

<b>Entidad originadora:</b>	<b>MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA</b>
<b>Fecha (dd/mm/aaaa):</b>	24/06/2026
<b>Proyecto de Resolución:</b>	“Por la cual se modifica la Resolución 40031 de 2025, que adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2032, y se establecen otras disposiciones”

**1. ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN.**

De acuerdo con el artículo 365 de la Constitución Política de Colombia, los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es deber de este asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

De conformidad con lo previsto en los artículos 1, 2 y 4 de la Ley 142 de 1994, la distribución de gas combustible y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos esenciales y el Estado intervendrá en los mismos a fin de, entre otros, garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, interrumpida y eficiente.

Los numerales 14 y 32 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, adicionado por el Decreto 1617 de 2013, establecen que el Ministerio de Minas y Energía deberá adoptar los planes de expansión de la cobertura y abastecimiento de gas combustibles y adelantar las gestiones necesarias para dar continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural, combustibles derivados y biocombustibles.

Mediante el Decreto 2345 de 2015 se adicionó el Decreto 1073 de 2015, en relación con los lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural en el país.

El artículo 7 del Decreto 1467 de 2024 modificó el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, estableciendo en el inciso 1 que: “...con el objeto de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural, el Ministerio de Minas y Energía adoptará un Plan de Abastecimiento de Gas Natural para un periodo de diez (10) años, el cual tendrá en cuenta, entre otros, la información de que tratan los artículos 2.2.2.2.19, 2.2.2.2.20 y 2.2.2.2.21 y el parágrafo 1 del artículo 2.2.2.2.37 de este decreto. (...)”.

El artículo 1 de la Resolución 40052 de 2016, “Por la cual se desarrolla el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, modificado por el artículo 4º del Decreto número 2345 de 2015 en relación con el plan de abastecimiento de gas natural, y se dictan otras disposiciones”, estableció que para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el Ministerio de Minas y Energía tendrá en cuenta el estudio técnico que deberá elaborar la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Además, señaló los elementos mínimos que debería contener el estudio técnico elaborado por la UPME.

Mediante la Resolución 40031 del 2025, el Ministerio de Minas y Energía adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032, con base en el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) 2023 – 2038 publicado por la Unidad de Planeación Minero

– Energética (UPME) mediante la Circular Externa 045 de 2024, y su Documento Complementario adoptado a través de la Circular Externa 000008 de 2025.

El párrafo del artículo 4 de la Resolución 40031 del 2025, modificada por la Resolución 40302 del 2025, dispuso que la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME, definirá la documentación que deberán presentar los transportadores incumbentes interesados con el fin de dar aplicación al literal a) del artículo 4 de la Resolución CREG 102 008 del 2022, modificada por las Resoluciones CREG 102 003 del 2023 y 102 012 del 2024.

Mediante la Resolución 680 del 2025 la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME estableció el procedimiento, metodología y criterios de evaluación, para dar cumplimiento a lo dispuesto en el literal a) del artículo 4 de la Resolución CREG 102 008 de 2022, modificada por las Resoluciones CREG 102 003 del 2023 y 102 012 del 2024.

Mediante la Resolución CREG 175 de 2021, se establecieron los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte (SNT), y se dictaron otras disposiciones en materia de transporte de gas natural.

La Comisión de Regulación Energía y Gas (CREG), expidió la Resolución CREG 102 023 del 2026, por medio de la cual adicionó la Resolución CREG 175 de 2021, incorporando disposiciones relacionadas con la remuneración de activos de transporte de hidrocarburos convertidos a gasoductos para la prestación del servicio de transporte de gas natural.

El 19 de mayo del 2026, bajo radicado MinEnergía 1-2026-023281, las empresas Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. y Promigas S.A. E.S.P., actuando como transportadores incumbentes interesados, presentaron al Ministerio de Minas y Energía y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) comentarios, solicitudes de aclaración y propuestas regulatorias relacionadas con la metodología de remuneración de infraestructura convertida. Entre dichas propuestas se destacan: (i) que el término previsto para la presentación de la Manifestación de Interés empiece a contarse una vez se encuentren definidas las señales de remuneración e incentivos aplicables a la conversión de infraestructura existente y (ii) la incorporación, en el cálculo del Ingreso Anual Esperado (IAE), de un Componente de Confiabilidad por Costo de Racionamiento Evitado (CCCRE), orientado a reconocer el beneficio económico derivado de disponer de capacidad de transporte en un menor tiempo frente a la alternativa de construir un gasoducto nuevo.

El Documento Complementario del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038 (ETPAGN 2023 – 2038), adoptado mediante la Circular Externa 008 de 2025 de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), señala en el numeral 4.2.2. que el riesgo de abastecimiento en el interior del país obedece no solo a la insuficiencia de la oferta nacional, sino también a la capacidad limitada de transporte entre la Costa Atlántica y el interior, siendo la conexión entre ambas regiones mediada actualmente en exclusiva por el gasoducto Ballena – Barrancabermeja con una capacidad de 260 MPCD. En consecuencia, el citado estudio identifica como medida prioritaria la habilitación de alternativas adicionales de transporte desde el Valle Inferior del Magdalena hacia el interior del país.

El 19 de junio del 2026, bajo radicado MinEnergía 1-2026-028814, la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME informó que se encuentra adelantando el proceso de evaluación técnica de las propuestas presentadas por los agentes interesados respecto de diez (10) de los catorce (14) proyectos adoptados mediante la Resolución MME 40031 de 2025, y que en desarrollo de dicho proceso, identificó discrepancias entre el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) 2023 – 2038 y la Resolución 40031 de 2025, relacionadas con las características técnicas de seis (6) proyectos asociados a ampliaciones de capacidad de transporte de gas natural, a saber:

1. Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Guando Fusagasugá.
2. Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Centauros – Granada.
3. Bidireccionalidad en el tramo Vasconia – Mariquita (Ampliación de capacidad hacia Vasconia).
4. Bidireccionalidad en el tramo Vasconia – La Belleza (Ampliación de capacidad hacia La Belleza).
5. Ampliación de capacidad de transporte en dirección La Belleza – El Porvenir Cusiana (con conexión al tramo Cusiana – Apiay).
6. Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Gualanday – Neiva.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), en el citado radicado 1-2026-028814, expuso que la permanencia de la expresión “capacidad adicional”, mantendría una indeterminación entre la capacidad incremental y la capacidad total requerida, circunstancia que afectaría la valoración de las propuestas frente a los escenarios de demanda modelados en el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) 2023 – 2038, así como la verificación de su consistencia con los flujos resultantes del modelo del Sistema Nacional de Transporte (SNT).

Mediante el concepto de sustentación técnica emitido por la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales se justificó la necesidad de modificar el plazo para la declaratoria de Manifestación de Interés por parte del transportador incumbente para el proyecto “Gasoducto para conectar el Valle Inferior del Magdalena – Interior” en tanto el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN), prevé para dicho proyecto el uso de Infraestructura Convertida como una alternativa para su desarrollo.

Por lo expuesto, es necesario ajustar el plazo y condiciones para que los transportadores incumbentes interesados puedan manifestar su interés en la presentación de los proyectos adoptados mediante la Resolución 40031 del 2025, con el fin de contribuir en el abastecimiento de la demanda energética del país y propender por la prestación continua e ininterrumpida del servicio público de gas natural, en beneficio de los ciudadanos y de los diversos sectores económicos e industriales. De igual manera, es necesario precisar la capacidad de transporte para algunos de los proyectos señalados en el artículo 1 de la Resolución MME 40031 del 2025 para evitar dilaciones en la evaluación de dichos proyectos de conformidad con la Resolución 680 del 2025 expedida por la Unidad de Planeación Minero – Energética (UPME).

### 1.1. Análisis Técnico

El Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2038 publicado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) determinó la necesidad de conectar el Valle Inferior del

Magdalena con el interior, cabe destacar que el Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural lo componen los gasoductos que abastecen a la Costa que van desde Ballena hasta Jobo y el sistema del Interior que conecta Ballena hasta el Valle del Cauca, esto quiere decir que el Sistema Nacional de Transporte son dos sistemas independientes que no están conectados entre sí, pero se alimentan de un nodo común que es Ballena.

La Unidad de Planeación Minero – Energética (UPME) al momento de realizar el Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de Gas Natural establece tres escenarios distintos de oferta, donde uno de estos es el escenario de Recomendaciones y evalúa las posibilidades con cada uno de estos de enfrentar algún evento en el cual exista demanda no atendida de gas natural.

Dentro de las estimaciones de la Unidad de Planeación Minero – Energética (UPME), proyecta los posibles faltantes de gas natural en cada uno de los puntos de consumo con base a las fuentes disponibles y la capacidad del Sistema Nacional de Transporte (SNT) con el objetivo de no tener ningún episodio de demanda no atendida.

La Unidad de Planeación Minero – Energética (UPME) incluyó dentro del Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de Gas Natural en el escenario de Recomendaciones el proyecto que conectaría el Valle Inferior del Magdalena con el Interior, entre los Nodos de Jobo y Vasconia con una capacidad de 400 MPCD (Millones de Pies Cúbicos Día).

Como se puede evidenciar en la siguiente gráfica, con en el escenario de Recomendaciones se mitiga en una mayor medida cualquier escenario de riesgo de desabastecimiento de gas natural, esto debido a que los proyectos identificados dentro del Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento de Gas Natural son en su mayoría gasoductos de conexión y ampliaciones de los gasoductos existentes que tienen el fin de abastecer a la demanda creciente de todos los puntos de consumo.



*Ilustración 1. Necesidades de Abastecimiento Nacional según los Escenarios de Oferta Evaluados.*

*Fuente. Unidad de Planeación Minero – Energética. Documento Complementario del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural*

Dentro de las posibilidades en cuanto a la puesta en operación que tiene el proyecto de gasoducto que conectaría el Valle Inferior del Magdalena con el Interior (entre los Nodos de Jobo y Vasconia) mencionado anteriormente, se encuentra la conversión de una infraestructura existente, que consiste en usar un ducto para transporte de hidrocarburos líquidos y usarlo como un gasoducto, previo a realizar las adecuaciones técnicas correspondientes. Usar una alternativa como ésta permite recortar tiempos de ejecución en su desarrollo, comparado con la construcción de un nuevo gasoducto, y priorizar el abastecimiento de todos los usuarios del Servicio Público Domiciliario de Gas Natural.

De igual manera, se destaca que este proyecto tiene el objetivo de crear un “anillo” en el Sistema Nacional de Transporte (SNT), haciendo posible una conexión adicional entre los sistemas del interior (Vasconia) y de la costa caribe (Jobo), brindando la posibilidad de abastecer puntos de consumo tales como Bogotá, Medellín, Bucaramanga, Ibagué y Cali con gas natural de las fuentes disponibles en la costa caribe; y que además puede servir como complemento y contingencia en caso de alguna afectación que pueda ocurrir entre los nodos de Ballena – Barrancabermeja.

Por este motivo, es necesario agotar todos los posibles escenarios de remuneración para este proyecto, con el objetivo de lograr avanzar en su viabilidad, y proceder con se pronta ejecución, entendiendo que es una oportunidad estratégica para reforzar la infraestructura asociada al Sistema Nacional de Transporte (SNT) y evitar más retrasos en su desarrollo.

## 1.2. Marco Regulatorio

En el momento, se encuentra vigente la Resolución MME 40031 de 2025, modificada por la Resolución MME 40302 de 2025, por medio de la cual se adoptaron los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN) para los años 2023 a 2032; y adicionalmente se establecieron unos plazos adecuados para la manifestación de interés por parte de los transportadores incumbentes en la presentación de proyectos que involucrarán infraestructuras convertidas.

Como contexto, es pertinente mencionar que la figura normativa de la “infraestructura Convertida” es de creación reciente, ya que se introdujo su definición como parte del Decreto 1467 de 2024, que modificó varios artículos del Decreto 1073 de 2015, entre otros la inclusión de la citada definición en el artículo 2.2.2.1.4, que se desarrolló con el siguiente tenor:

**“Infraestructura Convertida:** Infraestructura existente de la actividad de transporte de hidrocarburos, sus mezclas o derivados, habilitada técnicamente para el transporte de gas natural.

Dicha infraestructura se considera parte del SNT cuando cumpla con las condiciones técnicas señaladas en el RUT.

El propietario y/u operador de la infraestructura convertida podrá no ser un Transportador de gas natural, no obstante, para efectos de la operación de dicha infraestructura, le será aplicable la regulación existente de la actividad de transporte de gas natural. El servicio de transporte de gas natural que se provea mediante Infraestructuras Convertidas deberá ser prestado por un agente Transportador de Gas Natural.

**Infraestructura existente:** Infraestructura que se encuentre en disposición de servicio de las actividades de transporte de hidrocarburos, sus mezclas o derivados y de transporte de gas natural.”.

Para el momento de la publicación del Decreto 1467 de 2024 estaba vigente la Resolución CREG 102 008 de 2022 (Por la cual se hacen unos ajustes y se compila la Resolución CREG 107 de 2017 “*Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural*”) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) había atendido las señales del Estudio Técnico del Plan de Abastecimiento (PAGN) haciendo una modificación en la siguiente definición del artículo 2 de la Resolución CREG 102 008 de 2022, mediante la Resolución CREG 102 012 de 2024:

**“Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte, IPAT:** (Definición modificada por el artículo 1 de la Resolución 102 012 de 2024) Son los valores eficientes de proyectos prioritarios del PAGN que están embebidos en la infraestructura de un sistema de transporte existente. Para efectos regulatorios, estos proyectos corresponderán únicamente a gasoductos loops, estaciones de compresión y/o adecuaciones de la infraestructura existente de la actividad de transporte de hidrocarburos y de sus mezclas o derivados, incluida la de transporte de gas natural, que contribuyan a garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural.” (Resaltado fuera del texto original)

Con este contexto, la metodología de remuneración del servicio de transporte de gas natural (Resolución CREG 175 de 2021) vigente en ese momento carecía de elementos para valorar proyectos asociados a Infraestructuras Convertidas, y de acuerdo con el procedimiento establecido en el artículo 4 de la Resolución CREG 102 008 de 2022, se tenía un plazo de tres (3) meses contados a partir de la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, lo cual era insuficiente para contar con la metodología para establecer la remuneración de los citados proyectos.

Ante ese vacío regulatorio, el Ministerio de Minas y Energía decidió incluir un plazo en la Resolución 40031 de 2025, que fue a su vez extendido mediante la Resolución 40302 de 2025, en el que se tuviera para los proyectos de Infraestructuras Convertidas un plazo de tres (3) meses contados a partir de la fecha en que la metodología de remuneración estuviera actualizada por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

El pasado 13 de abril de 2026 fue publicada en el Diario Oficial No. 53.457 la Resolución CREG 102 023 de 2026, que adicionó a la Resolución CREG 175 de 2021 los criterios para complementar la metodología de valoración y remuneración de los activos provenientes de una Infraestructura Convertida; por lo tanto el plazo para que un transportador incumbente pueda declarar ante la UPME y ante la CREG el nombre de los proyectos IPAT que involucren Infraestructuras Convertidas termina el 13 de julio de 2026.

La metodología adicionada por la Comisión mediante la Resolución CREG 102 023 de 2026 tiene en cuenta los siguientes aspectos para la remuneración de los activos de una Infraestructura Convertida:

- **Inversión Existente:** Se reconoce la inversión existente reconvertible, acotando que no se reconoce un costo de oportunidad en el sector de origen en el que opera dicha Infraestructura.

- Incentivo a la Entrada Temprana: Se contemplan ingresos asociados a reconocer el beneficio por la entrada de capacidad en menor tiempo.
- Nuevas inversiones.

Si bien el documento soporte de la Resolución CREG 102 023 de 2026 expone ampliamente la justificación para las decisiones tomadas por la Comisión, se evidencia que para el proyecto denominado “Gasoducto para conectar el Valle Inferior del Magdalena – Interior”, adoptado en el literal iii) del artículo 1 de la Resolución 40031 del 2025, el transportador incumbente que ha demostrado interés en desarrollar el citado proyecto (radicado MinEnergía No. 1-2026-023281, CENIT TRANSPORTE Y LOGISTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S. y PROMIGAS S.A. E.S.P.) la remuneración no es suficiente para lograr tomar una decisión a favor de la conversión de la Infraestructura.

### 1.3. Posibles Escenarios previstos proyectos de Infraestructura Convertida

La situación expuesta en el numeral 1.2. de esta Memoria Justificativa lleva a desarrollar los siguientes escenarios:

- i) No se promueven cambios regulatorios: Hay una posibilidad alta que ningún transportador se declare incumbente para el proyecto “Gasoducto para conectar el Valle Inferior del Magdalena – Interior”, adoptado en el literal iii) del artículo 1 de la Resolución 40031 del 2025, y como consecuencia se debe iniciar por parte de la CREG un proceso de selección.
  - a. El transportador incumbente no participa en el proceso de selección, lo que deriva en tiempos mayores para construir nueva infraestructura (58 meses en el mejor escenario propuesto por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en su Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (ETPAGN) 2023-2038) y el impacto subsecuente por el riesgo de seguridad en el abastecimiento de gas natural.
  - b. El transportador incumbente participa en el proceso de selección, teniendo la mejor oportunidad en costo versus cualquier otro promotor que quiera desarrollar un proyecto de nueva construcción. Este escenario tiene como consecuencia la pérdida de oportunidad frente a la posibilidad de un ajuste de remuneración que pueda viabilizar el proyecto como IPAT de un transportador incumbente.
- ii) Se promueven cambios normativos y regulatorios: Ajustar el plazo definido en la Resolución 40031 de 2025 e instar a la CREG a hacer una revisión a la metodología de remuneración de Infraestructura Convertida.

Del análisis de los escenarios descritos, la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales de este Ministerio expone la pertinencia de dar un plazo adicional de un (1) año para que la Comisión de Energía y gas (CREG) evalúe la viabilidad de que en los proyectos de Infraestructura Convertida se incluyan en la metodología tarifaria de la que trata la Resolución CREG 175 de 2021, modificada por la Resolución CREG 102 023 de 2026, los componentes que permitan reconocer la confiabilidad y seguridad en el abastecimiento, en concordancia con lo dispuesto en el artículo 2.2.2.28 y en las definiciones descritas en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015.

**1.4. Ajuste a la redacción para la capacidad declarada de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN)**

Actualmente la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) se encuentra en el proceso de evaluación técnica de las propuestas presentadas por los Agentes Interesados en diez (10) de los catorce (14) proyectos adoptados en el Artículo 1 de la Resolución MME 40031 de 2025 “Por la cual se adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032 y se establecen otras disposiciones”.

Como fue expuesto en el radicado MinEnergía 1-2026-028814, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) considera que el concepto emitido por el Ministerio de Minas y Energía por medio del radicado MinEnergía 2-2025-016635 no es suficiente para permitir a la citada entidad continuar con la evaluación técnica de los proyectos enunciados en los literales i), ii), vii), viii), ix) y xi) del artículo 1 de la Resolución MME 40031 del 2025. En el citado concepto se expone lo siguiente con respecto a los proyectos así:

*“(…) En este sentido se analizaron los diferentes casos en los que la expresión es usada en la Resolución 40031 de 2025 para tramos existentes de gasoductos del Sistema Nacional de Transporte (SNT) con las siguientes conclusiones de acuerdo con la Memoria Justificativa y el documento soporte que fue el Estudio Técnico de la UPME para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038 (publicado el 26 de junio de 2024 mediante Circular Externa 000045 de 2024) y su Documento Complementario (versión del 27 de enero de 2025 remitido por la UPME con radicado MME 1-2025-002889):*

Artículo	Literal	Proyecto	Descripción del proyecto en la Resolución 40031 de 2025	Concepto Ministerio de Minas y Energía
1	i	Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Guando – Fusagasugá	Prestación del servicio de transporte de una capacidad adicional de 1,6 Millones de Pies Cúbicos Día (en adelante MPCD) en el tramo Guando – Fusagasugá.	Se entiende que la capacidad total del tramo Guando – Fusagasugá después de la ejecución del proyecto debe ser de 1,6 MPCD.
1	ii	Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Centauros - Granada	Prestación del servicio de transporte de una capacidad adicional de 1,1 Millones de Pies Cúbicos Día (en adelante MPCD) en el tramo Centauros – Granada.	Se entiende que la capacidad total del tramo Centauros - Granada después de la ejecución del proyecto debe ser de 1,1 MPCD.
1	vii	Bidireccionalidad en el tramo Vasconia – Mariquita (Ampliación de capacidad hacia Vasconia):	Prestación del servicio de transporte de una capacidad adicional de 192 MPCD en el sentido Mariquita - Vasconia.	Se entiende que la capacidad total del tramo en sentido Mariquita-Vasconia, después de la ejecución del proyecto debe ser de 192 MPCD.
1	viii	Bidireccionalidad en el tramo Vasconia - La Belleza (Ampliación de capacidad hacia La Belleza):	Prestación del servicio de transporte de una capacidad adicional de 200 MPCD en el sentido Vasconia – La Belleza.	Se entiende que la capacidad total del tramo en sentido Vasconia-La Belleza, después de la ejecución del proyecto debe ser de 200 MPCD.

1	ix	Ampliación de capacidad de transporte en dirección La Belleza - El Porvenir - Cusiana (con conexión al tramo Cusiana – Apiay)	Prestación del servicio de transporte de una capacidad adicional de 120 MPCD en el tramo La Belleza - El Porvenir - Cusiana.	Se entiende que la capacidad total del tramo en sentido La Belleza-El Porvenir-Cusiana, después de la ejecución del proyecto debe ser de 120 MPCD.
1	xi	Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Gualanday - Neiva	Prestación del servicio de transporte de una capacidad adicional de 17 MPCD en el tramo Gualanday - Neiva.	Se entiende que la capacidad total del tramo Gualanday-Neiva después de la ejecución del proyecto debe ser de 17 MPCD.

*Lo anterior está justificado en la información de soporte mencionada, y en particular en los análisis del numeral 5.4. del Documento Complementario (Resultados del Modelo de Transporte de Gas Natural), en el cual se presentan los resultados obtenidos de la simulación del modelo del Sistema Nacional de Transporte (SNT) con base en la información de oferta publicada durante el año 2024; y para los diferentes proyectos propuestos y en seguimiento se muestran los flujos de gas natural obtenidos para los tres escenarios evaluados (Flujo Oferta 1, Flujo Oferta 2 y Flujo Recomendaciones).*

*Para cada proyecto se compara la capacidad propuesta de los tramos indicando el sentido del flujo con los escenarios de demanda. En los diferentes gráficos que contiene dicho estudio se puede constatar que el valor de capacidad (en MPCD) en los proyectos recomendados corresponde a la capacidad total del tramo requerida.*

*Por lo tanto, teniendo en cuenta la redacción correspondiente a cada proyecto, como se observa en cada uno de los apartes normativos anteriormente mencionados y la explicación que seguidamente se hace sobre cada uno de ellos, esta Oficina considera que no hay lugar interpretaciones por parte de los agentes transportadores entre los conceptos de capacidad adicional y la capacidad final, en el evento en que presenten los proyectos de interés sobre infraestructura existente. (...).”*

Ante la prioridad que tiene el avance de los proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN) para asegurar el abastecimiento de la demanda, se encuentra pertinente hacer el ajuste propuesto y hacer el cambio de la palabra “adicional” por la palabra “no inferior” en la descripción de los proyectos i), ii), vii), viii), ix) y xi) del artículo 1 la Resolución 40031 de 2025 con el objetivo de asegurar que la interpretación que hagan, tanto la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) como los agentes interesados en desarrollar los proyectos citados, sea unívoca.

### **1.5. Análisis de abogacía de la competencia**

De conformidad con lo establecido en el artículo 2.2.2.30.4. del Decreto 1074 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Comercio, Industria y Turismo, la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales de este Ministerio procedió a evaluar el presente acto administrativo, encontrando que este no tiene incidencia en el régimen de libre competencia económica. Por lo tanto, no resulta necesario agotar el trámite de abogacía de la competencia previsto en el artículo 7 de la Ley 1340 del 2009, desarrollado en el Capítulo 30 del Título 2 de la Parte 2 del Libro 2 del citado decreto.

### 1.6. Publicación por menor tiempo

La información relacionada con este numeral es presentada por la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales en los siguientes términos:

El deber de información al público de los proyectos específicos de regulación, como el que trata el proyecto de resolución que se señala en el asunto, se encuentra establecido en Título 2 de la Parte 1 del Libro 2 del Decreto 1081 de 2015, Título sustituido por el Decreto 385 de 2026.

El numeral 2 del artículo 2.1.2.5.1.4 del Decreto 385 de 2026 dispone que los proyectos específicos de regulación a cargo de entidades de la rama ejecutiva del orden nacional que no requieran la firma del Presidente de la República se consultarán a la ciudadanía por un término mínimo de quince (15) días calendario, contados a partir del día hábil siguiente a la publicación del proyecto específico de regulación.

Adicionalmente, dispone la norma que, excepcionalmente, la publicación podrá hacerse por un plazo inferior, siempre que se justifique de manera adecuada. El plazo deberá ser razonable y ajustado a la necesidad de la regulación y los argumentos se deberán desarrollar en la memoria justificativa.

En consideración a lo expuesto, la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales (OARE), señaló que se hace necesario expedir el proyecto normativo, en tanto el término perentorio para que un transportador incumbente declare la Manifestación de Interés respecto del proyecto "Gasoducto para conectar el Valle Inferior del Magdalena – Interior" vence el 13 de julio de 2026, y el presente proyecto de acto administrativo debe estar en firme con anterioridad a dicha fecha para que tenga los efectos previstos.

Con base en lo anterior, se solicita autorización para publicar el proyecto de Resolución citado por el término de cuatro (04) días calendario para comentarios de la ciudadanía. Esto, considerando que la justificación ha sido adecuadamente motivada y que el plazo solicitado es acorde con la necesidad de la atención de la demanda de gas natural, considerado como un servicio público esencial que debe garantizarse, en virtud de lo dispuesto en la Ley 142 de 1994 y en atención a los fines consagrados en la Constitución Política.

### 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

El proyecto normativo aplica a las empresas que presenten y/o estén a cargo de los proyectos mencionados en la Resolución 40031 del 2025; así como, a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Igualmente, aplica a todas las personas y entidades que tenga interés en el tema que se regula.

### 3. VIABILIDAD JURÍDICA

#### 3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo

La Oficina Asesora Jurídica, conforme a su competencia funcional, procede a presentar la información relacionada con este acápite, en los siguientes términos:

El proyecto normativo se expide con sustento en las competencias otorgadas al Ministerio de Minas y Energía en el artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, que le atribuye la función de adoptar el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

De igual forma los numerales 14 y 32 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, adicionado por el Decreto 1617 de 2013, facultan a este Ministerio para adoptar los planes de expansión de la cobertura y abastecimiento de gas combustible y para adelantar las gestiones necesarias para garantizar la continuidad en el abastecimiento de gas natural.

De conformidad con las citadas normas y las demás disposiciones mencionadas en el presente documento y en la parte considerativa del proyecto normativo, se concluye que el Ministerio de Minas y Energía es la autoridad competente para expedir el proyecto normativo objeto de análisis.

### **3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada**

El Decreto 381 de 2012 publicado en el Diario Oficial 48.345 del 16 de febrero de 2012 y se encuentra vigente, especialmente los numerales 14 y 32 del artículo 2.

El Decreto 2345 de 2015, compilado en el Decreto 1073 de 2015, fue publicado en el Diario Oficial 49.715 del 3 de diciembre de 2015 y se encuentra vigente.

La Resolución 40031 de 2025, publicada en el Diario Oficial 53.015 de 30 de enero de 2025, se encuentra vigente.

La Resolución CREG 175 de 2021, publicada en el Diario Oficial 51.867 de 23 de noviembre de 2021, se encuentra vigente.

### **3.3 Análisis de las disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas**

Con la expedición del proyecto de resolución se modifica parcialmente la Resolución 40031 de 2025, especialmente el artículo 1. Las demás disposiciones de la Resolución 40031 de 2025 no modificadas por el presente acto administrativo continuarán vigentes.

### **3.4. Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción).**

La Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía, a través de su Grupo de Defensa Judicial, Extra Judicial y de Asuntos Constitucionales, emitió el informe de decisiones judiciales.

### **3.5 Circunstancias jurídicas adicionales**

En cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, el texto del proyecto normativo se publicó en la página web del Ministerio de Minas y Energía para comentarios de la ciudadanía.

## **4. IMPACTO ECONÓMICO**

La información relacionada con el impacto económico, viabilidad o disponibilidad presupuestal, impacto ambiental o sobre el patrimonio cultural de la Nación y estudios técnicos que sustentan el proyecto normativo, es diligenciada por la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales, como se observa en cada uno de dichos ítems.

	<b>FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA</b>	 <b>SIG</b> <small>Sistema Integrado de Gestión del Medio Ambiente</small>		
			T-GJ-F-01	
			11-08-2023	V-1

El proyecto en estudio no genera ningún impacto económico teniendo en cuenta la finalidad para la cual se expedirá.

#### 5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

Las disposiciones contenidas en el proyecto normativo no impactan los recursos del Presupuesto General de la Nación.

#### 6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN.

No aplica, teniendo en cuenta la finalidad del proyecto normativo.

#### 7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO *(Si cuenta con ellos)*

No aplica.

#### ANEXOS:

<b>Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria)</b>	X
<b>Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo</b>	N/A
<b>Informe de observaciones y respuestas</b>	X
<b>Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio</b>	N/A
<b>Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública</b>	N/A
<b>Cuestionario de abogacía de la competencia</b>	N/A

Aprobó:

**DANIEL AUGUSTO EL SAIH SÁNCHEZ**

Jefe Oficina Asesora Jurídica

**JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS**

Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

**JULIÁN FLÓREZ QUIROGA**

Director de Hidrocarburos

Elaboró: Laura Carolina Cleves Forero / Andrés Fernando Soto Pinto / Esteban Jurado Gómez

Revisó: David Felipe Hernández / Gustavo Montero Guzmán / José Daniel Tulcán / Paola Pérez Mendivelso / Yolanda Patiño Chacón / Ricardo Mendoza Prada

Aprobó: Daniel Augusto Jorge El Saieh Sánchez / Juan Carlos Bedoya Ceballos / Julián Flórez Quiroga