

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

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha (dd/mm/aaaa):	08/05/2026
Proyecto de Decreto:	Por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015 con el fin de adoptar medidas orientadas a promover la oferta de gas natural, y se dictan otras disposiciones.

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

1.1. Contexto normativo

El artículo 2 de la Constitución Política señala que son fines esenciales del Estado, entre otros: servir a la comunidad, promover la prosperidad general y garantizar la efectividad de los principios, derechos y deberes consagrados en la Constitución.

Por otra parte, el artículo 365 de la Carta señala que “[l]os servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es su deber asegurar la prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional”. En igual sentido prevé que, en todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de los servicios públicos domiciliarios.

De acuerdo con el artículo 370 de la Constitución Política, “[c]orresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios (...)”. En desarrollo de lo anterior, el artículo 68 de la Ley 142 de 1994 establece que dichas funciones se desarrollarán por medio de las Comisiones de Regulación de los servicios públicos, si decide delegarlas.

El numeral 8.2 del artículo 8 de la Ley de servicios públicos domiciliarios, señala que es competencia de la Nación “[e]n forma privativa planificar, asignar y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, a través de empresas oficiales, mixtas o privadas”.

El artículo 3 de la Ley 2128 de 2021 indica que “[e]l Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía (...), dictará normas que garanticen el abastecimiento y la confiabilidad en el suministro de gas combustible en el mercado (...)”.

Mediante Resolución 181704 de 2011, el Ministerio de Minas y Energía estableció la metodología de cálculo para la determinación del Índice de Abastecimiento de Gas Natural.

Mediante Resolución 21 de 2019, la CREG modificó la Resolución CREG 114 de 2017, en lo relacionado con el mercado secundario de suministro.

El artículo 2.2.2.2.23 del Decreto 1073 de 2015 establece los mecanismos y procedimientos de comercialización de la producción total disponible para la venta (PTDV), y de las cantidades importadas disponibles para la venta (CIDV), conforme a los lineamientos previstos en dicha norma.

El artículo 2.2.2.2.25 del Decreto 1073 de 2015 estableció los lineamientos para la expedición de los mecanismos y procedimientos de comercialización de gas para promover la competencia, propiciar la formación de precios eficientes a través de procesos que reflejen el costo de oportunidad del recurso,

considerando las diferentes variables que inciden en su formación, así como mitigar los efectos de la concentración del mercado y generar información oportuna y suficiente para los agentes.

Según el parágrafo del artículo 2.2.2.2.33 del Decreto 1073 de 2015, la comercialización del gas importado con destino al servicio público domiciliario deberá someterse a las mismas disposiciones expedidas por la CREG para la actividad de comercialización del gas de producción nacional.

Mediante Resolución CREG 102 015 de 2025 y aquellas que la han adicionado o modificado se reglamentaron los aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural, los cuales hacen parte del reglamento de operación de gas natural.

1.2. Aspectos técnicos y económicos

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

El comportamiento reciente del mercado de gas natural ha evidenciado condiciones estructurales que justifican la intervención del Gobierno Nacional, con el fin de corregir distorsiones, preservar la competencia, garantizar el abastecimiento y proteger al usuario final. El desbalance entre la oferta y la demanda contractualmente comprometida, sumada al incremento de prácticas especulativas en el mercado secundario, ha generado señales de precios que no corresponden a los costos reales del mercado y están afectando de manera directa la eficiencia económica y la seguridad energética del país.

De igual forma, la necesidad de importar gas natural para complementar la oferta en firme requerida hace pertinente que se expidan lineamientos para que, en situaciones de estrechez en la oferta de gas de producción nacional, el precio al que se comercialice el gas importado esté ajustado a las condiciones en que se proteja a los usuarios del servicio público.

La información consolidada por el Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y el Gestor del Mercado convergen en la misma conclusión: el funcionamiento actual del mercado secundario, bajo condiciones de estrechez, está generando incentivos económicos que exceden la finalidad para la cual dicho mercado fue creado, poniendo en riesgo la estabilidad tarifaria y la adecuada prestación del servicio público de gas combustible.

La trayectoria descendente del potencial de producción declarado por los productores, acompañada de la reducción gradual en la producción efectiva, confirma que la disponibilidad nacional se ha afectado desde 2022, mientras las declaraciones mostraban niveles superiores a 1.000 GBTUD al inicio del horizonte, las proyecciones más recientes muestran dicho potencial en valores cercanos a los 750–780 GBTUD hacia 2027.

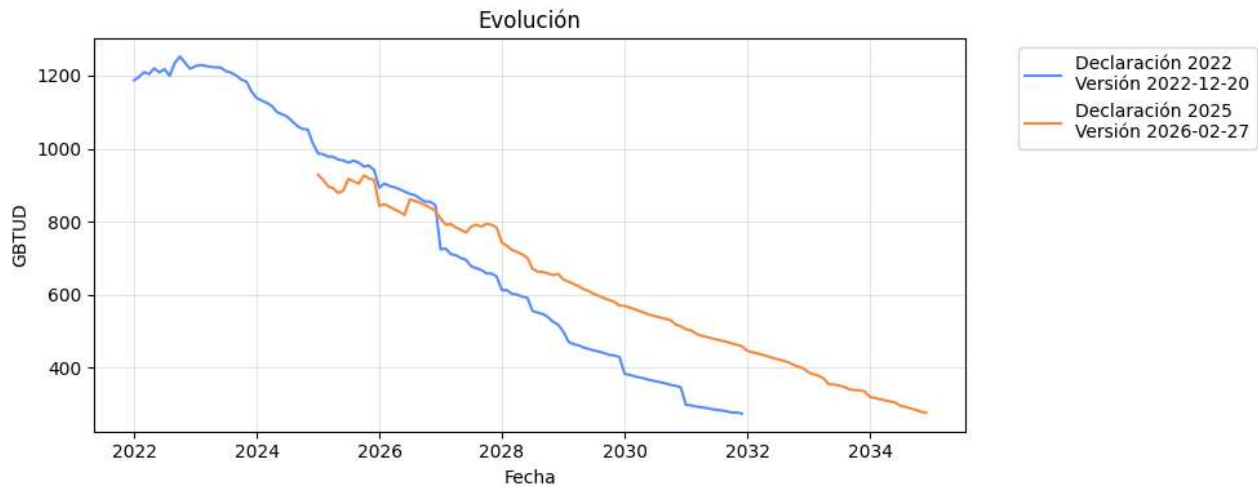


Ilustración 1. Evolución Declaración de Producción – Potencial de Producción. Fuente: Dirección de Hidrocarburos - MME

La producción efectiva, por su parte, ha operado entre un 5% y 15% por debajo del potencial, afectada por mantenimientos programados, eventos operacionales y la declinación normal de los principales campos que son campos maduros. Ello ha generado un aumento significativo de la participación del gas importado en el abastecimiento nacional, con la consecuente exposición a ciclos de precios internacionales y riesgos logísticos.

Estos elementos, por sí solos, explicarían parte de la presión en los precios del mercado primario; sin embargo, lo observado en los últimos años excede las dinámicas razonables de un mercado en transición hacia una mayor dependencia del importado y evidencia conductas que afectan al mercado y a la libre competencia económica.

Los análisis de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios confirman que el precio ponderado del mercado primario y el Costo Unitario Variable (CUV) han aumentado de forma sostenida desde 2021, con incrementos particularmente pronunciados entre 2023 y 2025.

Evolución de Precios Mercado Primario

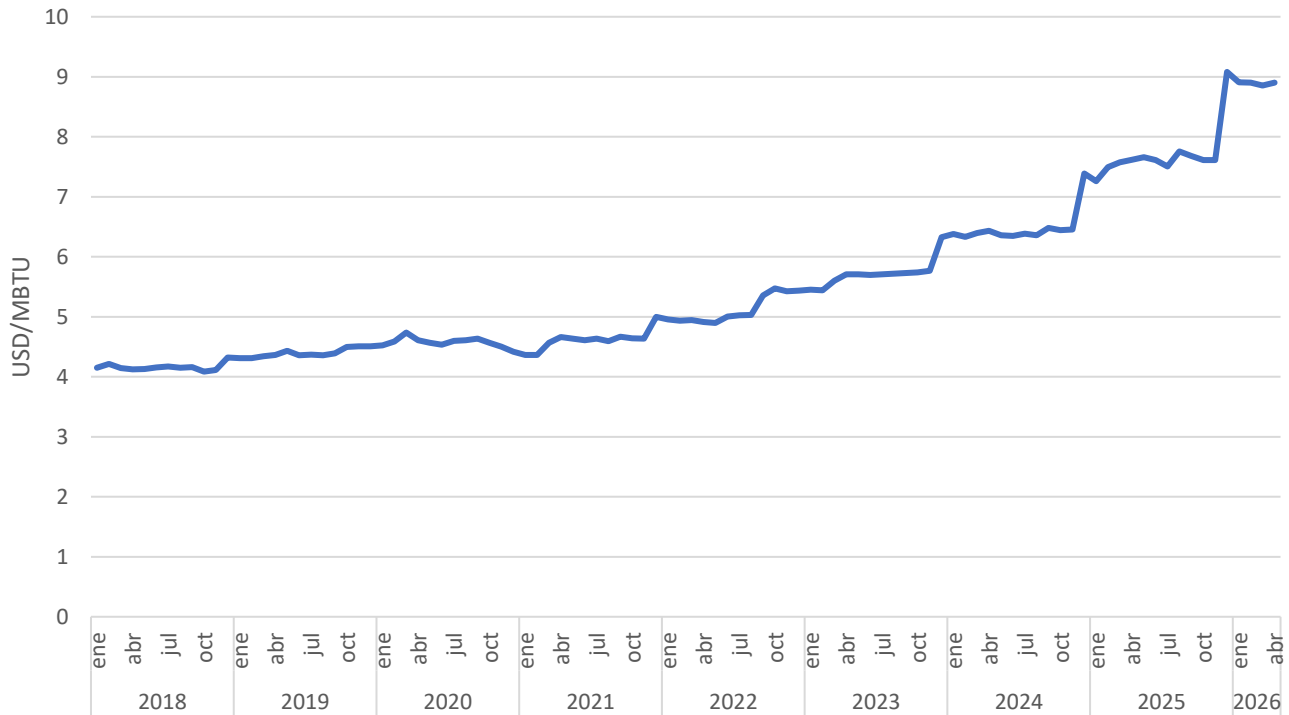


Ilustración 2. Precio Ponderado de gas natural en el mercado primario. Fuente. Elaboración Propia con datos del Gestor del Mercado.

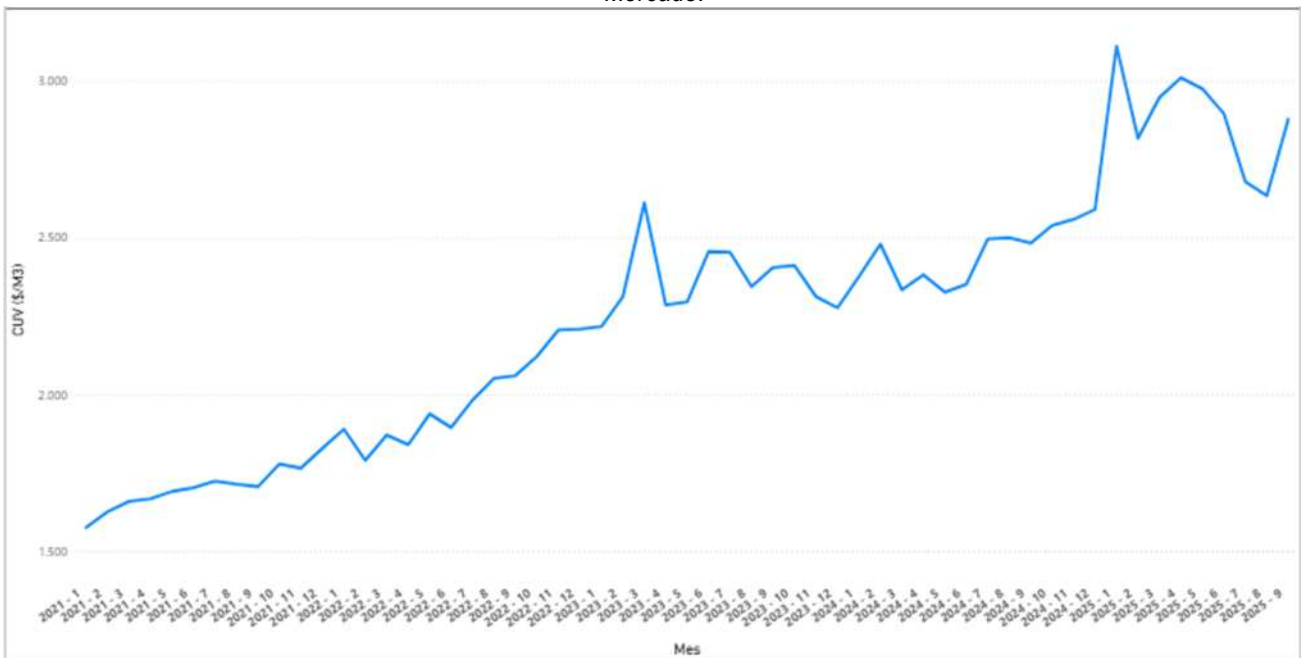


Ilustración 3. Precio Ponderado del costo unitario de gas natural. Fuente. Boletines tarifarios de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) desde 2021 a 2025.

La información reportada por las empresas muestra que los contratos suscritos a partir de diciembre de 2025 presentan precios significativamente superiores frente a los contratos vigentes, incluso sin variaciones equivalentes en los costos operativos o en las condiciones técnicas del sistema.

Este fenómeno coincide con episodios identificados en los que algunos agentes con excedentes contractuales o capacidad disponible han realizado múltiples reventas de los mismos volúmenes a precios crecientes, generando márgenes de intermediación que no guardan relación con ningún costo real y que responden primordialmente a la estrechez coyuntural entre oferta y demanda.

Tales prácticas no solo encarecen el suministro, sino que afectan la señal económica sobre la cual se organizan los procesos de nominación, programación, cobertura contractual y abastecimiento de los agentes del mercado.

1.2.1. Mercado Mayorista de gas natural y definiciones

La Resolución CREG 102 015 de 2025, establece las reglas del mercado mayorista de gas natural donde define la comercialización de gas natural nacional e importado y las reglas de comercialización que debe tener el mercado secundario de gas natural.

Cantidades Importadas con Contratos de Suministro – CIC / Potencial de Importación de gas natural de una fuente determinada - PI:

La situación actual de abastecimiento hace necesario importar mayores cantidades de gas natural, razón por la cual las nuevas infraestructuras de importación deben adaptarse al registro de información del que actualmente gozan los campos nacionales.

Los campos nacionales tienen para su registro de información el Potencial de Producción (PP) que es aquella capacidad total que puede producir un campo cada día, la Producción Comprometida (PC) que es aquella producción que ya fue vendida a algún agente del mercado y el Potencial de Producción Disponible para Venta (PTDV); y la suma de estos últimos dos debe ser igual al Potencial de Producción.

Paralelamente, desde el 1 de diciembre de 2025 hasta el 31 de marzo de 2026, se ha inyectado por parte de SPEC 198 MPCD y se ha atendido parte de la demanda nacional con gas natural importado en un equivalente de 64 MPCD conforme a los datos del gestor del mercado, en parte debido a que el gas que se consume de las refinerías no ha sido puesto al mercado para que los otros sectores de la demanda puedan participar por este.

Con base en lo anterior, es necesario que las nuevas infraestructuras de importación deben adaptarse al registro de información del que actualmente gozan los campos nacionales, y en ese sentido se propone establecer unas definiciones adicionales que sean aplicables a la importación de gas natural y por tal motivo se propone añadir nuevas como el Potencial de Importación (PI) de alguna infraestructura y la Capacidad de importación Comprometida (CIC), la cual se entendería como la capacidad de importación que ya fue vendida a algún agente del mercado. La suma de la CIC con la Capacidad de Importación Disponible para la Venta (CIDV) debería ser igual al PI.

De igual forma, tanto para la coherencia de las cifras del Potencial de Producción, en la que el PP debe ser la suma de la PC y la PTDV, como para el Potencial de Importación en el que debe ser la suma de la CIC y la CIDV; se adicionó al proyecto normativo de forma taxativa la condición de que ninguna de las cifras reportadas por los agentes puedan ser negativas, debido a que la Dirección de Hidrocarburos ha recibido información por parte de Productores de gas natural, en la que se entregan cantidades negativas en la PC o en la PTDV para hacer coincidir de manera forzada el Potencial de Producción.

Ante las actualizaciones realizadas en las definiciones respecto al gas natural importado, también es necesario modificar el artículo 2.2.2.2.1 del Decreto 1073 de 2015 que establece las condiciones del potencial de importación, a fin de incorporar nuevas definiciones.

Demanda Esencial:

Tratando el tema de producción comprometida, existen productores y productores comercializadores que tienen a su propiedad o participación de refinerías para la producción de combustibles líquidos. El artículo 41 de la Resolución CREG 102 015 de 2025 indica que los productores-comercializadores deben registrar ante el Gestor del Mercado los consumos propios que sean destinados a las refinerías. Sin embargo, la oferta para la atención de estos consumos está exenta de realizar un proceso de comercialización competitivo. Se estima que se podrían presentar excedentes de la oferta dirigida a las refinerías, y que estos podrían ser aprovechados por los otros sectores de la demanda como el residencial, comercial, GNCV e industrial.

Conforme a los datos del Gestor del Mercado de Gas Natural, las refinerías han mantenido un consumo cercano a los 135 MPCD que es un equivalente aproximado al 18% de la demanda nacional sin contar la generación termoeléctrica, lo que lo convierte en un consumidor relevante del Gas Natural.

También se evidencia un aumento en la contratación del gas natural importado en el mercado primario a lo largo del año 2025 que empieza con 22 MPCD y ya llega a 65 MPCD, lo que muestra aún más la necesidad de que todo el gas comercializable pueda ser puesto a disposición de todos los agentes del mercado para que puedan competir por este.

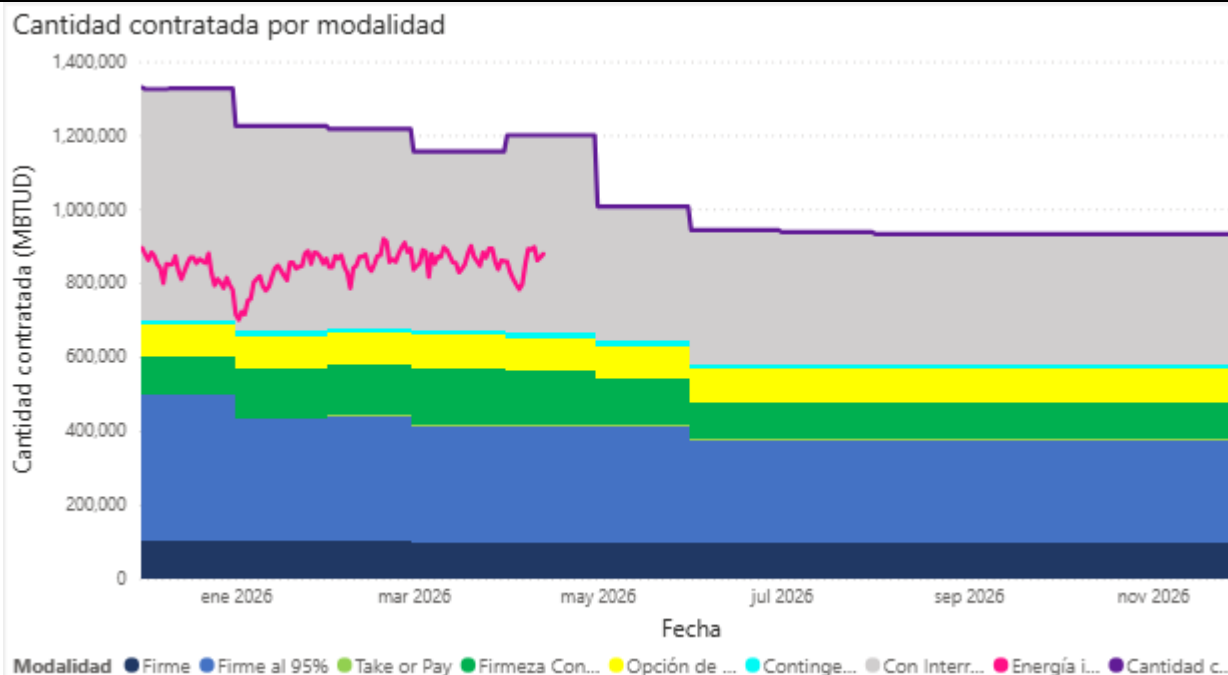


Ilustración 4: Cantidad contratada de gas en el mercado primario.

Fuente. Gestor del Mercado de Gas Natural. Datos del 1 de diciembre de 2025 al 30 de noviembre de 2026.

Desde el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 donde establece que los regímenes tarifarios deben ser el de mercados competitivos, se debe incentivar a que todos los sectores que consumen gas natural participen en procesos competitivos para la compra de este combustible a los productores y productores comercializadores.

Por lo anterior, se debe buscar que ante situaciones de estrechez en la oferta de gas de producción nacional, y en el acaecimiento de eventos que impliquen priorización (fuerza mayor, mantenimientos, insalvables restricciones de la oferta, otros) de acuerdo con los artículos 2.2.2.2.1 y 2.2.2.2.4 del Decreto 1073 de 2015, las refinerías no hagan parte de la demanda esencial; lo anterior buscando que sectores como la industria no regulada puedan ser tratado de forma equitativa con las refinerías, que pertenecen igualmente al sector industrial.

Infraestructura de Regasificación:

Dentro de los proyectos adoptados en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN) 2023-2038 mediante la Resolución 40031 de 2025 se incluye el siguiente:

“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.”.*

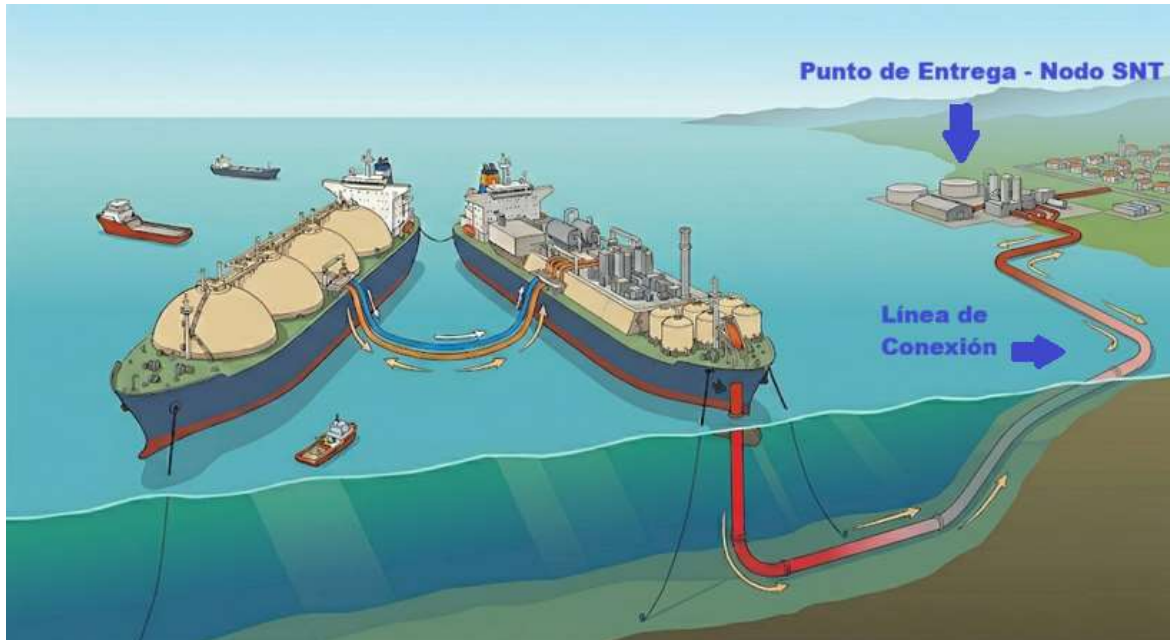


Ilustración 5. Esquema de Infraestructura de Regasificación. Fuente: MME

En la Ilustración 5, se puede apreciar que típicamente un proyecto de una infraestructura de regasificación necesariamente requiere de una línea de conexión que lleve el gas desde la unidad FSU (Unidad Flotante de Almacenamiento, por sus siglas en inglés) o FSRU (Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación, por sus siglas en inglés) –FSRU para el caso de la ilustración– hasta la costa, en donde se ubican las facilidades para la conexión al Punto de Entrega / nodo establecido en el PAGN.

Las citadas líneas de conexión no podrían en este sentido asimilarse a Gasoductos de Conexión como lo establece la Resolución CREG 033 de 2018, ya que esta definición implica aspectos asociados al libre acceso y a su posible paso a convertirse en un gasoducto de transporte que, cuando el proyecto hace parte del PAGN tiene consideraciones diferentes a cuando se desarrollan infraestructuras de regasificación en el marco de la libre iniciativa de los agentes. La anterior consideración tiene sentido en el caso particular del PAGN, ya que mientras el proyecto esté siendo remunerado al inversionista bajo este mecanismo, existe el compromiso de asegurar el servicio y capacidad comprometida en el propio PAGN; por lo tanto se propone adicionar esta condición a la definición de Infraestructura de Regasificación y evitar interpretaciones regulatorias que puedan afectar el correcto desarrollo de los proyectos del Plan de Abastecimiento. Adicionalmente dar claridad a lo que ya fue expuesto y desarrollado en la memoria justificativa del Decreto 1467 de 2024, en donde se explicaba en detalle

que la consideración de una Infraestructura de Regasificación como una extensión de los activos del SNT cuando se adoptó mediante el PAGN, se hace sólo con el objetivo de permitir su viabilidad y pago a través de las tarifas de transporte, por lo cual dicha condición no tiene la intención de extender el ejercicio de derechos ni obligaciones propias de los activos del SNT.

Mercado Secundario:

Adicionalmente, según la información publicada en la Circular CREG 195 de 2025 muestra, como se han comportado las iteraciones en el mercado secundario de gas natural y los márgenes de intermediación que han tenido algunas de estas transacciones que han llegado a ser superiores al 200% en distintas ocasiones. Ante la situación estrecha, entre oferta y demanda de gas natural, y la necesidad de evitar la eventual especulación de agentes en el mercado secundario que altere las cifras y se generen condiciones de mercado que no corresponden a la realidad con la que se obtiene el hidrocarburo.

Por este motivo, se requiere que la CREG evalúe si es necesaria la intervención del mercado secundario de gas natural con base en los análisis que está realizando; y por tal razón, determinar si se debe cambiar la condición de libertad que tiene el mercado secundario conforme la definición existente en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015.

Contrato Firme Sujeto a Condiciones:

El Decreto 1467 de 2024 adicionó el artículo 2.2.2.2.45 al Decreto 1073 de 2015 para establecer las condiciones comerciales de las fuentes que no tienen reservas probadas y las nuevas infraestructuras de importación. Dentro de estas condiciones se estableció que deben cumplir con los requisitos mínimos que establece la regulación vigente, la cual se determina en el capítulo II de la Resolución CREG 102 015 de 2025.

Una de las condiciones de activación para que estos contratos alcancen la condición de firmeza y como tal puedan otorgar Respaldo Físico, está definida para fuentes de producción nacional como la declaración de comercialidad; sin embargo, se detectó a través de la lectura regulatoria del propio Decreto 1073 de 2015, que debe añadirse una condición que ya está establecida para el respaldo físico en la definición del artículo 2.2.2.1.4 que menciona:

“Respaldo Físico. Garantía de que, al momento de ofrecer suministro para un período dado, un productor cuenta con Reservas de Gas Natural, o que un comercializador cuenta con contratos de suministro firme de gas natural, o que un transportador cuenta físicamente con la capacidad de transporte para asumir y cumplir compromisos contractuales Firmes o que garantizan firmeza, hasta el cese de las entregas.” (resaltado fuera del texto original)

Por lo tanto, se propone ajustar la definición para que ambas condiciones, tanto la declaración de comercialidad, así como la declaración de reservas, sean necesarias para que los Contratos Firmes Sujetos a Condiciones de un Productor se consideren Contratos firmes o que garantizan firmeza.

Declaración de Suministro Vinculante:

Adicionalmente es importante recordar que el Decreto 1467 de 2024, mediante el instrumento de los Contratos Firmes Sujetos a Condiciones (CFSC) permitió que los desarrolladores de proyectos de gas natural costa afuera (como el Campo Sirius, operado por Petrobras y Ecopetrol) y de infraestructura de importación pudieran suscribir contratos con la demanda antes de alcanzar la declaración de comercialidad o la puesta en servicio de la infraestructura, superando así la incertidumbre propia de inversiones de larga maduración. La lógica del mecanismo es sólida: el vendedor puede comprometer cantidades a futuro condicionadas a la Decisión Final de Inversión (FID – por sus siglas en inglés) y a la satisfacción de hitos secundarios (licencias ambientales, consultas previas, conexión al SNT, certificación de reservas ante la ANH), mientras el comprador obtiene certeza sobre el suministro futuro sin exigir respaldo físico inmediato al vendedor.

En el tiempo que se llevan desarrollando los CFSC, se ha evidenciado que existen ciertos aspectos que deben tratarse en la política pública, como son los siguientes:

- Ausencia de simetría en las condiciones de salida: El artículo 2.2.2.2.45 del Decreto 1073 de 2015 (adicionado por el Decreto 1467/2024) no establece que las condiciones de activación y salida del CFSC sean simétricas para comprador y vendedor. En la práctica, el vendedor puede salir libremente antes del cumplimiento de condiciones, inclusive después de conseguir la FID (por incumplimiento de hitos), mientras que el comprador queda atado al contrato.
- Bloqueo de moléculas físicas disponibles: Cuando un proveedor con gas con respaldo físico disponible (gas importado de Venezuela, gas de mantos de carbón de Drummond, otros) busca comercializar su producto, encuentra compradores que han suscrito CFSC sin llegar a veces a condiciones de FID. En este caso, el mecanismo, diseñado para facilitar el suministro, termina impidiendo la entrada de moléculas con compromiso de respaldo físico cuando no hay un compromiso formal de entrega entre las partes.
- Inexistencia de garantía efectiva de suministro: El CFSC no exige respaldo físico. Hasta que el FID no se materialice y los hitos secundarios se cumplan, no existe obligación de entrega de gas. Los plazos pueden extenderse por acuerdo mutuo indefinidamente, creando una zona gris en la que contratos formalmente vigentes no generan ninguna certeza real de abastecimiento.

Por lo anterior, se considera necesario incluir la definición de **Declaración de Suministro Vinculante** (DVS), como una condición ubicada temporalmente entre la firma del CFSC y el momento en que se adquiere condición de respaldo físico mediante la cual, el vendedor de un CFSC declara, ante el Comprador, que tiene las condiciones para comprometerse a la entrega del suministro pactado. Se busca dejar claridad en el sentido en que antes de lograr la DSV, tanto el comprador como el vendedor tienen la posibilidad de terminar unilateralmente su relación contractual.

Comercializador de Gas Natural:

En el desarrollo de la actividad de un Comercializador de gas importado está definida en el artículo 2.2.2.1.4 del Decreto 1073 de 2015 de la siguiente manera:

“Agente Importador de Gas: Persona jurídica que importa gas. Cuando el Agente Importador vende gas importado para la atención del servicio público domiciliario de gas combustible, es un comercializador de gas importado.

(...)



FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



T-GJ-F-01

11-08-2023

V-1

Comercializador de gas importado. Persona jurídica cuya actividad es la comercialización de gas importado.

(...)

Comercialización de gas importado. Actividad complementaria del servicio público domiciliario de gas natural combustible, que consiste en la compra y venta de gas importado.”.

Igualmente, en el artículo 2.2.2.2.33 del citado decreto se extienden disposiciones para la comercialización de gas importado con el siguiente tenor:

“ARTÍCULO 2.2.2.2.33. Naturaleza de las exportaciones e importaciones de gas. (...)

PARÁGRAFO. La comercialización del gas importado con destino al servicio público domiciliario deberá someterse a las mismas disposiciones expedidas por la CREG para la actividad de comercialización del gas de producción nacional. (...).”.

De lo anterior se puede concluir que, de acuerdo con el Decreto y el desarrollo de la regulación hecho por la CREG, solamente un “comercializador de gas importado” puede comprar y vender gas importado; y que la actividad de comercialización de gas importado se somete a las mismas disposiciones de la comercialización; sin embargo, al “agente comercializador de gas importado” no le aplican expresamente las reglas de integración vertical existentes. De igual forma se puede concluir que un comercializador puede tener participación sin limitación en un comercializador de gas importado.

Entendiendo lo anterior, se debe hacer un análisis de las diferentes configuraciones y esquemas se pueden dar al momento de hacer la comercialización de gas importado; y para ilustrar la propuesta del presente proyecto normativo se exponen los siguientes:

Caso 1: El comercializador de gas importado (CGI A) es un agente de la cadena en el que no tiene participación ningún comercializador que atiende su demanda y le vende al Comercializador C1 en el mercado primario.

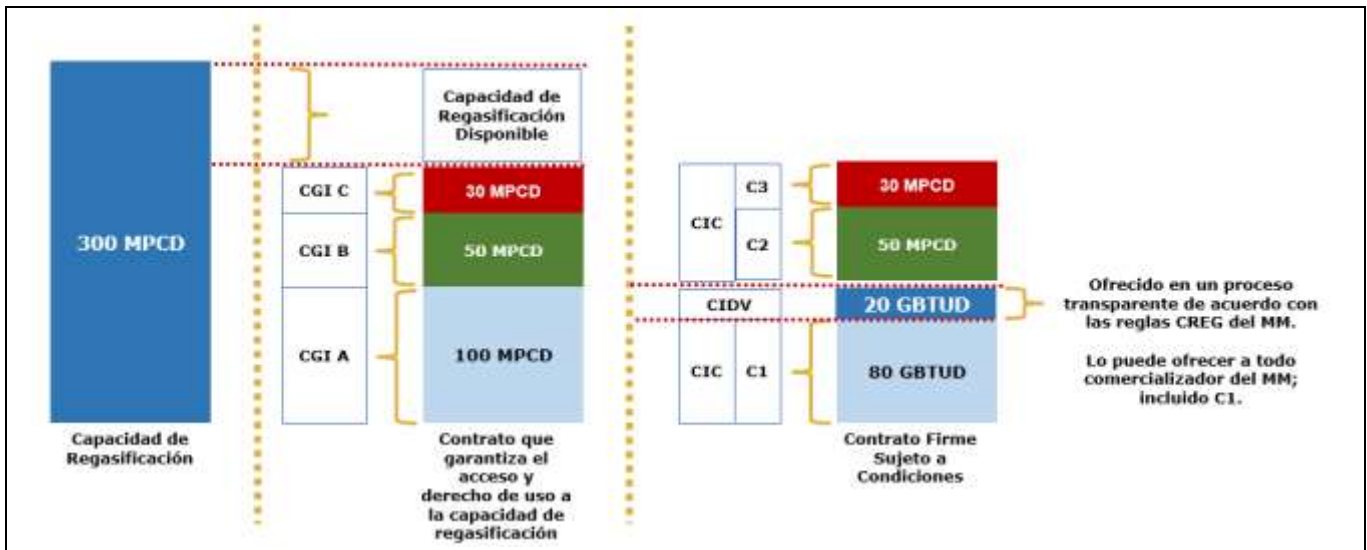


Ilustración 6. Caso 1 – Comercialización de Gas Natural Importado. Fuente: MME-OARE

Caso 2: El comercializador de gas importado (CGI A) es un agente de la cadena que agrega demanda y tiene participación del comercializador C1; y le vende al Comercializador C1, al Comercializador C2 y al Comercializador C3.

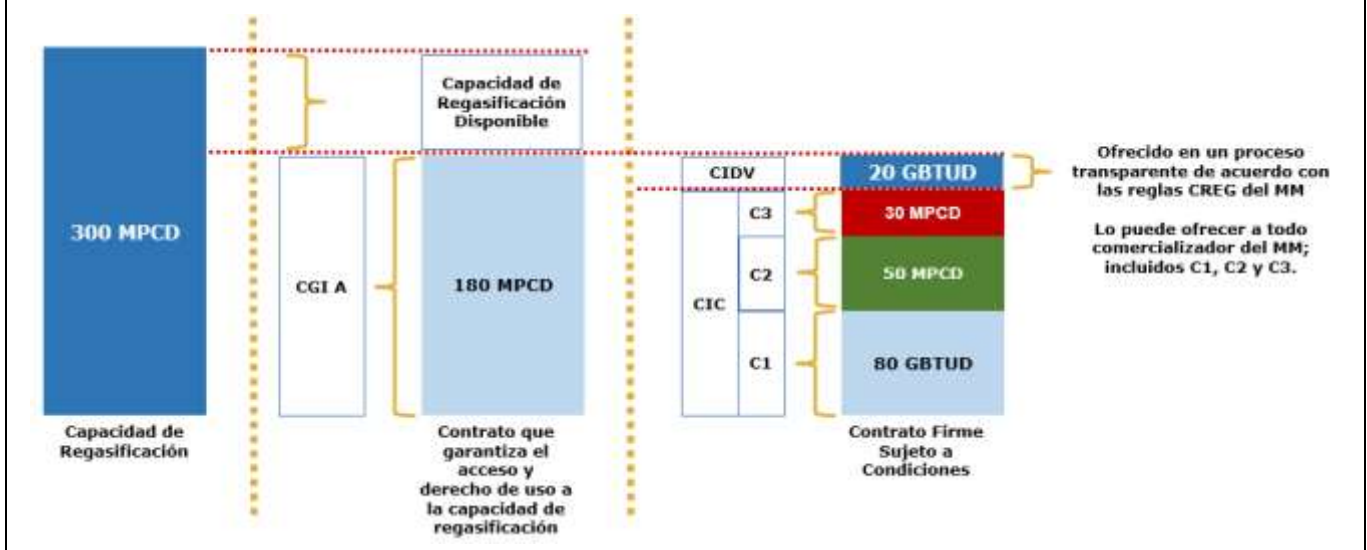


Ilustración 7. Caso 2 – Comercialización de Gas Natural Importado. Fuente: MME-OARE

Caso 3: El comercializador de gas importado (CGI AB) es un agente de la cadena que agrega demanda y tiene participación del comercializador C1 y C2; y le vende al Comercializador C1, al Comercializador C2 y al Comercializador C3.

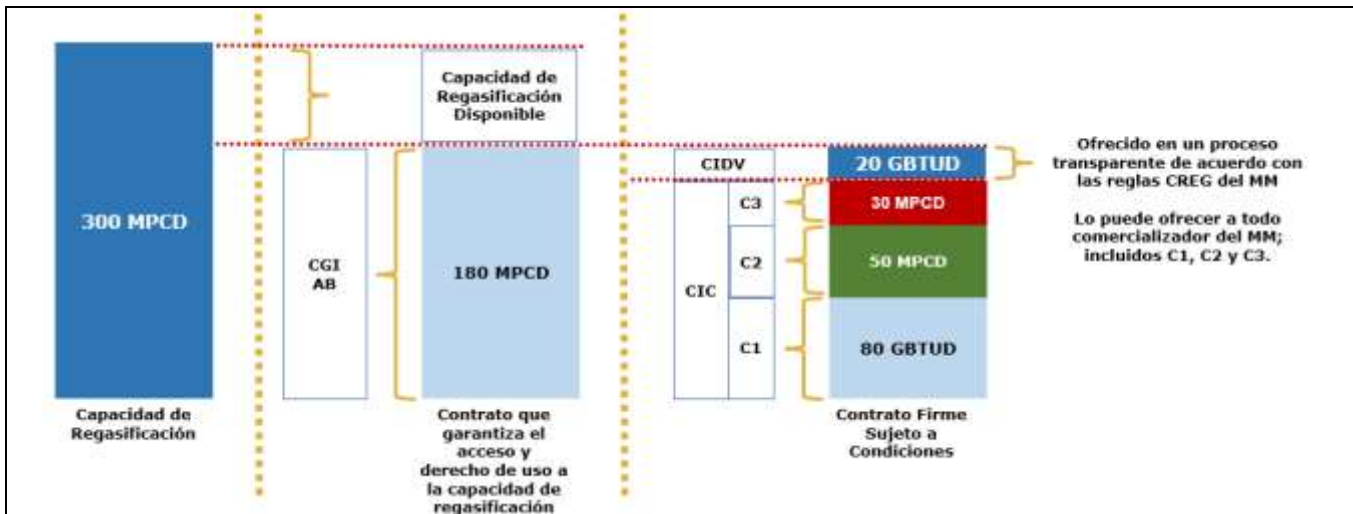


Ilustración 8. Caso 3 – Comercialización de Gas Natural Importado. Fuente: MME-OARE

Caso 4: El comercializador C1 incluye en las actividades comerciales de su razón social la comercialización de gas importado; y atiende a su demanda. (En este caso se debe asegurar regulatoriamente el traslado del costo de gas a la tarifa de forma directa)

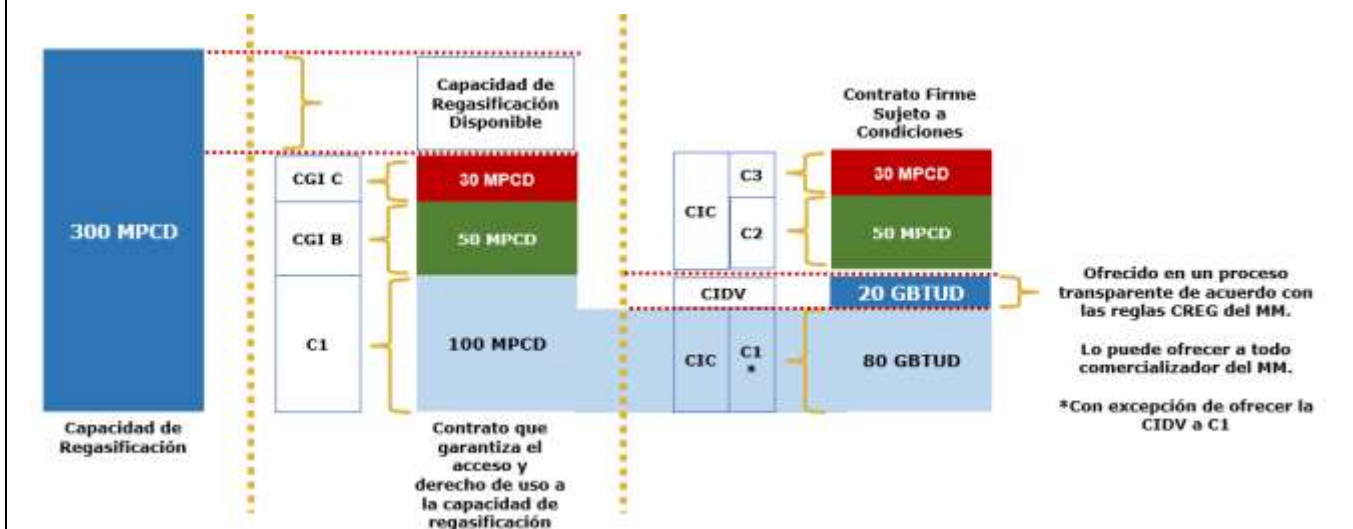


Ilustración 9. Caso 4 – Comercialización de Gas Natural Importado. Fuente: MME-OARE

Caso 5: El comercializador C1 incluye en las actividades comerciales de su razón social la comercialización de gas importado (CGI A) y atiende a su demanda; adicionalmente le vende al Comercializador C2 y al Comercializador C3. (En este caso se debe asegurar regulatoriamente el traslado del costo de gas a la tarifa de forma directa)

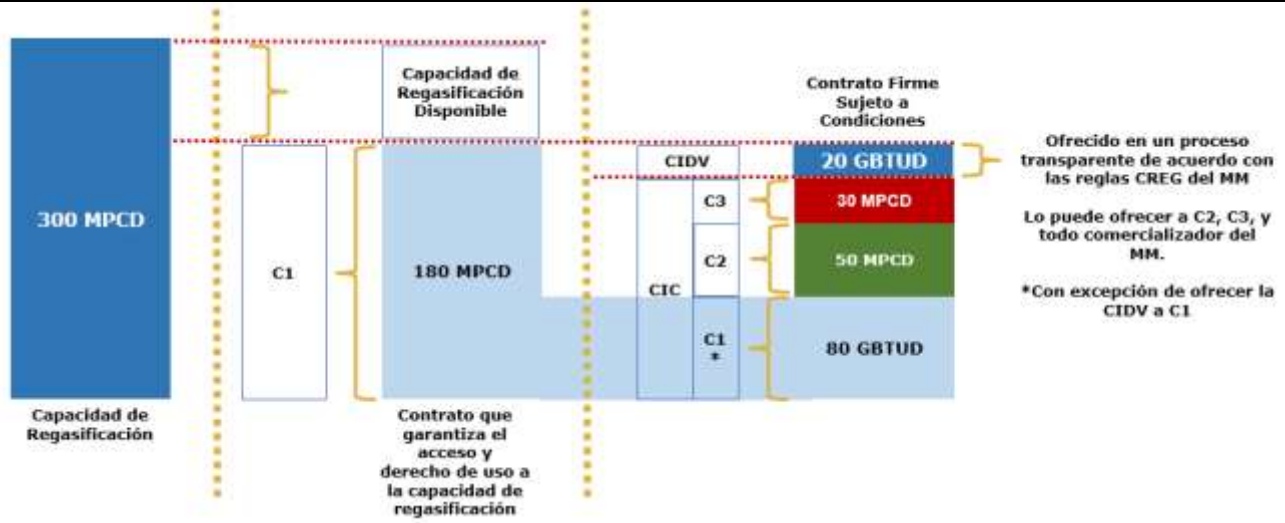


Ilustración 10. Caso 5 – Comercialización de Gas Natural Importado. Fuente: MME-OARE

Para los casos 4 y 5, en los que un Comercializador que atiende a su demanda tiene la posibilidad de acceder directamente al mercado internacional de gas importado y mediante este tipo de esquema ofrecer a sus usuarios un costo de gas sin intermediaciones adicionales, es necesario hacer un ajuste a la definición de Comercialización de Gas Importado adicionando una condición particular para el caso en que un comercializador de gas natural realice directamente actividades de importación de gas natural para atender a sus usuarios, ostente simultáneamente la calidad de Comercializador de gas importado.

Precio de Comercialización de Gas Importado Firme:

El país cuenta con una infraestructura de importación de gas natural que opera desde el año 2016, cuyo propósito era brindar energía exclusivamente para la generación de energía eléctrica; sin embargo, desde el primero de diciembre del año 2024, viene aportando gas para la demanda no térmica del país. Como se ve en la Ilustración 11, desde el año 2023 el consumo promedio de gas natural importado ha venido incrementándose, primer debido a los requerimientos de generación eléctrica que ya no pueden suplirse de gas de producción nacional, y segundo por el consumo por parte de la demanda no térmica.

Cantidad promedio día por Tipo de Oferta

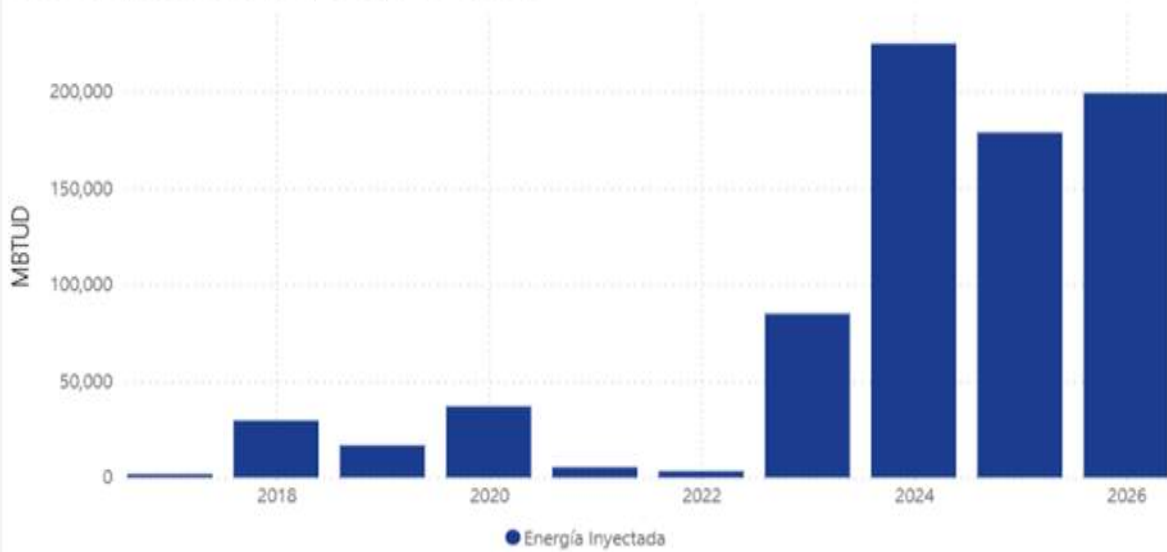


Ilustración 11. Entregas de gas natural importado. Fuente: Bigas – Gestor del Mercado de gas natural (datos del 1 de enero de 2017 a 31 de marzo de 2026)

La cantidad de gas importado asciende a un 22,7% de toda la oferta para el país (ilustración 11); y ante esta necesidad permanente de fuentes importadas, se ha hecho necesario generar lineamientos de política pública y regulación para que el precio que se pueda negociar sea mucho más estable en el largo plazo y se mitiguen los impactos para la tarifa de los usuarios; especialmente para el caso de la comercialización de gas natural importado cuando se dan condiciones de “estrechez en la oferta”, se ha visto necesario establecer una estructura de precios para esta actividad, en donde se pueda diferenciar con detalle para los agentes las diferentes componentes y se pueda visibilizar el margen del Comercializador, para que se puedan habilitar lineamientos de control en condiciones de limitación en la oferta. Los componentes que se proponen son los siguientes:

- Costo de adquisición del gas natural en origen en el mercado internacional.
- Costos operativos y administrativos (incluye los costos relacionados con la nacionalización y otros trámites de importación) asociados a trasladar el gas natural desde el punto de origen al punto de recepción en una Interconexión Internacional de Gas Natural o una Infraestructura de Regasificación.
- Costos operativos, financieros, tributarios y administrativos asociados a acondicionar y entregar el gas natural en las condiciones técnicas señaladas en el RUT en un Punto de Entrega, conforme a lo descrito en el artículo 3o. de la Resolución CREG 102 015 de 2025 y aquellas que la modifiquen, sustituyan o deroguen.
- Margen del Comercializador de gas importado.

% Oferta por tipo de producción

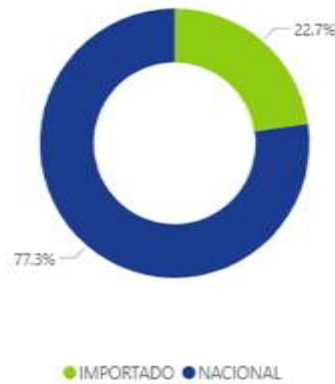


Ilustración 12. Oferta Nacional por Tipo de Campo. Fuente: Bigas – Gestor del Mercado de Gas Natural (Datos del 1 de Enero de 2026 al 31 de Marzo de 2026)

Situación de Estrechez en la Oferta:

En la Resolución 181704 de 2011 el MME estableció la metodología de cálculo para la determinación del Índice de Abastecimiento de Gas Natural con el objetivo de usarlo para definir un límite cuantitativo y objetivo para limitar las exportaciones de gas natural, priorizando y protegiendo la demanda nacional. Lo anterior fue desarrollado en el artículo 5 de la citada resolución.

Para las medidas que se buscan mediante este proyecto normativo, se requiere crear un indicador que de forma objetiva establezca una condición en la oferta de gas de producción local que altere las dinámicas del mercado y active las medidas de control que sean necesarias para proteger a los usuarios del servicio público domiciliario de gas natural.

Se propone en este sentido definir el término “Situación de Estrechez en la Oferta” como el balance entre la oferta de gas natural de producción nacional y la Demanda total del país para la cual el Índice de Abastecimiento de Gas Natural desarrollado por vía de resolución expedida por el Ministerio de Minas y Energía indique el acontecimiento de dicha condición; para que con posterioridad se desarrolle la regulación respectiva.

1.2.2. Mercado Secundario de gas natural:

El mercado secundario, cuyo propósito original es facilitar ajustes operativos y mejorar la eficiencia en la utilización de los volúmenes contratados, ha evolucionado en condiciones de estrechez hacia un espacio donde algunos agentes pueden ejercer una influencia determinante en la formación de precios, aprovechando situaciones de escasez relativa para obtener beneficios extraordinarios.

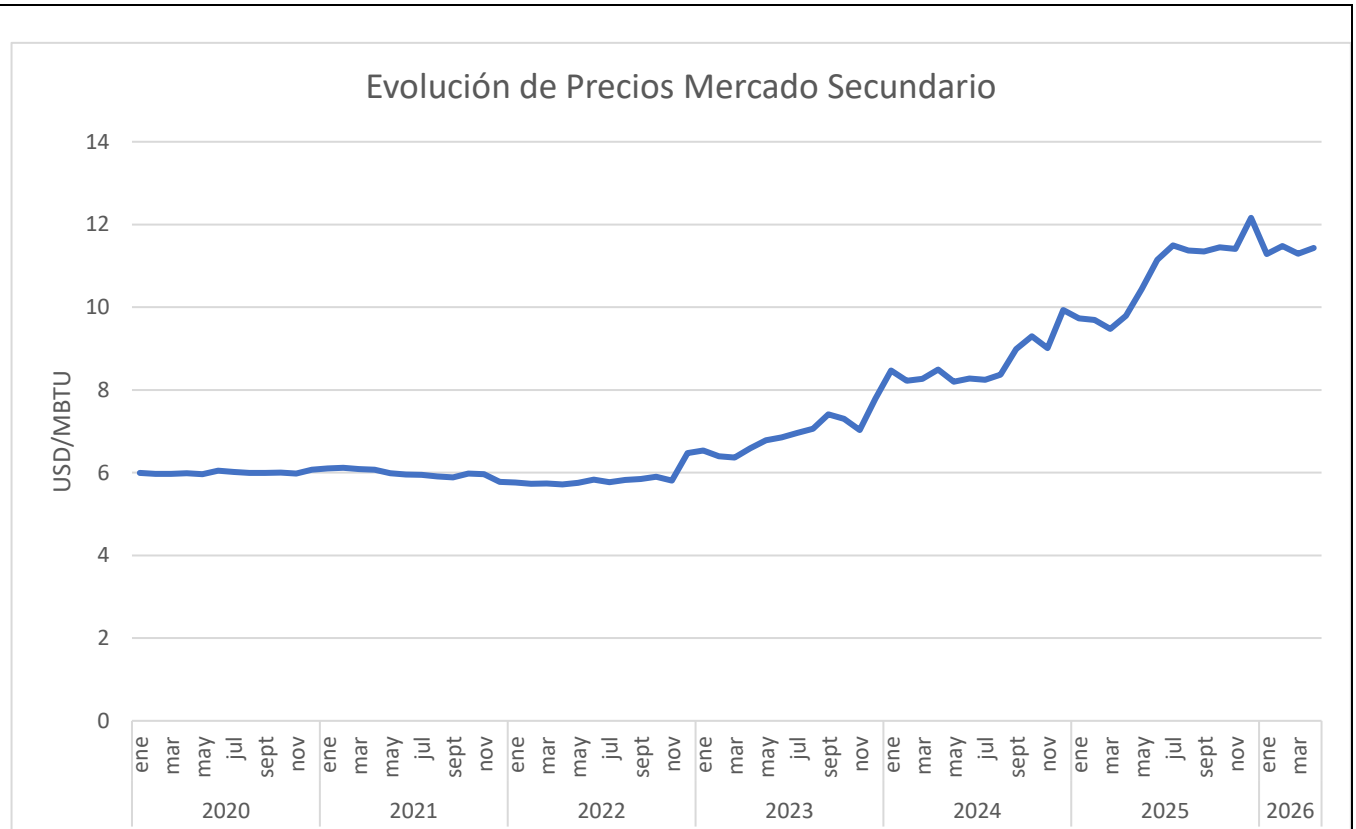


Ilustración 13. Evolución de Precios Mercado Secundario de gas natural. Fuente. Elaboración Propia con datos del Gestor del Mercado.

La reventa sucesiva de los mismos volúmenes, la sobrecontratación con fines de arbitraje y la fijación de precios que superan ampliamente el valor del contrato original, sin proporcionalidad con los costos marginales de producción o de importación, constituyen elementos que, de mantenerse sin intervención, comprometen la competencia, trasladan costos injustificados a los usuarios finales y pueden configurar riesgos concretos de abuso de posición dominante o explotación de la escasez, asunto que corresponde evaluar y prevenir preventivamente en cumplimiento del Decreto 1074 de 2015 y de la obligación del Estado de preservar la libre competencia económica.

El mercado secundario fue concebido como un mecanismo complementario destinado exclusivamente a optimizar la utilización de los volúmenes ya contratados en el mercado primario, permitiendo a los agentes ajustar su cobertura en el corto plazo ante desbalances operativos puntuales, variaciones internas de su demanda o requerimientos logísticos por indisponibilidades transitorias. Su función original era servir como herramienta de eficiencia y flexibilidad, nunca como un espacio de abastecimiento estructural ni como un punto principal de atención de la demanda.

Sin embargo, la reducción progresiva de la oferta nacional y las mayores presiones sobre el balance han llevado a que, en la práctica, el mercado secundario se convierta en fuente recurrente de respaldo para cubrir necesidades de consumo que antes se aseguraban mediante contratos firmes. Esta transformación lo ha desnaturalizado y lo ha convertido en una instancia donde se transa gas esencial para usuarios finales bajo condiciones de escasez, lo que incrementa el riesgo de fijaciones de precio

alejadas de los costos reales del suministro y refuerza la necesidad de adoptar medidas de política pública que permitan corregir esta desviación respecto de su propósito original.

Debe enfatizarse que el diseño institucional del sector asigna al Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía, la responsabilidad de velar por el abastecimiento y la confiabilidad del gas combustible, en cumplimiento de lo dispuesto en la Constitución Política (artículos 365 y 370), la Ley 142 de 1994 y la Ley 2128 de 2021. Dicho mandato implica intervenir cuando existan fallas de mercado, distorsiones en precios o prácticas que afecten la prestación eficiente del servicio.

La CREG, por su parte, ha señalado en la Resolución 102 015 de 2025 que el mercado secundario requiere ajustes para evitar que la flexibilidad operativa se convierta en un espacio que incentive comportamientos ineficientes o contrarios al bienestar del usuario.

La SSPD, en sus más recientes informes, ha recomendado establecer límites a los precios de la molécula, restringir la reventa excesiva de volúmenes y fortalecer los mecanismos de control del Gestor del Mercado.

En virtud de este marco y de la evidencia empírica recopilada, el proyecto de decreto propone establecer límites concretos y proporcionales a los precios de las transacciones del mercado secundario mientras persista la estrechez estructural del sistema, entendida como la definición propuesta de “Situación de Estrechez en la Oferta”, y que será calculada mediante el Índice de Abastecimiento de Gas Natural, y desarrollada por vía de resolución que deberá expedir el Ministerio de Minas y Energía. Este umbral se fundamentará en análisis técnicos elaborados por el Ministerio, que demuestran que por debajo de dicha relación oferta–demanda se incrementan exponencialmente los incentivos para la especulación y la captura de rentas por parte de agentes con excedentes contractuales.

Adicionalmente, el proyecto establece un criterio para limitar el número máximo de veces que un mismo volumen puede ser revendido en el mercado secundario con un margen, con el fin de evitar la circulación artificiosa de excedentes que incrementa el precio marginal y distorsionan la señal de eficiencia.

Por todo lo anterior, la intervención propuesta es necesaria para restablecer condiciones de transparencia, competencia y eficiencia en el mercado de gas natural, y cumple con los principios de razonabilidad, proporcionalidad e idoneidad exigidos por el Decreto 1074 de 2015 y por el régimen de protección a la competencia. Las medidas no eliminan la flexibilidad del mercado secundario, pero sí garantizan que dicha flexibilidad no se utilice para obtener ventajas injustificadas en detrimento del usuario final.

El proyecto responde a un problema real, documentado por las entidades del sector, y se ajusta al mandato constitucional y legal de asegurar el abastecimiento, estabilizar costos, evitar fallas de mercado y proteger la prestación eficiente del servicio público de gas combustible. En consecuencia, se considera plenamente justificada su adopción como medida de política pública para garantizar la seguridad energética, la estabilidad tarifaria y el interés general del país.

1.2.3. Precio de los contratos con interrupciones:

El suministro de gas mediante contratos está definido en el artículo 2.2.2.1.4. del Decreto 1073 de 2015, el cual establece los lineamientos sobre dos (2) modalidades a saber:

“Contrato Firme o que Garantiza Firmeza: Contrato escrito en el que un Agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de Respaldo Físico.

Contrato Interrumpible o que no Garantiza Firmeza: Contrato escrito en el que un Agente no asume compromiso de continuidad del servicio de suministro de un volumen máximo de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte de gas natural. Este servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en los términos definidos en el contrato.”

La anterior definición pone de manifiesto que la diferencia sustancial entre los dos tipos de contrato de suministro radica en la responsabilidad -trasladadas al vendedor como riesgos comerciales- de mantener una entrega constante cuando hay un contrato en firme, sólo con excepción del tiempo pactado para mantenimiento y labores programadas. En contraposición con la modalidad con interrupciones, en donde las partes acuerdan condiciones adicionales a las mencionadas, en las cuáles el suministro se puede suspender.

La CREG, dentro de sus competencias de regular el mercado mayorista establecidas en el artículo 2.2.2.2.23 del Decreto 1073 de 2015 (Mecanismos y procedimientos de comercialización de la PTDV y de las CIDV) profundizó sobre las condiciones de los contratos con interrupciones de la siguiente manera en el artículo 3 de la Resolución CREG 102 015 de 2025¹:

“Contrato de suministro con interrupciones, (CI): contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad diaria en la entrega o recibo de una cantidad máxima diaria de gas natural durante el período contratado. El contrato se considera firme o que garantiza firmeza y que cuenta con Respaldo Físico en un día de gas, cuando se cumple con lo establecido en el artículo 38 de la presente resolución.”. (subrayado fuera del texto original)

Esta definición dentro de la reglamentación del mercado mayorista de gas natural pone de manifiesto que lo definido entre las partes (como lo menciona el Decreto 1073 de 2015) está enmarcado en una condición diaria, es decir, que la obligación del vendedor con el comprador sólo es exigible cuando el día anterior al día de la entrega se confirma en la autorización de las cantidades solicitadas (nominadas) por el comprador.

La conclusión de este análisis es que los riesgos contractuales que la modalidad con interrupciones traslada al vendedor son mínimas en comparación con relación a lo que debe asumir para los casos en que debe garantizar firmeza, que están establecidos en la misma Resolución CREG 102 105 de 2025 en el Capítulo II (Requisitos mínimos de los contratos de suministro), puntualmente en los artículos 13 (Incumplimiento) y 14 (Compensaciones).

¹ Por la cual se reglamentan aspectos comerciales del suministro del Mercado Mayorista de gas natural.

Desde el punto de vista comercial, un productor/comercializador que se compromete a ofrecer cantidades de gas en firme de acuerdo con los criterios de la Resolución CREG 102 015 de 2025, debe plantear coberturas ante la posibilidad de incumplimiento; lo cual deriva usualmente en pólizas, garantías, y una disponibilidad operativa en la producción que tiene un costo que finalmente termina trasladado al comprador, y se materializa en un “producto” de mayores prestaciones y especificaciones.

Lo anterior, en el sector de gas significa que un distribuidor/comercializador que atiende su demanda (residencial, comercial, GNCV o industria) o un comercializador que atiende demanda no regulada (en especial grandes industrias) puede -a través de contratos de garantizan firmeza- ofrecer una mayor estabilidad en el suministro, compromisos de tarifa a largo plazo y condiciones que permiten a los usuarios mantener la confianza en el servicio, y en un combustible que permite estándares elevados en cuanto a la disminución de emisiones y procesos más limpios. No tiene por tanto sentido -desde el punto de vista del costo/beneficio- que el suministro del gas con interrupciones tenga un precio comparable al del suministro de gas que garantiza firmeza.

Ahora bien, es importante analizar la evolución y comportamiento del precio de los contratos con interrupciones y su correlación con el potencial de producción.

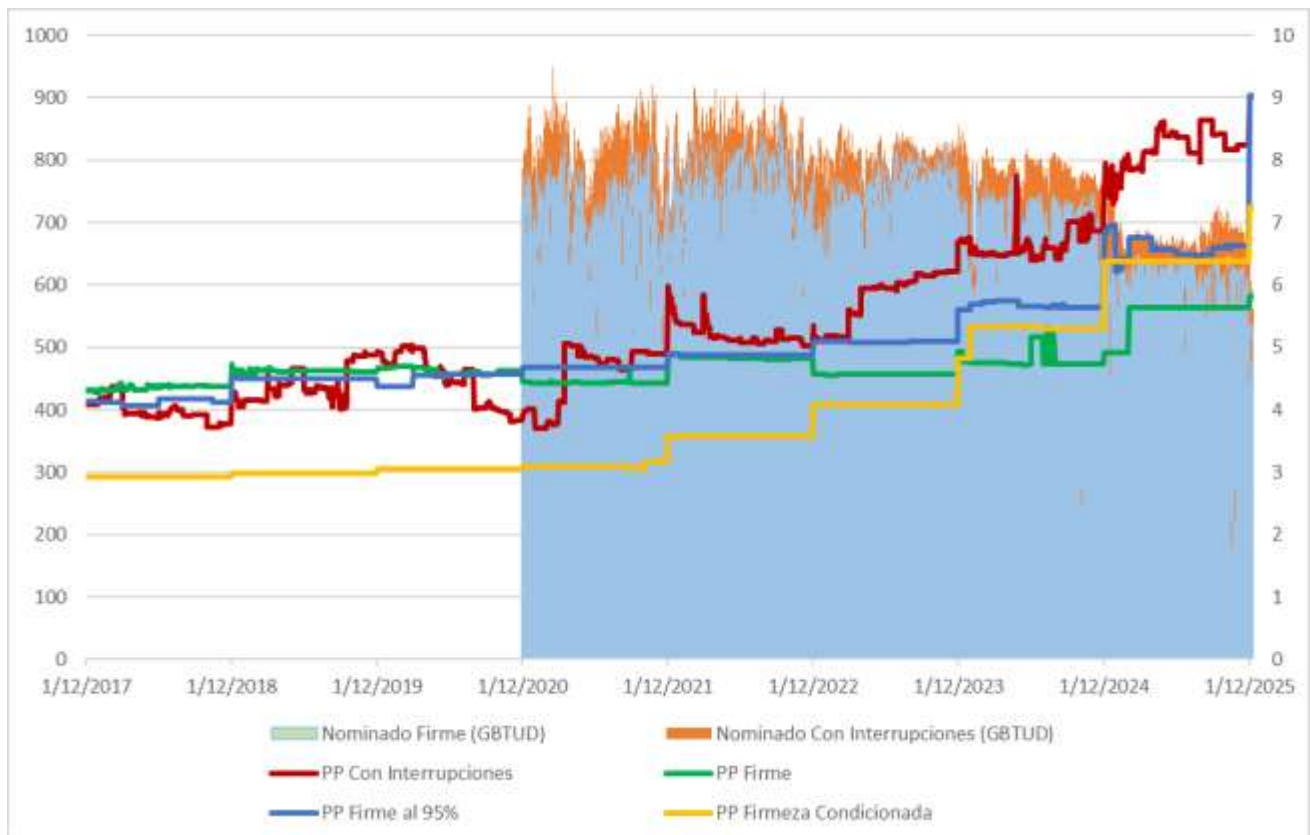


Ilustración 14. Precio Promedio Contratos vs Nominación. Fuente: Construida a partir de información del Gestor del Mercado de Gas Natural – BI GAS



FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA



T-GJ-F-01

11-08-2023

V-1

En la Ilustración se puede observar cómo la tendencia de los precios promedio de los contratos con interrupciones ha estado fluctuando de forma constante alrededor de los precios promedio de gas natural en condiciones de firmeza hasta que en el inicio del año gas del 1 de diciembre de 2022 la tendencia cambió haciendo que los valores se incrementaran en una pendiente mayor; lo anterior comportándose de manera inversa a la utilización (nominaciones) del gas natural por parte de la demanda; notándose un impacto superior en el años gas que inició el 1 de diciembre de 2024 al 30 de noviembre de 2025.

Esta tendencia tiene la potencialidad de seguir incrementándose de no tomar las medidas necesarias y tener control sobre este tipo de producto contractual en un entorno de estrechez en la oferta de gas natural.

En conclusión, la propuesta de este proyecto normativo es limitar el precio de las cantidades ofrecidas mediante contratos interrumpibles a un valor que no supere el precio de cantidades ofrecidas en la modalidad firme del mismo productor, o en su defecto el valor promedio ponderado de las cantidades ofrecidas en firme por los demás productores / productores-comercializadores / comercializadores de gas importado, ya sea de producción nacional o importación.

1.2.4. Margen de comercialización de gas natural importado ofrecido por medio de Interconexiones Internacionales de Gas Natural:

Como una medida necesaria ante una situación expresa de estrechez en la oferta, se están realizando múltiples esfuerzos en habilitar de forma acelerada la interconexión internacional con Venezuela. Esta posibilidad se abre nuevamente ante los cambios geopolíticos que se han venido dando en el año 2026 y que hacen que el suministro de gas natural por esta vía sea más probable y deba ser considerado en los escenarios de planeación y por lo tanto de política pública.

El precio del gas natural licuado (GNL) está atado a índices internacionales aceptados y conocidos, y la formación de su precio final de venta en el mercado mayorista de gas natural tendrá referentes dentro del país a medida que vayan entrando en operación los proyectos de regasificación que se han venido anunciando, y de los cuáles ya existen firmados algunos Contratos Firmes Sujetos a Condiciones – CFSC; por lo que se puede prever una competencia que llevará el precio del gas importado mediante infraestructuras de regasificación a valores de mercado. Caso aparte con el gas que puede provenir de una fuente como Venezuela, que obedece a otros mecanismos de negociación, y en donde es importante asegurar que, mientras persista una condición de estrechez en la oferta nacional, se proteja a los usuarios para evitar que el comercializador de gas importado busque márgenes de comercialización que, ante la presencia de GNL en el mercado, se lleven a paridad de estas fuentes.

Como conclusión, se propone en el proyecto normativo establecer un margen de comercialización para el gas importado que tenga como origen las interconexiones internacionales. Dicho margen deberá ser reglamentado por el MME mediante Resolución.

1.2.5. Contrato Firme Sujeto a condiciones:

El Contrato Firme Sujeto a Condiciones establece que la principal condición para que se convierta en un contrato firme es la declaración de comercialidad de un campo de producción o la puesta en servicio de la infraestructura de importación.

Sin embargo, en el caso de los campos de producción hay una diferencia temporal entre la declaración de comercialidad y la declaración de reservas probadas debido a que una va primero que la otra.

La declaración de reservas son las que habilitan el respaldo físico y por ende las entregas del gas natural a los compradores por parte de los vendedores al momento de ejecutar un contrato que garantiza firmeza conforme a las disposiciones de la regulación vigente en el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 102 015 de 2025.

La declaración de comercialidad corresponde a la comunicación formal ante la ANH, por parte del operador, en la que se declara que el descubrimiento es un campo comercial y se asume un compromiso para su desarrollo

La certificación de reservas requiere, entre otros hitos, de la aprobación de los permisos ambientales requeridos para la operación o la certeza razonable de obtenerlos. Esto lo plantean las directrices PRMS adoptadas por la SEC y ANH, que son acogidas por los procedimientos internos de Ecopetrol.

Por este motivo un campo de producción con reservas probadas si puede ejecutar un contrato firme a diferencia de un campo que solo cuente con declaración de comercialidad, pero no con reservas probadas.

Por este motivo, se considera pertinente que el contrato firme sujeto a condiciones se ejecute sujeto a su declaración de reservas y comercialidad, y no solamente a la declaración de comercialidad.

1.2.6. Gestor del Mercado:

1.2.6.1. Antecedentes regulatorios y contractuales

El mercado mayorista de gas combustible en Colombia opera bajo un esquema de coordinación centralizada a cargo del Gestor del Mercado, figura cuya creación y régimen de selección fue establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG– en ejercicio de las competencias atribuidas por el artículo 74.1(c) de la Ley 142 de 1994, que le encomienda establecer el reglamento de operación para la coordinación del sistema interconectado nacional y el funcionamiento del mercado mayorista de gas combustible.

En desarrollo de dicha competencia, el Decreto Único Reglamentario del Sector de Minas y Energía 1073 de 2015 incorporó el mandato conforme al cual la CREG seleccionará al gestor del mercado mediante un concurso sujeto a los principios de transparencia y selección objetiva que garanticen la libre competencia.

1.2.6.2. Situación actual y necesidad de intervención

La ausencia de un nuevo proceso de selección del Gestor del Mercado configura un vacío regulatorio con consecuencias directas sobre la seguridad del abastecimiento de gas combustible en el país. El Gestor del Mercado cumple funciones esenciales e indelegables en la coordinación de la operación del sistema de gas, entre ellas:

- La administración de las transacciones del mercado mayorista de gas combustible.
- El seguimiento a la disponibilidad de oferta y demanda del sistema.
- La coordinación de medidas ante situaciones de criticidad, incluyendo restricciones insalvables en la oferta de carácter transitorio, mantenimientos programados en la infraestructura de transporte y producción, y contingencias derivadas de fenómenos climáticos como el Fenómeno del Niño.
- La interlocución técnica con los agentes del mercado para garantizar el despacho eficiente del recurso.

La interrupción o solución de continuidad en el ejercicio de estas funciones, como consecuencia del vencimiento del contrato vigente sin que exista un sucesor habilitado, comprometería de manera significativa la prestación continua y eficiente del servicio público domiciliario de gas combustible, con afectación directa a los usuarios residenciales, industriales y a los generadores del mercado de energía eléctrica que dependen de este energético.

1.2.6.3. Fundamento constitucional y legal

La intervención del Estado en la prestación de los servicios públicos domiciliarios, consagrada en los artículos 334, 365 y 370 de la Constitución Política, impone a las autoridades competentes la obligación de adoptar las medidas necesarias para garantizar su continuidad y universalidad. En armonía con lo anterior, el artículo 4° de la Ley 142 de 1994 señala que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es deber de éste asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

En este marco, la prórroga automática del contrato del Gestor del Mercado vigente, condicionada al cumplimiento de sus obligaciones contractuales y a la ausencia de causales de terminación anticipada, constituye una medida orientada a garantizar la continuidad en el ejercicio de dichas funciones mientras se adelanta el proceso de selección previsto en el marco regulatorio vigente.

1.2.6.4. Proporcionalidad y temporalidad de la medida

La medida adoptada observa el principio de proporcionalidad en tanto: (i) es idónea, pues garantiza la continuidad operativa del mercado sin interrupciones; (ii) es necesaria, dado que no existe un mecanismo alternativo que permita sostener la función de coordinación del mercado; y (iii) es estrictamente proporcional, por cuanto su vigencia queda condicionada exclusivamente a que la CREG culmine el proceso de selección del nuevo gestor, sin que pueda extenderse más allá de lo estrictamente requerido para cubrir dicho interregno.

La medida no reemplaza ni suplanta la competencia regulatoria de la CREG, y opera únicamente hasta tanto concluya el proceso de selección que le ha sido encomendado.

1.3. Análisis de mercado e impacto económico

1.3.1. Precio de los contratos con interrupciones:

Para el análisis de impacto que puede tener la medida con relación a los contratos con interrupciones, se tomará como base lo siguiente:

- Cantidades de gas interrumpible nominado en promedio diario.
- Diferencia de precio entre el promedio del gas con firmeza vigente en el mes de diciembre de 2025 (entre el 1 y el 22 de diciembre), y el precio promedio del gas con interrupciones negociado durante el mes de diciembre de 2025.

Cantidades de gas con interrupciones:

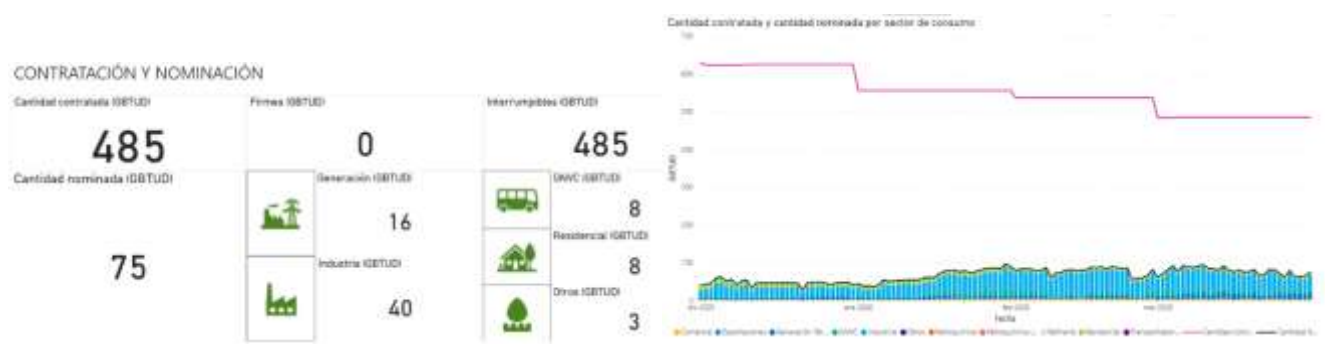


Ilustración 9. Precio Nominación autorizada del 1 de diciembre de 2025 al 31 de marzo de 2026. Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural – BI GAS

Para el análisis se utiliza el valor de 75 GBTUD como cantidades promedio diarias de gas con interrupciones que se usan por parte de todos los sectores de consumo.

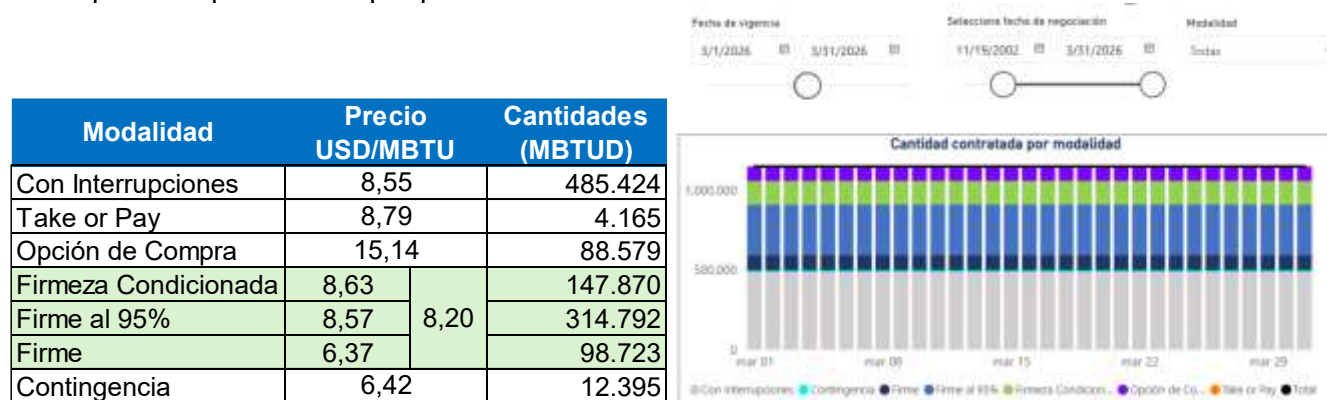


Ilustración 13. Precio Promedio y Cantidades contratadas por modalidad del 1 al 31 de marzo de 2026. Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural – BI GAS

Para el análisis se usará el valor de 8,20 USD/MBTU, como precio promedio diario de gas con firmeza que aplica para las condiciones vigentes de los contratos que usan en el período de observación todos los sectores de consumo en el mercado primario.



Ilustración 14. Precio Promedio y Cantidades negociadas con Interrupciones del 1 de enero de 2026 al 31 de marzo de 2026. Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural – BI GAS

Finalmente, se usará el valor de 9,57 USD/MBTU y 117,6 GBTUD (117.589 MBTUD) como precio y cantidades promedio diarias de gas con interrupciones que son impactados por la medida.

En conclusión, el impacto en el mercado de gas natural se puede determinar de la siguiente forma:

- Las cantidades negociadas de corto plazo en contratos con interrupciones ha sido de 117,6 (24% del total contratado) GBTUD, lo cual es una cantidad superior a los 75 GBTUD que son nominados diariamente.
- La diferencia entre el precio promedio de los contratos con firmeza activos en el período de observación y las cantidades con interrupciones negociadas en el período es de 1,37 USD/MBTU (9,57 – 8,20).
- El impacto estimado diario es de 39.065 USD/día por MBTUD nominados (1,37 USD/MBTU * 117.589 MBTUD*24% = 28.514 MBTUD).

1.4. Análisis de abogacía de la competencia

Se realizó el análisis correspondiente conforme lo dispone la Superintendencia de Industria y Comercio, en atención a lo señalado en el Capítulo 30, Abogacía de la Competencia, del Decreto 1074 de 2015, reglamentario del artículo 7 de la Ley 1430 de 2009, modificado por el artículo 146 de la Ley 1955 de 2019.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

El proyecto normativo aplica a las empresas de servicios públicos domiciliarios productores comercializadores, comercializadores, transportadores, distribuidores de gas natural y participantes del mercado energético mayorista.

Igualmente, el proyecto aplica a todas las personas naturales o jurídicas que tengan 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 artículo 365 de la Constitución Política establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es deber del Estado 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, respecto de los cuales el Estado debe intervenir para garantizar su prestación continua, eficiente y con criterios de solidaridad y redistribución del ingreso.

Además, el artículo 3 de la Ley 2128 de 2021 indica que el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía, dictará normas necesarias para garantizar el abastecimiento, la continuidad y la confiabilidad en el suministro de gas combustible en el territorio nacional, lo cual comprende la adopción de medidas orientadas a diversificar progresivamente las fuentes de suministro de gases de origen renovable, reduciendo la exposición a riesgos de desabastecimiento.

Que de conformidad con lo señalado en el numeral 32 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, corresponde al Ministerio de Minas y Energía “Adelantar las gestiones necesarias para dar continuidad al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural, combustibles derivados y biocombustibles.”

Por lo anterior, con base en las disposiciones constitucionales y legales mencionadas, además de las citadas en el proyecto normativo y en el presente documento, se concluye que el Gobierno nacional es competente para expedir las medidas presentes proyecto normativo.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

Decreto 381 de 2012: Publicado en el Diario Oficial 48.345 del 16 de febrero de 2012 y se encuentra vigente, especialmente el numeral 32 del artículo 2.

Ley 2128 de 2021: Publicada en el Diario Oficial 51.756 del 4 de agosto de 2021 y se encuentra vigente, especialmente el artículo 3.

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

Con la expedición del proyecto de Decreto *“Proyecto de Decreto: Por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015 con el fin de adoptar medidas orientadas a promover la oferta de gas natural, y se dictan otras disposiciones”* no se derogan disposiciones vigentes.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG <small>Sistema Integrado de Gestión del Ministerio de Minas y Energía</small>		
			T-GJ-F-01	
			11-08-2023	V-1

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.

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:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria)

X

Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo

N/A

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

Informe de observaciones y respuestas	X
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio	X
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública	N/A
Cuestionario de abogacía de la competencia	X

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

Revisó: Juan Carlos Bedoya Ceballos / David Felipe Hernández Taborda / José Daniel Tulcán / Paola Pérez Mendivelso / Yolanda Patiño Chacón / Ricardo Mendoza Prada.

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