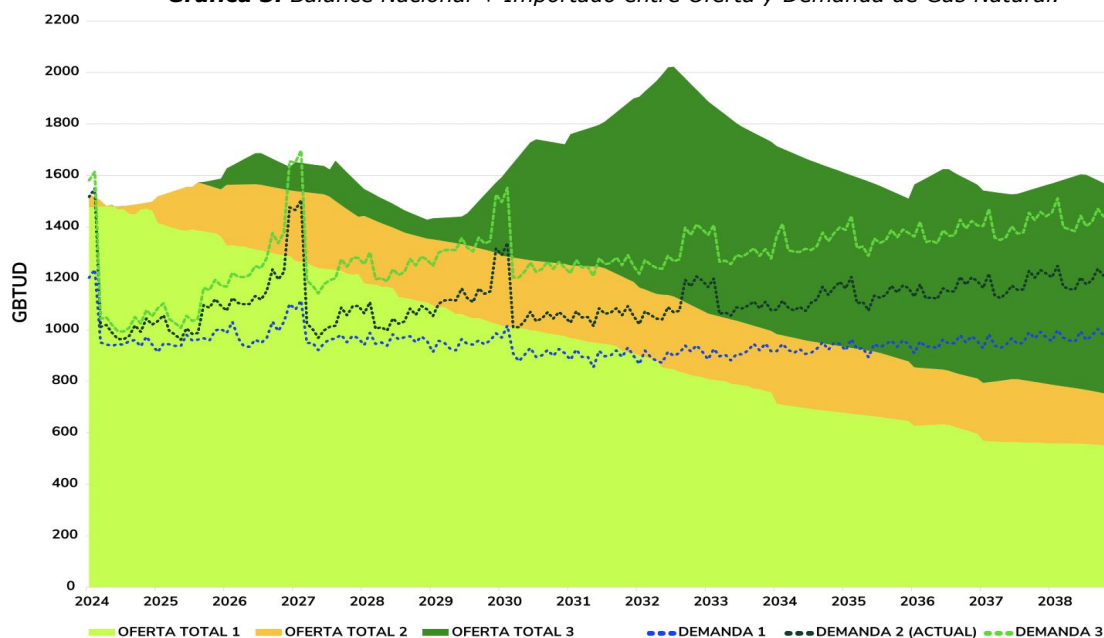
Radicado No.: **20251000038201**

Fecha: 12-03-2025

Con base en los escenarios de oferta y demanda de gas natural, la UPME en el documento complementario del ETPAGN 2023-2038, presenta la comparación de los escenarios 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 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 3.** 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

F-DE-013 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 11 de 15



Radicado No.: **20251000038201**

Fecha: 12-03-2025

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 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.

Finalmente, 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):



## Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

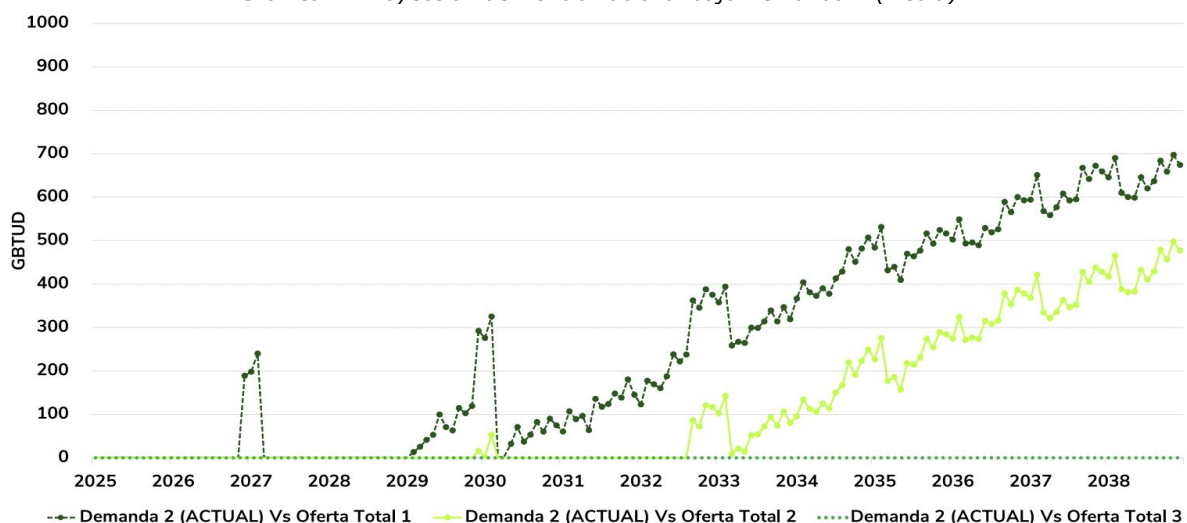
Página 12 de 15



Radicado No.: 20251000038201

Fecha: 12-03-2025

**Gráfica 4.** Proyección de Déficit Nacional bajo Demanda 2 (Media)



**Fuente.** ETPAGN 2023-2038

Los riesgos de desabastecimiento sin el aumento de nueva oferta nacional, así como el aporte de gas importado con las capacidades de referencia proyectadas y su acceso libre a todos los sectores de demanda (cuando las condiciones del mercado lo permitan), persisten durante esta década y se acrecientan progresivamente desde inicios de la próxima. Con esto presente, la oferta adicional requerida puede obtenerse a partir de diversas fuentes según cada escenario propuesto, como la optimización de operaciones de producción y de eficiencia energética, la conexión de campos aislados, el desarrollo de recursos contingentes y prospectivos, y/o el aumento de capacidades y puntos de importación, particularmente para garantizar cantidades constantes de gas que puedan solventar situaciones operativas a nivel de restricciones en el abastecimiento desde las principales fuentes nacionales, como las observadas a lo largo de los últimos dos años.

En consecuencia, ante una potencial coyuntura de desabastecimiento temporal hacia inicios de 2027, así como durante la próxima década, en la medida en que no se amplíe la oferta de gas natural, se podría requerir incluso de más de un nuevo punto de importación. Si bien aún es anticipado establecer ese tipo de medidas, se estima necesario iniciar la toma de decisiones al respecto, debido al tiempo que implica realizar los estudios de ingeniería previos, el proceso para la estructuración de los documentos para la selección del inversionista y los tiempos de construcción de tal infraestructura. Precisamente, el ETPAGN 2023-2038 incorpora la evaluación de alternativas de nueva infraestructura, que permitan asegurar el suministro confiable de este energético hacia las diferentes regiones del país.

F-DE-013 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 13 de 15



Radicado No.: **20251000038201**

Fecha: 12-03-2025

Al respecto y ante las necesidades de suministro y transporte observadas, el ETPAGN recomendó específicamente la adopción de seis (6) nuevos proyectos de infraestructura, incluyendo dos puntos de importación ubicados en La Guajira y en Buenaventura, adicionales a la infraestructura existente en Cartagena, así como la ejecución de los seis (6) proyectos IPATS adoptados previamente a través de la Resolución MME 40304 de 2020 y la implementación de otros doce (12) proyectos para resolver necesidades de infraestructura identificadas sobre la red nacional existente de suministro (1) y transporte (11). Para mayor detalle se puede consultar el siguiente enlace:

[https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones\\_Anexos/Acciones\\_recomendadas\\_ETPAGN\\_2023\\_2038.pdf](https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_Anexos/Acciones_recomendadas_ETPAGN_2023_2038.pdf).

### **"10. Cuántos millones de toneladas métricas de gas se proyecta importar en 2025"**

Como se mencionó en respuesta a la pregunta anterior, en cumplimiento de los Decretos 2345 de 2015, 1073 de 2015 y 2121 de 2023, así como la Resolución 40052 de 2016 del 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 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 el marco del ETPAGN y su documento complementario, en materia de importación y teniendo en cuenta las necesidades de suministro y transporte de gas observadas en los estudios realizados, la UPME a pesar de recomendar la priorización del desarrollo del potencial de oferta nacional, resalta también la necesidad estratégica de ampliar y diversificar la conectividad entre el interior del país con la costa atlántica y plantea la necesidad de brindar señales y medidas normativas y de política pública que fortalezcan la aceleración de las inversiones para conectar los campos a las instalaciones de tratamiento y sistemas de transporte, así como de iniciativas privadas de importación vía regasificación de gas natural licuado - GNL y conexión con sistemas internacionales, o la reconversión y expansión de la infraestructura de transporte de hidrocarburos existente.

De esta manera, con el fin de suministrar la oferta adicional requerida para solventar situaciones operativas a nivel de restricciones en el abastecimiento y confiabilidad en el corto y mediano plazo, los resultados del ETPAGN 2023-2038 presentados, ratifican la pertinencia y necesidad de la ampliación y diversificación de los puntos de importación identificados en los análisis, incluyendo el existente en la ciudad de Cartagena y la construcción de infraestructura en dos puntos adicionales, ubicados en Buenaventura y La Guajira con conexión al SNT.

F-DE-013 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 14 de 15



Radicado No.: **20251000038201**

Fecha: 12-03-2025

Estas recomendaciones fueron consideradas por el MME en la Resolución 40031 de 2025 mediante la cual se adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032, a través de los proyectos adoptados: vi) Infraestructura de almacenamiento y regasificación de GNL en La Guajira con conexión al SNT y vii) Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.<sup>4</sup>

**Tabla 5.** *Proyectos de infraestructura de importación Recomendados ETPAGN 2023-2038*

| ROYECTO RECOMENDADO  | CAPACIDAD  | FPO sugerida  | BENEFICIARIOS*    | BENEFICIO ESTIMADO (MUSD) | MENOR COSTO INDICATIVO (MUSD) | ACCIONES En función de resultados del Escenario Recomendaciones  |
|--|--|---|-------------------|---------------------------|-------------------------------|--|
| Infraestructura de importación de gas del Pacífico (IIGP)<br>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 | TOTALIDAD DEL SNT | 30764,82                  | 925                           | ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad.<br><br>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. |
| Infraestructura de importación de gas en Guajira (IIGG) con conexión al SNT.   | 250 MPCD de regasificación, 120000 m3 de almacenamiento de GNL   | 58 meses a partir de la selección del inversionista | TOTALIDAD DEL SNT | 6666,50                   | 451                           | ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad.<br><br>Se recomienda definir fecha de entrada parcial o total anticipada a la mayor brevedad posible según los tiempos requeridos para la ejecución de las obras. FPO considerada en análisis de simulación 1T 2026  |

**Fuente:** UPME

Adicionalmente, es de resaltar que actualmente se cuenta con un punto de importación en Cartagena con conexión al SNT Costa Atlántica, en el cual ya existe una infraestructura de importación y regasificación correspondiente a la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC LNG), con una capacidad de importación de 400 MPCD para 2025. Por lo anterior, se procedió a

<sup>4</sup> MME, Resolución 40031 de 2025.

[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_minminas\\_40031\\_2025.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40031_2025.htm)

F-DE-013 V.3

15/07/2024





## Unidad de Planeación Minero Energética



F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 15 de 15



Radicado No.: **20251000038201**

Fecha: 12-03-2025

dar traslado a la pregunta "¿Cuántos millones de toneladas métricas de gas se proyecta importar en 2025?" a la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC LNG) para lo de su competencia, mediante radicado UPME 20251000036501 del 03 de marzo de 2025.

Además, existen diferentes proyectos de importación de GNL, los cuales pueden contribuir a mitigar el riesgo de la pérdida de autosuficiencia que se está evidenciando en el mediano plazo, que son de iniciativa privada y se encuentran ubicados principalmente en la costa caribe del país, situación que ratifica la necesidad de contar con una capacidad adicional de transporte que permita llevar estas expectativas de producción de gas desde la costa al interior. De acuerdo con las recomendaciones de la UPME, se esperaría contar con una capacidad de importación de gas de 250 MPCD para el primer trimestre de 2026 (Infraestructura de importación de gas en Guajira - IIGG), y de 400 MPCD para el primer trimestre de 2030 (Infraestructura de importación de gas del Pacífico - IIGP), como se indicó en la tabla 5.

Atentamente,

Carlos Adrián Correa Flórez  
Director General  
Dirección General

Elaboró: LEIDY BRIGITH VERA RUNCERIA

Revisó: ADRIANA CRISTINA BARRERA CASTRO, Carlos Adrián Correa Flórez, JUAN CAMILO SÁNCHEZ SALAZAR, MARIA PAULA TORRES MARULANDA, YENNY CAROLINA BARRERA RODRÍGUEZ, MAURICIO ANDRES PALMA OROZCO, JOHANA CAROLINA BASTIDAS BURGOS

Aprobó: Carlos Adrián Correa Flórez

F-DE-013 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.