



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 1 de 28



Radicado No.: **20251000040561**

Fecha: 15-03-2025

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

Ciudad

Asunto: Respuesta al traslado parcial del cuestionario anexo a la Proposición No. 036, de parte del Ministerio de Minas y Energía, relacionado con la "*situación del gas en el país*", recibida mediante el radicado UPME 20251110051362.

Respetados Representantes:

Mediante la comunicación con radicado UPME 20251110051362, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) recibió de parte del Ministerio de Minas y Energía, el traslado parcial del cuestionario anexo a la Proposición No. 036, relacionado con la "*situación del gas en el país*", frente al cual se da respuesta en el marco de las competencias de esta entidad y en los siguientes términos:

Cuestionario H.R Ana Rogelia Monsalve Álvarez

"4. ¿Cuál es el balance exacto entre producción nacional de gas y consumo interno en 2024, incluyendo volumen total producido (en GBTU) y porcentaje de importación?, desagregar en demanda esencial y demanda industrial."

Esta pregunta no es competencia de la UPME. Por tal motivo, se dio traslado de esta pregunta a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), para lo de su competencia en lo relacionado con "*consumo interno en 2024*", mediante radicado UPME 20251000036721 del 10 de marzo de 2025, toda vez que según el artículo 6 del Decreto 1369 de 2020, la SSPD tiene entre sus funciones "*Administrar, mantener y operar el Sistema Único de Información SUI, que se surtirá de la información proveniente de los prestadores de servicios públicos sujetos a su control, inspección y vigilancia (...)*".

Adicionalmente, también es competencia del Gestor del Mercado de Gas Natural, "en lo relacionado con "*producción nacional de gas*", toda vez que, conforme lo establecido en el Artículo 30 de la Resolución CREG 76 de 2019, el Gestor del Mercado de Gas Natural tiene a su cargo "*Centralizar la información transaccional y operativa del Mercado Mayorista de gas natural en los términos establecidos en esta resolución y en la regulación vigente al momento de inicio del proceso de selección de que trata la Resolución CREG 055 de 2019 o aquella que la modifique, adicione o*

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 28



Radicado No.: **20251000040561**

Fecha: 15-03-2025

sustituya, (...)"'. Por tal motivo, se procedió a trasladar esta pregunta también al Gestor del Mercado de Gas Natural para lo de su competencia, mediante radicado UPME 20251000036711 del 10 de marzo de 2025

"5. ¿Cuáles son las proyecciones entre producción nacional de gas y consumo interno en 2025, 2026 y 2027, incluyendo volumen total producido (en GBTU) y porcentaje de importación?, desagregar en demanda esencial y demanda industrial. (...)

11. Con base en la proyección oficial de demanda de gas natural en Colombia para los años 2025, 2026, 2027, 2028, 2029, 2030, ¿existen fuentes suficientes para atender el 100% de la demanda proyectada? En caso contrario, favor especificar:

- a. Déficit anual estimado en términos de volumen (Gbtud) hasta 2030.**
- b. Principales causas del déficit (reducción de producción, vencimiento de contratos, infraestructura, etc.).**
- c. Alternativas previstas para mitigar la escasez y su impacto en los usuarios residenciales, industriales y comerciales.**

15. Según sus proyecciones para 2025, 2026 y 2027, ¿cuál es la estimación del déficit de gas firme en Colombia? Favor desagregar por año y especificar el impacto en términos de GBTUD, indicando las variables que influyen en esta proyección, como producción nacional, vencimiento de contratos, capacidad de importación y demanda proyectada."

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 – 2038¹, 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.

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



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 3 de 28



Radicado No.: **20251000040561**

Fecha: 15-03-2025

En la misma línea, mediante circular 008 de 2025, la UPME publicó el pasado 31 de enero de 2025 el documento complementario al ETPAGN 2023-2038², 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 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:

² 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 4 de 28



Radicado No.: 20251000040561

Fecha: 15-03-2025

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) 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 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

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 28



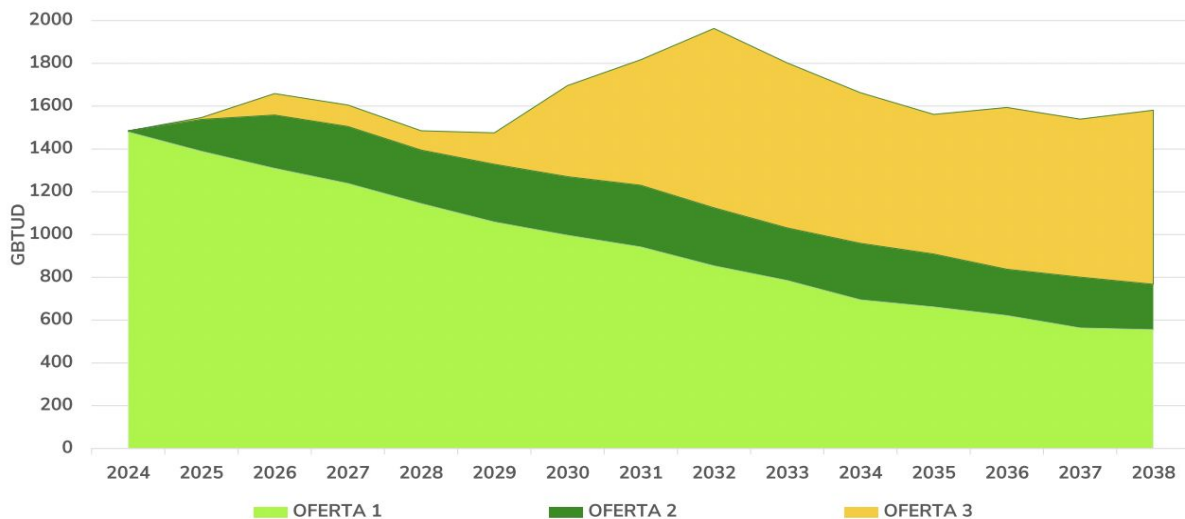
Radicado No.: **20251000040561**

Fecha: 15-03-2025

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 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*"³ 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.

³ https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/UPME_Proyeccion_demanda_2023-2037_VF2.pdf



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



Unidad de Planeación Minero Energética



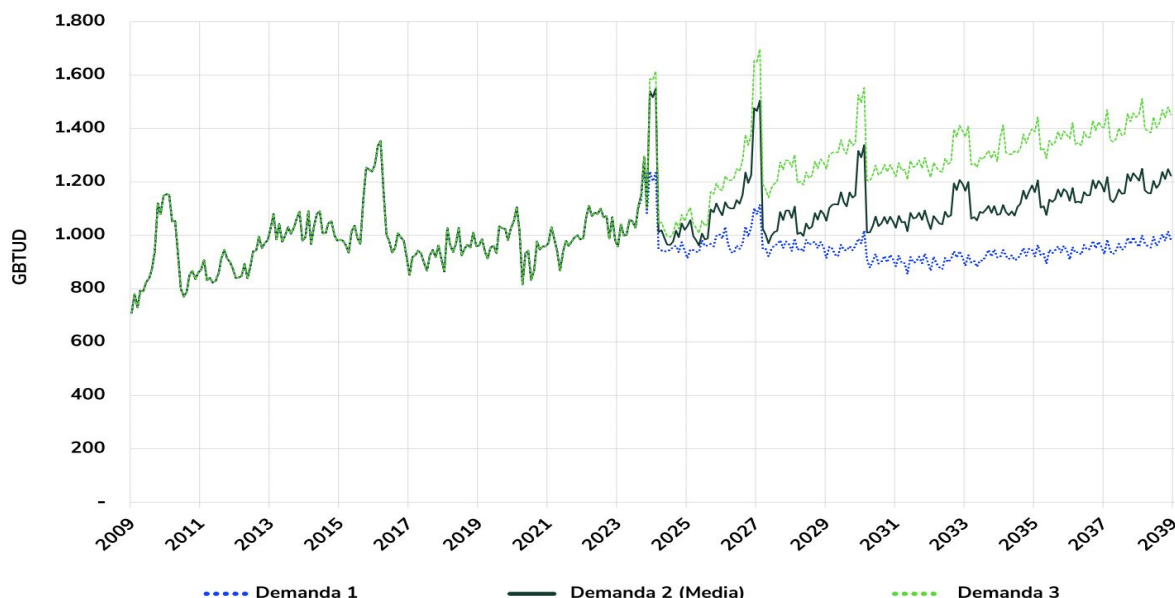
F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 7 de 28



Radicado No.: 20251000040561

Fecha: 15-03-2025



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 28



Radicado No.: 20251000040561

Fecha: 15-03-2025

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 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.

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

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 28



Radicado No.: 20251000040561

Fecha: 15-03-2025

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 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 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

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 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

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 10 de 28



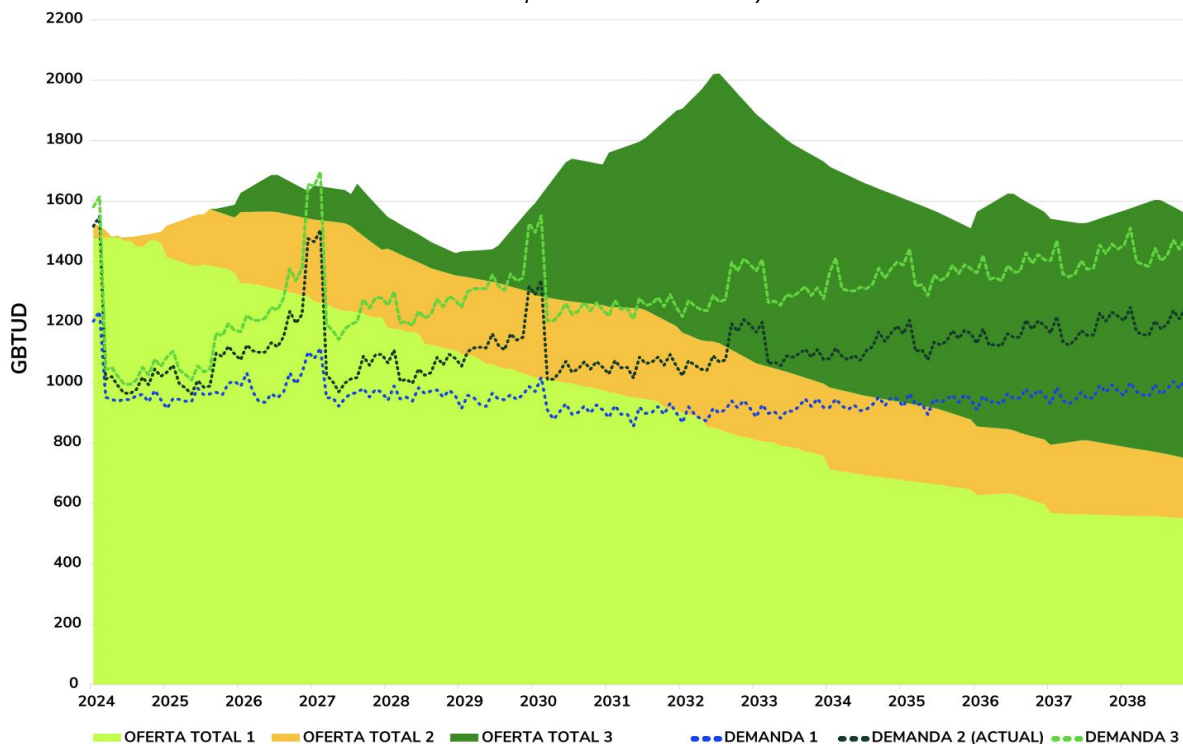
Radicado No.: **20251000040561**

Fecha: 15-03-2025

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 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 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 11 de 28



Radicado No.: **20251000040561**

Fecha: 15-03-2025

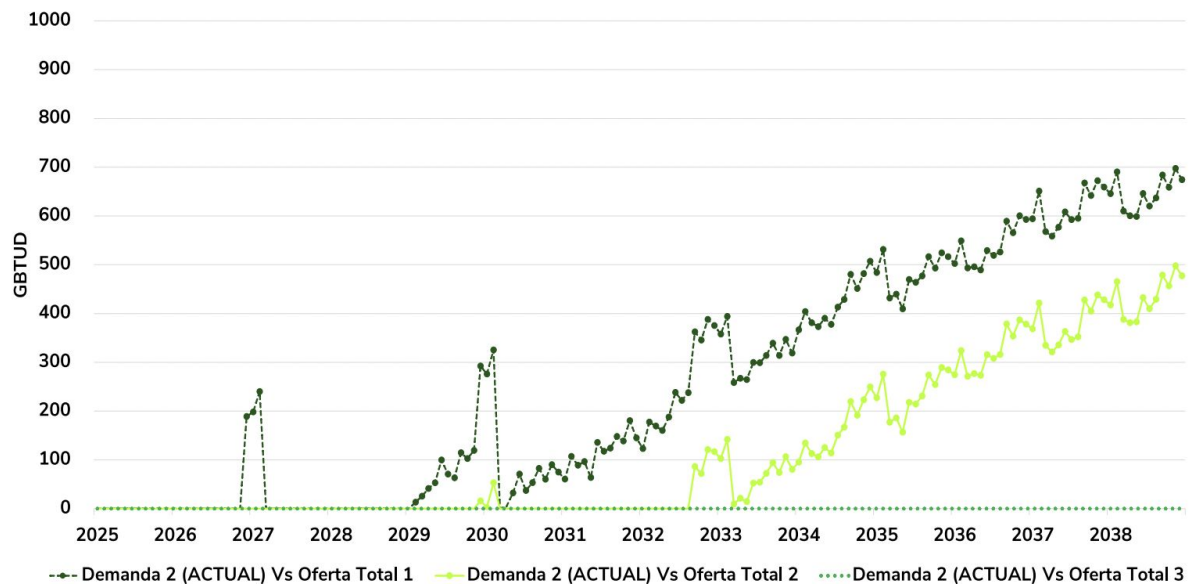
GBTUD. De igual forma, se proyecta un déficit creciente de gas natural a partir del primer trimestre de 2029 a medida que aumenta la declinación de los campos productores actuales.

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.

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):

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

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 12 de 28



Radicado No.: **20251000040561**

Fecha: 15-03-2025

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.

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.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el marco del ETPAGN 2023-2038 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.

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.⁴

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

⁴ MME, Resolución 40031 de 2025. Disponible para consulta:
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40031_2025.htm



Unidad de Planeación Minero Energética

F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 13 de 28



Radicado No.: 20251000040561

Fecha: 15-03-2025

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) 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. 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. 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

"13. ¿Cuál ha sido la evolución del precio de la molécula de gas natural en Colombia en los últimos 10 años? Favor desagregar la información por año, diferenciando precios de gas nacional e importado, e incluyendo los factores que han influido en su variación.

Esta pregunta no es competencia de la UPME, sino del Gestor del Mercado de Gas Natural, quien conforme a lo establecido en el Artículo 30 de la Resolución CREG 76 de 2019, tiene a su cargo "Centralizar la información transaccional y operativa del Mercado Mayorista de gas natural en los términos establecidos en esta resolución y en la regulación vigente al momento de inicio del proceso de selección de que trata la Resolución CREG 055 de 2019 o aquella que la modifique, adicione o sustituya, (...)". Por tal motivo, se realizó traslado al Gestor del Mercado de Gas Natural, mediante radicado UPME 20251110051362 del 12 de marzo de 2025.

14. ¿Cuál es la proyección de la evolución del precio de la molécula de gas natural en Colombia 2025, 2026, 2027? Favor desagregar la información por año, diferenciando precios de gas nacional e importado, e incluyendo los factores que han influido en su variación."

Considerando que el Gestor del Mercado de Gas Natural podría tener información relacionada con la evolución del precio de la molécula de gas natural en Colombia para 2025, 2026 y 2027, como

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 28



Radicado No.: **20251000040561**

Fecha: 15-03-2025

entidad encargada de centralizar la información transaccional y operativa del Mercado Mayorista de gas natural, se realizó el traslado de esta pregunta mediante radicado UPME 20251110051362 del 12 de marzo de 2025.

Sin perjuicio de lo anterior, y en el marco de lo establecido en el artículo 17 del Decreto 2121 de 2023, la Subdirección de Hidrocarburos de la UPME tienen entre sus funciones "*Estimar los precios de los combustibles líquidos, gas combustible y biocombustibles para los análisis de prospectiva y toma de decisiones de inversión*". En este contexto, el pasado mes de noviembre de 2023 la UPME publicó el documento "*Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica*"⁵, que incluye la estimación del precio de gas natural colombiano con proyección hasta el 2050.

Para la estimación del precio del gas natural colombiano, se determinó un precio para el gas natural importado, el cual afecta de manera directa los precios nacionales, y su impacto depende del peso que tengan las importaciones sobre la oferta nacional.

El cálculo se realizó a partir del precio Free On Board – FOB – del Gas Natural Licuado – GNL – en la Costa del Golfo de Estados Unidos, adicionado por el costo de transporte y de regasificación, hasta puerto colombiano. Para determinar el precio de GNL importado en Colombia se utilizó el promedio diario de los precios FOB Costa del Golfo de Estados Unidos para los mercados de Brasil, Argentina y Chile, a los cuales se aplicó las tasas de crecimiento del pronóstico de largo plazo de los precios de la referencia Asia Oil Indexed Contract. Cabe resaltar que dentro del análisis se excluye el uso del Henry Hub como driver de la estimación, debido al alto costo que este marcador tiene, además de no considerar la cadena de valor de GNL que lo hace inviable para Suramérica. Para el corto plazo se tomó la información de los pronósticos del precio de Title Transfer Facility -TTF- Europa.

Para realizar la estimación de los precios nacionales se tomaron las tasas de crecimiento de cada escenario, y se aplicaron a los precios de las distintas fuentes de producción. Los resultados permiten observar una tendencia decreciente en el precio del gas en el periodo 2024 a 2029, que eventualmente puede conducir el precio del gas importado a mediados del 2030 a niveles de US\$10/MBTU en constantes de 2022.

Gráfica 5. Evolución de precios del mercado de GNL

⁵ https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Proyeccion_precios_energeticos_I_semestre_2023_vf.pdf



Unidad de Planeación Minero Energética

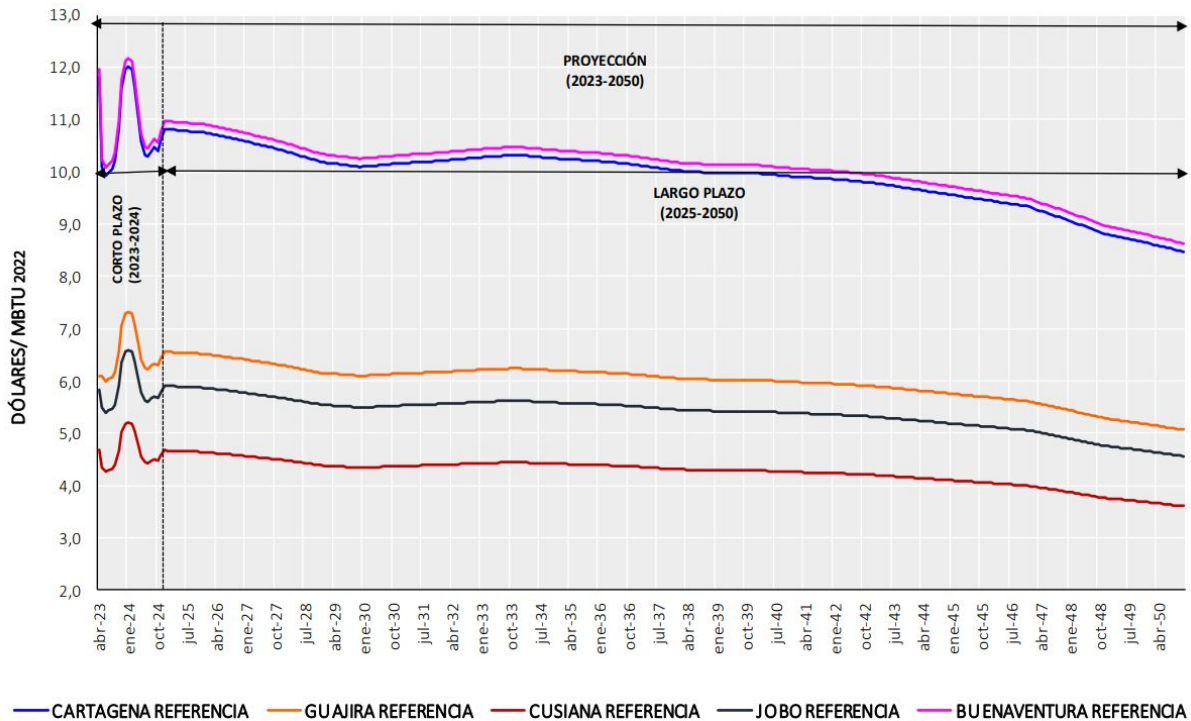
F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 15 de 28



Radicado No.: 20251000040561

Fecha: 15-03-2025



Fuente. Elaboración UPME con datos del Gestor del Mercado, Wood Mackenzie y Argus Media

Es de resaltar que la UPME actualmente se encuentra elaborando la actualización de la “Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica”, que se espera sea publicada en el primer semestre de 2025.

Cuestionario H.R Julio Roberto Salazar Perdomo

“9. ¿Qué medidas está tomando el Ministerio para mejorar la infraestructura de transporte y distribución de gas en las regiones más alejadas y afectadas por la crisis de abastecimiento?”

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. Es importante resaltar nuevamente 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 resolverse mediante la implementación de los proyectos.**

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 16 de 28



Radicado No.: **20251000040561**

Fecha: 15-03-2025

En este sentido, y con el objetivo de dar cumplimiento a los lineamientos previstos en el literal i) del artículo 1 de la Resolución MME 40052 de 2016, que dispone que el estudio técnico a elaborar por la UPME debe contener como mínimo: "i) Descripción de los proyectos recomendados a ser incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.(...) ii) Identificación de los beneficiarios de cada proyecto iii) Análisis de costo-beneficio que soportan las recomendaciones mencionadas.(...)", a continuación y desde el marco de las competencias de esta Unidad, se presenta la actualización de información de los proyectos descritos en a lo largo del ETPAGN 2023- 2038, para que sean considerados por parte del MME para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, de acuerdo con los análisis realizados en el documento complementario al ETPAGN 2023-2038.

● **Proyectos recomendados para ser adoptados por el MME, compilando aquellos recomendados dentro del ETPAGN 2023-2038 y los identificados con su actualización.**

En la siguiente tabla se listan los proyectos de infraestructura de suministro y transporte recomendados por la UPME para ser adoptados por el MME, incluyendo los relacionados con infraestructura de importación. Se advierte que para algunos proyectos, si bien se sugiere un periodo de fecha de puesta en operación de 58 meses a partir de la selección de inversionista y/o aceptación irrevocable del transportador incumbente, este tiempo puede diferir del requerido por los inversionistas y/o transportadores incumbentes para el desarrollo y ejecución de las actividades correspondientes a licencias, permisos, diseños y ejecución de obras, entre otros, para su entrada total en operación. En este punto, se exalta la importancia de habilitar mecanismos establecidos en la normatividad para la entrada en operación parcial o fecha anticipada de entrada de operación según lo dispuesto en la Resolución CREG 102 008 de 2022 y sus modificaciones, para todos aquellos proyectos que presentan requerimientos particulares por condiciones de seguridad de abastecimiento y confiabilidad nacional.

Tabla 6. Proyectos Recomendados ETPAGN 2023-2038

ROYECTO RECOMENDADO	CAPACIDAD	FPO sugerida	BENEFICIARIOS *	BENEFICIO O ESTIMADO (MUSD)	MENOR COSTO INDICATIVO (MUSD)	ACCIONES En función de resultados del Escenario Recomendaciones
Gasoducto para conectar VIM - Interior en Magdalena Medio a través de la Conexión Jobo-Vasconia.	No inferior a 400 MPCD	4T 2027 (100 MPCD) 1T 2030 (400 MPCD)	TOTALIDAD DEL SNT	8396	957	ADOPTAR 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.
Gasoducto para conectar Bogotá al SNT Magdalena Medio (en tramo Mariquita /	No inferior a 215 MPCD	1T 2030	BOGOTÁ	14688,09	236	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad

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 17 de 28



Radicado No.: **20251000040561**

Fecha: 15-03-2025

ROYECTO RECOMENDADO	CAPACIDAD	FPO sugerida	BENEFICIARIOS *	BENEFICIO ESTIMADO (MUSD)	MENOR COSTO INDICATIVO (MUSD)	ACCIONES En función de resultados del Escenario Recomendaciones
Vasconia).						
Gasoducto para conectar Cúcuta al SNT Magdalena Medio (desde sección Aguachica / San Alberto)	No inferior a 8 MPCD	1T 2030	CÚCUTA	379,72	112	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad
Infraestructura de importación de gas del Pacífico (IIGP) 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 o 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. 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 o de GNL	58 meses a partir de la selección del inversionista	TOTALIDAD DEL SNT	6666,50	451	ADOPTAR Por abastecimiento y confiabilidad. 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
Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - Mariquita	No inferior a 192 MPCD	58 meses a partir de selección de inversionista	TOTALIDAD DEL SNT	5617,68	1,95	ADOPTAR Necesario por abastecimiento y confiabilidad.

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 18 de 28



Radicado No.: **20251000040561**

Fecha: 15-03-2025

ROYECTO RECOMENDACION O	CAPACIDAD	FPO sugerida	BENEFICIARIOS *	BENEFICIO O ESTIMADO (MUSD)	MENOR COSTO INDICATIVO O (MUSD)	ACCIONES En función de resultados del Escenario Recomendaciones
(Ampliación de capacidad hacia Vasconia)		de IIGP.				Requiere articulación con IPAT adoptado Bidireccional Yumbo- Mariquita
Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - La Belleza (Ampliación de capacidad hacia La Belleza).	No inferior a 200 MPCD.	1T 2030	TRAMOS: VASCONIA - LA BELLEZA, LA BELLEZA - COGUA, COGUA - SABANA, GBS_I - GBS_F, EL PORVENIR - LA BELLEZA, CUSIANA - EL PORVENIR, AGUAZUL - YOPAL, YOPAL - FLOREÑA, YOPAL - MORICHAL, CUSIANA - APIAY, APIAY - OCOA, APIAY - CENTAUROS, APIAY - USME, CENTAUROS - GRANADA	10548,50	0,62	ADOPTAR Necesario por abastecimiento y confiabilidad
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	TRAMOS: EL PORVENIR - LA BELLEZA, CUSIANA - EL PORVENIR, GBS_I - GBS_F, AGUAZUL - YOPAL, YOPAL - FLOREÑA, YOPAL - MORICHAL, CUSIANA - APIAY, APIAY - OCOA, APIAY - CENTAUROS, APIAY - USME, CENTAUROS - GRANADA	11209,40	4	ADOPTAR Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Se debe realizar seguimiento a la oferta y demanda de la región Central.
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 transportador	TRAMOS: AGUAZUL-YOPAL, YOPAL-FLOREÑA, YOPAL-MORICHAL	4954,97	18,17	ADOPTAR Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Se debe realizar seguimiento a oferta y demanda alrededor de nodo Yopal. Se

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 19 de 28



Radicado No.: **20251000040561**

Fecha: 15-03-2025

ROYECTO RECOMENDADO	CAPACIDAD	FPO sugerida	BENEFICIARIOS *	BENEFICIO O ESTIMADO (MUSD)	MENOR COSTO INDICATIVO O (MUSD)	ACCIONES En función de resultados del Escenario Recomendaciones
		incumbente.				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
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 transportador incumbente.	TRAMO CENTAUROS - GRANADA	111,07	21,1	ADOPTAR 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
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.	TRAMOS: GUALANDAY - NEIVA, NEIVA - HOBO, CHICORAL - FLANDES, FLANDES - RICAURTE, FLANDES - GUANDÓ, GUANDO - FUSAGASUGA	1630,07	16,14	ADOPTAR Necesario por abastecimiento y confiabilidad, 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.
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	TRAMO GUANDO - FUSAGASUGA	132,59	13,58	ADOPTAR Necesario por abastecimiento y confiabilidad. Se recomienda definir

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 20 de 28



Radicado No.: 20251000040561

Fecha: 15-03-2025

ROYECTO RECOMENDADO	CAPACIDAD	FPO sugerida	BENEFICIARIOS *	BENEFICIO ESTIMADO (MUSD)	MENOR COSTO INDICATIVO (MUSD)	ACCIONES En función de resultados del Escenario Recomendaciones
		aceptación irrevocable transportador incumbente.				fecha de entrada parcial o total anticipada a la mayor brevedad posible según tiempos requeridos para ejecución de las obras
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 transportador incumbente.	TRAMOS RAMALES AISLADOS	1957,98	22,66	ADOPTAR 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. 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: UPME, ETPAGN 2023 - 2038

● Proyectos de infraestructura en seguimiento

El siguiente grupo de proyectos analizados por la UPME, por sus características particulares, se mantienen en revisión o seguimiento dentro del ejercicio de planeación continua de la entidad, incluyendo el punto de importación en Cartagena con conexión al SNT, los proyectos asociados a la adopción y entrada en operación de otra infraestructura aún no adoptada, cuyos requerimientos no se evidencian necesarios en el corto plazo, y proyectos que requieren de información adicional de parte de los agentes productores para estimar con mayor precisión los beneficios y costos asociados.

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 21 de 28



Radicado No.: **20251000040561**

Fecha: 15-03-2025

Respecto al punto de importación en Cartagena con conexión al SNT Costa Atlántica, es importante resaltar que en esta región ya existe una infraestructura de importación y regasificación correspondiente a la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC LNG). Esta infraestructura, bajo el escenario de recomendaciones simulado, genera una solución inmediata aportando cantidades de gas natural al mercado; específicamente, permitiría contar con una oferta total de 533 GBTUD a partir del cuarto trimestre del año 2031 una vez finalicen los compromisos establecidos para el cumplimiento de OEF. No obstante, con el fin de incluir dicha oferta, se prevé que mediante una armonización regulatoria se pueda permitir la comercialización del gas a los diferentes sectores, y de esta forma agilizar la entrada de la capacidad proyectada por el operador.

La siguiente tabla presenta la información considerada para el punto de importación en Cartagena:

Tabla 7. Necesidad Identificada sobre Punto de Importación en Cartagena

NECESIDAD IDENTIFICADA	CAPACIDAD	FPO sugerida	NODOS BENEFICIARIOS	BENEFICIO ESTIMADO (MUSD)	MENOR COSTO INDICATIVO (MUSD)	OBSERVACIONES En función del resultado del Escenario Recomendaciones
Infraestructura de importación en Cartagena con conexión al SNT	75 MPCD - Fase 1	3T 2025 - Fase 1	TOTALIDAD DEL SNT	14188,31	19,63*	Necesario por abastecimiento y confiabilidad.
	133 MPCD - Fase 2	3T 2027 - Fase 2				Capacidades abiertas a todos los sectores de consumo.
	533 MPCD - Fase 3	4T 2031 - Fase 3				Requiere armonización para comercialización de excedentes de GNI.

Fuente: UPME, ETPAGN 2023 - 2038

Por otra parte, en la siguiente tabla se muestra la información relacionada con los proyectos identificados que se encuentran en etapa de seguimiento para su posterior recomendación.

Tabla 8. Proyectos de Infraestructura de Gas Natural en seguimiento.

PROYECTO	CAPACIDAD	FPO sugerida	NODOS BENEFICIARIOS	BENEFICIO ESTIMADO (MUSD)	OBSERVACIONES En función del resultado del Escenario Recomendaciones
Bidireccionalidad en el tramo Cartagena - Sincelejo (Ampliación de capacidad hacia Sincelejo).	No inferior a 180 MPCD	1T 2034	TOTALIDAD DEL SNT	7489,46	Realizar seguimiento a oferta y demanda anual para establecer FPO con mayor precisión. En articulación con Conexión VIM Interior
Bidireccionalidad en el tramo Sincelejo - Jobo (Ampliación de capacidad hacia Jobo).	No inferior a 180 MPCD	1T 2034	TOTALIDAD DEL SNT	4143,17	Realizar seguimiento a oferta y demanda anual para establecer FPO con mayor precisión. En articulación con Conexión VIM Interior

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 22 de 28



Radicado No.: 20251000040561

Fecha: 15-03-2025

PROYECTO	CAPACIDAD	FPO sugerida	NODOS BENEFICIARIOS	BENEFICIO ESTIMADO (MUSD)	OBSERVACIONES En función del resultado del Escenario Recomendaciones
Bidireccionalidad en el tramo La Creciente - Sincelejo	No inferior a 0 MPCD	1T 2034	TRAMO LA CRECIENTE - SINCELEJO	291,46	Realizar seguimiento a oferta de campos productores locales para establecer FPO.
Conexión en tierra de proyectos OFFSHORE a SNT. (Clúster Caribe Sur). Ley 2128 de 2021.	400 MPCD	Por establecer para cada proyecto	TOTALIDAD DEL SNT	Por establecer para cada proyecto	Articular con agentes operadores de proyectos de producción offshore del Clúster Caribe Sur para establecer la ubicación específica de las conexiones en tierra, capacidades operativas y FPO según características técnicas y cronogramas requeridos.

Fuente: UPME, ETPAGN 2023 - 2038

Adicionalmente, en el marco de las competencias de esta entidad, a través de la actualización del ETPAGN 2023-2038, la UPME propuso diferentes medidas que fueron expuestas como acciones a desarrollar por los diferentes actores institucionales que participan en la definición de lineamientos y políticas públicas de acuerdo con las competencias establecidas en la normatividad, a fin de fortalecer el desarrollo de la infraestructura de transporte de gas, a saber:

- Aprobación de cargos de proyectos ya adoptados: Al ser necesaria la entrada de infraestructura en los tiempos y características descritos, se requiere de la oficialización de los flujos de ingresos y los gastos de AOM de los proyectos ya adoptados por parte de la CREG.
- Adopción de nuevos proyectos: se requiere la adopción prioritaria por parte del MME de los proyectos recomendados en el ETPAGN 2023-2038, en aras de percibir el efecto final esperado en términos de confiabilidad y abastecimiento del servicio de gas natural.
- Seguimiento a oferta y demanda regionales: Por parte de la UPME se adelantará la actualización periódica de los escenarios planteados en el estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural de acuerdo con la disponibilidad de nueva información presentada por los agentes productores y comercializadores al MME, la ANH y la UPME, en articulación con los lineamientos normativos de política pública y regulatorios que se deriven de las acciones recomendadas sobre la proyección de oferta y demanda de gas natural y el desarrollo de infraestructura propuesto.
- Modificaciones regulatorias Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico - IIGP: 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.
- Metodología de remuneración: Teniendo en cuenta que en el ETPAGN 2023-2038 se recomiendan diversas alternativas de importación y en línea con el desarrollo regulatorio

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 23 de 28



Radicado No.: 20251000040561

Fecha: 15-03-2025

realizado por la CREG para la IIGP, es necesario que la Comisión armonice la regulación actual con el fin de contar con una metodología transversal para que los diferentes puntos de importación planteados puedan ser adjudicados a través de mecanismos centralizados o adelantados mediante iniciativas privadas.

- Competencia de alternativas para el desarrollo de procesos de selección: En línea con lo anterior, se requiere una articulación entre la CREG y la UPME con el fin de desarrollar herramientas regulatorias que permitan a la UPME aplicar los mecanismos abiertos y competitivos de que trata el parágrafo del artículo 2.2.2.2.29 del Decreto 1073 de 2015, atendiendo las nuevas realidades y características de los proyectos identificados.

Las anteriores, pueden consultarse con mayor detalle en el siguiente enlace:

https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_Anejos/Acciones_recomendadas_ETPAGN_2023_2038.pdf.

Resulta pertinente mencionar que en el tercer trimestre de 2024, la UPME en cumplimiento de la Resolución CREG 102-008 de 2021, seleccionó por medio de convocatoria el auditor para los siguientes proyectos:

Tabla 9. Proyectos en desarrollo de transporte de gas

PROYECTO ADOPTADO	CAPACIDAD	FECHA ACEPTACIÓN IRREVOCABLE	FPO ESTIMADA	TRANSPORTADOR	AUDITORÍA
Interconexión de tramos Barranquilla - Ballena y Ballena - Barrancabermeja	170 MPCD en ambos sentidos	17 de julio de 2024	Julio 2027	PROMIGAS	Delvasto & Echeverría Asociados
Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena	100 MPCD en Ballena	17 de julio de 2024	En operación	TGI	Delvasto & Echeverría Asociados FINALIZADA
Bidireccionalidad Barranquilla - Ballena	170 MPCD en Ballena	06 de agosto de 2024	Agosto 2027	PROMIGAS	Consorcio HNA-EIATEC
Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday	20 MPCD en Gualanday	16 de julio de 2024	Octubre 2025	TGI	Delvasto & Echeverría Asociados
Ampliación de capacidad Ramal Jamundí hacia Popayán	3 MPCD en Popayán	17 de julio de 2024	Octubre 2025	TGI	Delvasto & Echeverría Asociados
Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita	250 MPCD en Mariquita	NA	58 meses a partir de selección de inversionista de IIGP.	TGI	NA

Fuente. Elaboración propia UPME

Estos proyectos, a corte de febrero de 2025, se encuentran en el estado que se expone a continuación:

Gráfica 6. Mapa de proyectos en desarrollo de transporte de gas

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

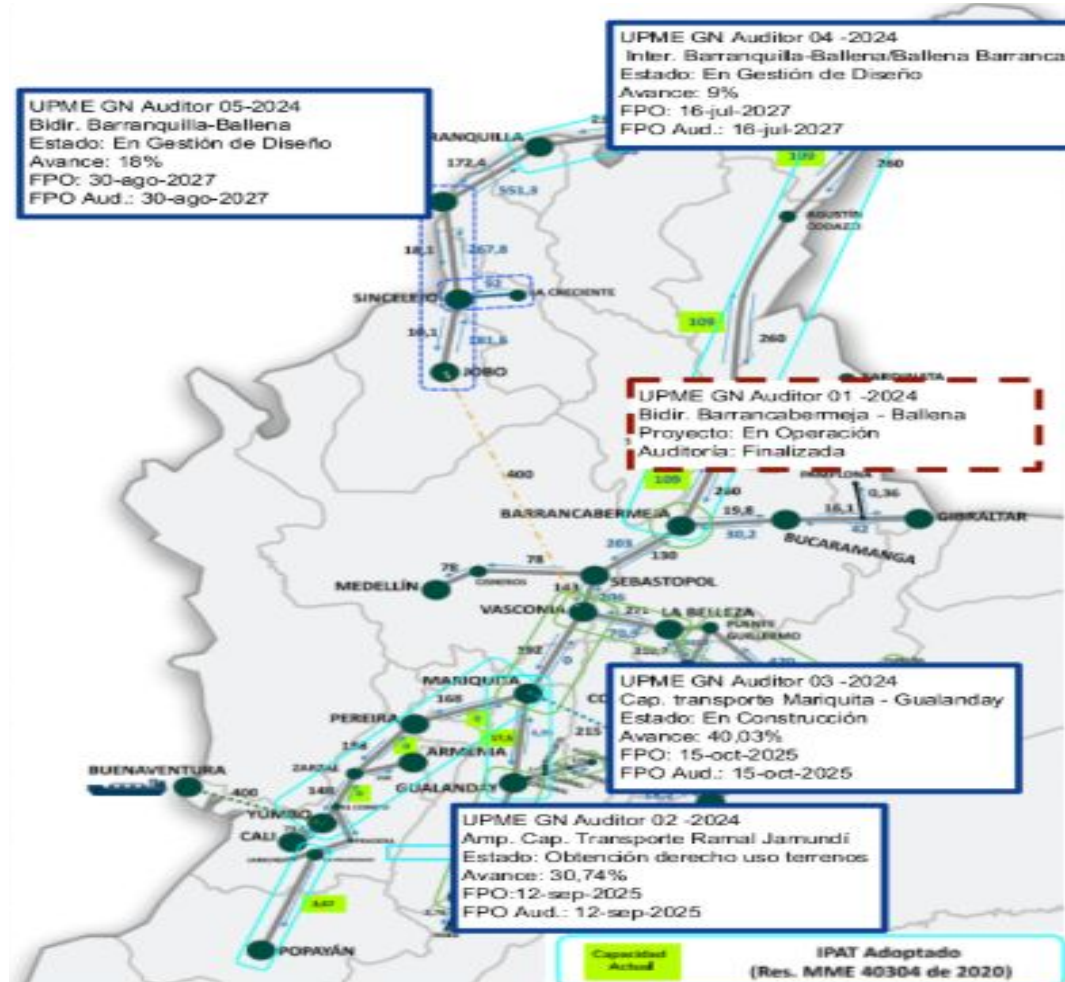
F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 24 de 28



Radicado No.: 20251000040561

Fecha: 15-03-2025



Fuente. Elaboración propia UPME

Finalmente se indica que la UPME, en el documento complementario del ETPAGN 2023-2038, publicado el pasado 31 de enero de 2025, destaca lo siguiente en relación con la infraestructura de transporte de gas:

- Con el fin de fortalecer el ejercicio de planeación y conocer las necesidades exactas de abastecimiento y confiabilidad, se requiere que la UPME, con ocasión a los nuevos ajustes regulatorios, reciba de los agentes de la cadena de gas natural a nivel de suministro, transporte y distribución información operativa detallada de la infraestructura existente.
- Ante las diferencias entre la demanda media proyectada y la oferta en diferentes zonas al interior del país y las limitaciones de infraestructura de transporte existente, se resalta la necesidad de incorporar puntos de suministro adicionales para el país, que permitan diversificar las alternativas de acceso a este energético desde mercados internacionales.

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 25 de 28



Radicado No.: 20251000040561

Fecha: 15-03-2025

- Se requiere contar con nuevas alternativas de infraestructura de transporte que permitan pasar de una configuración radial a un sistema anillado que brinde una mayor confiabilidad entre las diferentes regiones del país.

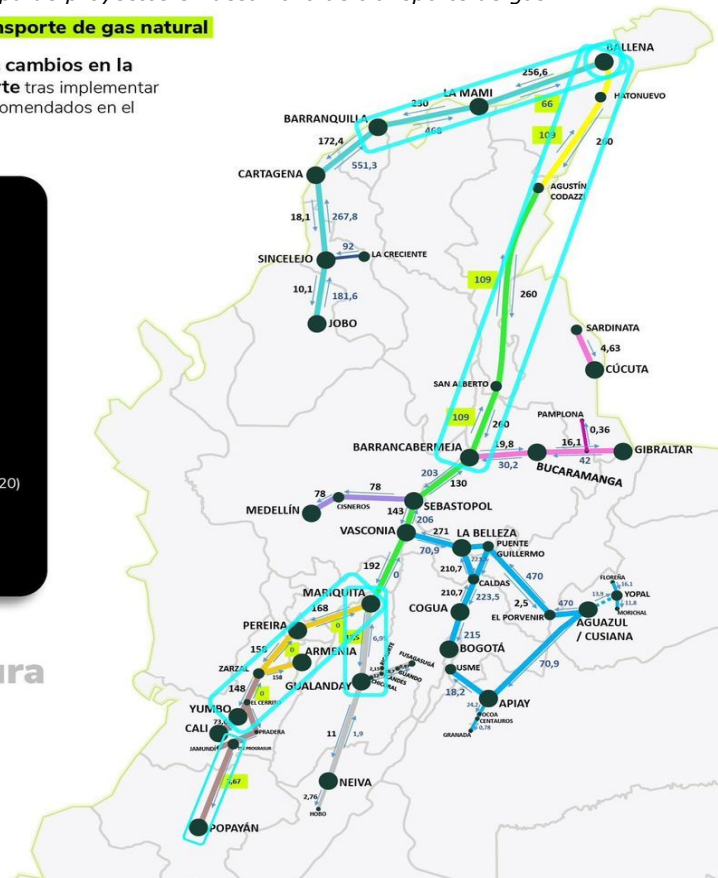
Gráfica 7. Mapa de proyectos en desarrollo de transporte de gas

Resultados modelo de transporte de gas natural

A continuación se presentan los **cambios en la infraestructura de transporte** tras implementar los proyectos y necesidades recomendados en el Documento Complementario.



**Infraestructura
actual de
transporte**



Fuente. Elaboración propia UPME

Gráfica 8. Mapa de proyectos en desarrollo de transporte de gas

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

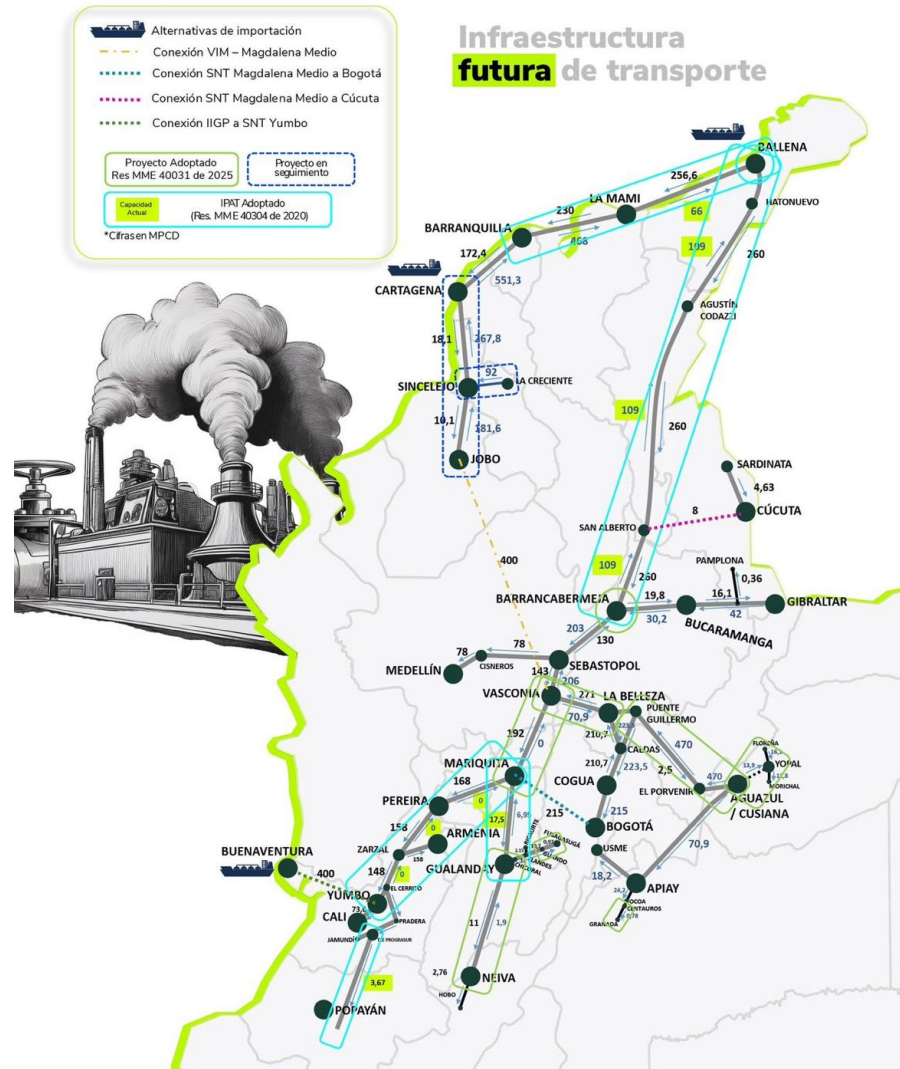
F-DO-03 V3 15/07/2024

Página 26 de 28



Radicado No.: 20251000040561

Fecha: 15-03-2025



Fuente. Elaboración propia UPME

- Se exalta la necesidad de un acompañamiento interinstitucional con el fin de lograr que las obras de infraestructura recomendadas y que sean adoptadas por el MME alcancen su eficiente desarrollo y posibiliten la puesta en operación. Este acompañamiento debe realizarse de la mano con el proceso de diagnóstico a nivel territorial que aborde aspectos técnicos, ambientales, socio-culturales, entre otros, de tal forma que, el entendimiento del territorio sea pilar dentro de los objetivos de abastecimiento y confiabilidad del gas natural en Colombia.
- 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, se

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 27 de 28



Radicado No.: **20251000040561**

Fecha: 15-03-2025

requiere de la implementación de acciones orientadas a: la optimización de operaciones de producción y de eficiencia energética, la conexión de campos aislados, el desarrollo de nuevo potencial nacional, y el aumento de capacidades y alternativas de importación con entradas tempranas.

- Con el fin de acelerar la ejecución y entrada en operación de los proyectos adoptados mediante los PAGN en sus versiones 2017 y 2020, se reitera la recomendación asociada a la creación del Comité Asesor de Planeación de Gas Natural conformado por entidades gubernamentales y representantes de los agentes del sector, con el objetivo de integrar criterios, estrategias, metodologías e información para la expansión oportuna de la infraestructura de suministro y transporte de gas natural en el país.
- Se requiere continuar con la emisión de señales normativas por parte de las entidades correspondientes que incentiven la participación de inversionistas en los proyectos de iniciativa privada y en los que sean adoptados por el MME a través del PAGN.
- Se sugiere considerar alternativas regulatorias que permitan mitigar los posibles impactos sobre los cargos asociados a las actividades de suministro y transporte, derivados de la implementación de las obras recomendadas.
- Para garantizar el suministro de gas natural a nivel nacional se deben adelantar acciones coordinadas entre los diferentes actores del sector para el desarrollo de la infraestructura recomendada y la implementación de soluciones inmediatas a las necesidades observadas, en la medida en que los resultados de simulación obedecen a un paquete integrado de iniciativas y no solo a proyectos individuales.

En los anteriores términos se considera atendida la petición.

Atentamente,

Carlos Adrián Correa Flórez
Director General
Dirección General

Elaboró: LEIDY BRIGITH VERA RUNCERIA

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 28



Radicado No.: **20251000040561**

Fecha: 15-03-2025

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

Aprobó: Carlos Adrián Correa Flórez