



RESOLUCIÓN No. 702 023 DE 2026

(25 JUNIO 2026)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1474 del 25 de junio de 2026, aprobó someter a consulta pública el presente proyecto de resolución por el término de diez (10) días hábiles contados a partir del día siguiente a su publicación en el portal web de la CREG.

Se invita a las empresas, los usuarios las autoridades y demás partes interesadas a presentar sus observaciones y sugerencias dentro del plazo establecido, mediante comunicaciones electrónicas dirigidas al director ejecutivo de la CREG, a la cuenta creg@creg.gov.co, con asunto: *"Por la cual se adiciona un parágrafo al artículo 4 de la Resolución CREG 102 008 de 2022"*.

En el documento soporte de la presente resolución se exponen los análisis y la justificación de la propuesta regulatoria que se somete al proceso de consulta pública.

Al vencimiento de la consulta pública, la CREG determinará si el proyecto debe ser informado a la Superintendencia de Industria y Comercio, para el ejercicio de la Abogacía de la Competencia, con fundamento en las disposiciones del artículo 2.2.2.30.5 del Decreto 1074 de 2015.

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

“Por la cual se adiciona un párrafo al artículo 4 de la Resolución CREG 102 008 de 2022”

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994 y 1260 de 2013.

CONSIDERANDO QUE:

Según el artículo 74 numeral 1 de la Ley 142 de 1994, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, es competente para regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía eléctrica y gas combustible.

De acuerdo con el numeral 14.28 del artículo 14 de la Ley 142 de 1994, el servicio público domiciliario de gas combustible es el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición. También se aplicará esta ley a las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte de gas por un gasoducto principal, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en donde se conecte a una red secundaria.

La CREG tiene, conforme al artículo 73 de la Ley 142 de 1994, la función de regular los monopolios en la prestación del servicio público domiciliario de gas, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad.

El 26 de mayo de 2015 se expidió el Decreto 1073 de 2015, mediante el cual se adoptó el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.



El Decreto 2345 de 2015 adicionó disposiciones orientadas a fortalecer la confiabilidad y la seguridad del abastecimiento de gas natural. Posteriormente, el Decreto 1467 de 2024 modificó el Decreto 1073 de 2015 con el propósito de adoptar medidas de política pública encaminadas a viabilizar el desarrollo de las fuentes de gas natural costa afuera y la importación de gas natural, así como establecer lineamientos adicionales para reforzar la confiabilidad y la seguridad del abastecimiento, en los siguientes términos:

- El Artículo 2.2.2.1.4 define la confiabilidad como “la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural de prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura” y adicionalmente define la seguridad de abastecimiento como “la capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo”.
- El Artículo 2.2.2.2.28 establece 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 período de diez (10) años”. En este Artículo también se establece que “En el lapso comprendido entre la expedición del presente decreto y la expedición del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el Ministerio de Minas y Energía podrá adoptar un Plan Transitorio de Abastecimiento, en el cual se incluyan los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural en el corto plazo”.
- El Artículo 2.2.2.2.29 establece que la CREG deberá expedir regulación aplicable a los proyectos incluidos en el plan de abastecimiento de gas natural. En particular en el numeral 1 de este Artículo se establece que la CREG debe adoptar los “Criterios para definir cuáles proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural podrán ser desarrollados, en primera instancia, por un agente como complemento de su infraestructura existente y cuáles se realizarán exclusivamente mediante mecanismos abiertos y competitivos”.
- El Artículo 2.2.2.2.29 también establece la posibilidad de realizar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural a través de mecanismos abiertos y competitivos.



- El párrafo del Artículo 2.2.2.2.29 establece que “La UPME será responsable de la aplicación de los mecanismos abiertos y competitivos a los que se refiere este artículo”.

Con posterioridad, mediante la expedición de la Resolución 40052 de 2016 por parte del Ministerio de Minas y Energía, se desarrolló el Artículo 2.2.2.2.28 del Decreto 1073 de 2015, modificado por el Artículo 4 del Decreto 2345 de 2015, y dictó otras disposiciones.

En el Artículo 1 de la Resolución 40052 de 2016 se establece, entre otros aspectos 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)”.
- “En el estudio técnico se deberán considerar proyectos asociados a infraestructura para importación, almacenamiento, aumento de la capacidad de transporte, extensión de los sistemas de transporte, redundancias en gasoductos, redundancias en sistemas de compresión, conexiones entre sistemas de transporte, entre otros”.
- El estudio técnico que elabore la UPME contendrá la “identificación de los beneficiarios de cada proyecto”.

Mediante la Resolución CREG 107 de 2017 se establecieron los procedimientos para la ejecución, a través de procesos de selección, de los proyectos prioritarios incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural o en el plan transitorio adoptado por el Ministerio de Minas y Energía. Posteriormente, esta resolución fue derogada por la Resolución CREG 102 008 de 2022, que ajustó y compiló dichas disposiciones, de conformidad con lo previsto en el artículo 2.2.2.2.29 del Decreto 1073 de 2015. Esta última resolución fue modificada por las resoluciones CREG 102 003 de 2023 y 102 012 de 2024.

Mediante la Resolución CREG 102 009 de 2022, por la cual se hicieron unos ajustes y se compiló la Resolución CREG 152 de 2017, la Comisión estableció reglas complementarias para el desarrollo de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico. En particular, se definieron disposiciones relacionadas con los servicios asociados a dicha infraestructura; las obligaciones del adjudicatario; la determinación, liquidación, facturación y



Comisión de Regulación
de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20260706-161114-ad5de5-40018684
2026-07-07T09:48:06-05:00 - Página 4 de 10

recaudo de los ingresos correspondientes; la suscripción y el registro de los contratos; las garantías de cumplimiento; los incentivos aplicables a la entrada anticipada, total o parcial, en operación; y las compensaciones por indisponibilidad.

Asimismo, en esa misma resolución, se dispuso que los servicios asociados a esta infraestructura serán asignados por el Gestor del Mercado de Gas Natural, de conformidad con los procedimientos y reglas que determine la CREG.

Ahora bien, como se mencionó, el artículo 2 del Decreto 1467 de 2024 modificó la definición de Infraestructura de Regasificación contenida en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015 y estableció que, cuando dicha infraestructura sea adoptada en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, será considerada como una extensión de los activos del SNT.

Por su parte, mediante la Resolución número 40031 del 30 de enero de 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 2023-2038, elaborado por la UPME, adoptando dentro de los proyectos los siguientes en materia de regasificación:

- “vi) Infraestructura de almacenamiento y regasificación de GNL en La Guajira con conexión al SNT
- Planta de Regasificación de La Guajira con conexión al punto de entrega al SNT ubicado en el nodo Ballena con los siguientes servicios asociados:
- a) Capacidad de regasificación de 250 MPCD;
 - b) Capacidad de almacenamiento de 120.000 m3 de gas natural licuado (GNL);
 - c) Fecha de puesta en operación e inicio de la prestación efectiva del servicio: 58 meses contados a partir del momento en que el transportador incumbente manifieste su voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto o, a partir de la selección del Inversionista del proyecto.
 - d) Fecha anticipada de entrada en operación: Primer Trimestre de 2026.



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

- “vii) Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico

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

- a) Capacidad de regasificación de 400 MPCD;

- b) Capacidad de almacenamiento de 170.000 m3 de gas natural licuado (GNL);

- c) Fecha de puesta en operación: 58 meses contados a partir de la selección del Inversionista de este proyecto. Lo anterior sin perjuicio de la fecha que se establezca como fecha anticipada de entrada en operación la cual debe ser el Cuarto Trimestre de 2029.

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

El 31 de enero de 2025 la UPME mediante la Circular Externa número 000008 de 2025, publicó el documento complementario al Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038 y sus anexos, los cuales habían sido socializados previamente con las entidades del sector y remitidos al Ministerio de Minas y Energía para su consideración y adopción.

Posteriormente mediante la Resolución número 40302 del 1 de julio de 2025 el Ministerio de Minas y Energía modificó el párrafo del artículo 4 de la Resolución número 40031 de 2025, que adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2032, y estableció otras disposiciones.

Mediante el proyecto de Resolución CREG 702 014 de 2025, la CREG identificó la necesidad de complementar y ajustar las disposiciones de las resoluciones CREG 102 008 de 2022 y 102 009 de 2022, con el fin de adecuarlas a la modificación de la definición de Infraestructura de Regasificación introducida por el Decreto 1467 de 2024. Asimismo, desarrollar reglas adicionales para la ejecución de proyectos de regasificación incluidos en el PAGN que lo requieran,



así como establecer las fórmulas de remuneración y las compensaciones por indisponibilidad aplicables a proyectos con fechas anticipadas de entrada en operación, total o parcial.

De conformidad con lo dispuesto en la Resolución CREG 102-008 de 2022 y la Resolución CREG 175 de 2021, los proyectos IPAT se remuneran mediante un ingreso regulado denominado en pesos colombianos. En el marco de dicha regulación, estos proyectos han sido concebidos como iniciativas en las que el componente de inversión representa la mayor proporción de sus costos.

No obstante, cuando una infraestructura de regasificación de un Plan de Abastecimiento de Gas Natural, PAGN, adoptado por el Ministerio de Minas y Energía, en el marco de lo dispuesto en el Decreto 1073 de 2025, adopte una solución técnica que conlleve pagos recurrentes en dólares estadounidenses, la regulación vigente presenta una oportunidad de ajuste para establecer señales regulatorias que permitan remunerar adecuadamente dichos proyectos, reconociendo la naturaleza en moneda extranjera de sus obligaciones recurrentes de pago.

En relación con los valores de inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento, es pertinente precisar que las cifras que se aprueben corresponderán a las consideradas como eficientes, determinadas con base en la información declarada por la empresa, el informe técnico de la UPME y la mejor información disponible por parte de la CREG para tal efecto.

En el documento CREG 902 216 de 2026 se consignan los análisis y motivaciones que sustentan la presente propuesta regulatoria.

RESUELVE:

Artículo 1. Objeto. Esta Resolución tiene por objeto establecer los mecanismos de remuneración de proyectos IPAT asociados a infraestructuras de regasificación de los planes de abastecimiento de gas natural, PAGN.

Artículo 2. Agréguese un párrafo al artículo 4 de la Resolución CREG 102 008 de 2022 así:

“Párrafo 5 — Proyectos IPAT asociados a infraestructura de regasificación. Cuando un proyecto IPAT asociado a infraestructura de regasificación adoptado en un Plan de Abastecimiento de Gas Natural contemple una solución técnica desarrollada mediante una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU) bajo contratos de



arrendamiento de largo plazo (*time charter party*), *leasing* o mecanismos equivalentes, en los cuales una porción significativa de los costos eficientes corresponda a obligaciones recurrentes denominadas en dólares, la CREG aplicará un mecanismo de remuneración diferenciado en los siguientes términos:

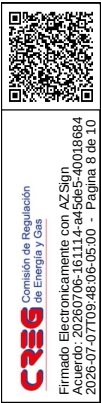
- i. **Costo eficiente del arrendamiento o disponibilidad de la infraestructura denominado en dólares estadounidenses (USD).** Este costo será determinado dentro de un rango de eficiencia definido por la Comisión con base en análisis técnicos independientes y referencias del mercado internacional, considerando tanto el valor contractual como la eficiencia económica del mismo.
- ii. **Gastos AOM en COP:** los gastos de administración, operación y mantenimiento propios del agente serán reconocidos en pesos colombianos (COP) conforme a criterios de eficiencia.
- iii. **Ingreso Anual Equivalente (IAE) sobre CAPEX propio:** el IAE se determinará conforme a la metodología vigente aplicable a proyectos IPAT. Cuando el responsable del proyecto acredite, con soportes verificables y auditables, la existencia de financiamiento o compromisos de inversión efectivamente denominados en USD, la CREG podrá reconocer hasta el sesenta por ciento (60%) del IAE asociado a dicho CAPEX en dicha moneda.
- iv. **Factor de Gestión en USD:** destinado a remunerar actividades de administración contractual, supervisión técnica, coordinación operativa y gestión integral de riesgos asociados a la disponibilidad de la infraestructura. El factor se calculará como:

Factor de Gestión = $\alpha \times$ Costo eficiente del arrendamiento.

El coeficiente α será determinado por la CREG mediante estudio técnico que incorpore referencias internacionales de *management fee* aplicables a infraestructura FSRU”.

Artículo 3. Vigencia. La presente resolución rige a partir del momento de su publicación en el Diario Oficial.

Dada en Bogotá, D.C., al 25 de junio de 2026



REGISTRO DE FIRMAS ELECTRONICAS

Proyecto_Resolución_CREG_702_023_2026

Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo: 20260706-161114-a45de5-40018684

Creación: 2026-07-06 16:11:14

Estado: Finalizado

Finalización: 2026-07-07 09:48:04



Escanee el código
para verificación

Firma: Director ejecutivo

Antonio Jiménez

@creg.gov.co

13744211

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Firma: Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales - OARE

Juan Carlos Bedoya

jcbedoya@minenergia.gov.co

18519566

Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

Ministerio de Minas y Energía



CREG
Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20260706-161114-a45de5-40018684
2026-07-07 09:48:06-05:00 - Página 9 de 10

REPORTE DE TRAZABILIDAD			 Escanee el código para verificación
Proyecto_Resolución_CREG_702_023_2026			
Comisión de Regulación de Energía y Gas gestionado por: azsign.com.co			
Id Acuerdo: 20260706-161114-a45de5-40018684		Creación: 2026-07-06 16:11:14	
Estado: Finalizado		Finalización: 2026-07-07 09:48:04	
TRAMITE	PARTICIPANTE	ESTADO	ENVIO, LECTURA Y RESPUESTA
Firma	Juan Carlos Bedoya jcbedoya@minenergia.gov.co Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatori Ministerio de Minas y Energia	Aprobado	Env.: 2026-07-06 16:11:30 Lec.: 2026-07-06 16:55:46 Res.: 2026-07-06 16:55:49 IP Res.: 200.118.62.215
Firma	Antonio Jimenez @creg.gov.co Director Ejecutivo Comisión de Regulación de Energía y Gas	Aprobado	Env.: 2026-07-06 16:55:49 Lec.: 2026-07-07 09:06:38 Res.: 2026-07-07 09:48:04 IP Res.: 190.71.147.18