



Superservicios

Informe de Análisis de Formación de Precios del Gas Natural en Colombia

Superintendencia delegada para
Energía y Gas Combustible

Mayo 2026



Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Felipe Durán Carrón
Superintendente de servicios Públicos Domiciliarios

Omar Camilo López López
Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

Tatiana Alejandra Quintero Barrera
Asesor – Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible

Jesús Edgardo Chaparro Fonseca
Director Técnico de Gestión de Gas Combustible

Manuel Gustavo Vergara Murillo
Coordinador de la Unidad de Monitoreo de Mercados de Energía y Gas

Equipo de trabajo:

- Luis Mosquera Linares
- Pedro Bautista Karduss
- Eric González Fontalvo
- Manuel García Lancheros

Contenido

1. INTRODUCCIÓN	5
2. CONTEXTO DEL MERCADO DE GAS EN COLOMBIA: DEL SUPERÁVIT A LA ESTRECHEZ Y EL PAPEL DE LA IMPORTACIÓN.....	7
2.1 Periodo de abundancia relativa, percepción de autosuficiencia y primeras señales de estrechez. 7	
2.2 Construcción y operación de la infraestructura de importación (2010–2022).....	10
2.3 Impacto del mercado internacional y mayor uso del GNL (2022–2024).	12
2.4 Implicaciones estructurales para el mercado interno colombiano.....	14
3. ANÁLISIS NORMATIVO ACTUAL E HISTÓRICO	16
3.1 El Marco de Libre Negociación y el RUT (1999-2013).....	17
3.2 La Consolidación del Mercado Mayorista y las Subastas (Res. 114 de 2017)	17
3.3 La Transición hacia la Estrechez y la Flexibilización (2020-2025).....	17
3.4 Principales normas relacionadas con el precio del suministro de gas natural en orden cronológico.	19
4. ANÁLISIS DE LOS MECANISMOS DE FIJACIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL	20
4.1 Mercado Primario	20
4.1.1 Ecopetrol	21
4.1.2 Wattle Petroleum Company	21
4.1.3 Nikoil Energy Corporation	22
4.1.4 Verano Energy.....	22
4.1.5 Petróleos Sudamericanos (Petrosud).....	22
4.1.6 Interoil Colombia Exploración y Producción	23
4.1.7 CNEOG Colombia y CNE Oil and Gas	23

4.1.8	María Conchita Gas Sociedad por Acciones Simplificada.....	24
4.1.9	Frontera Energy Colombia Corp.:	24
4.1.11	Lewis Energy Colombia, Inc.:.....	24
4.1.2	Patrones transversales	25
4.2.	Mercado Secundario.....	30
4.3.	Mercado Minorista	33
5.	RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES.....	35
6.	ACCIONES SUGERIDAS EN EL CORTO PLAZO	38
7.	REFERENCIAS.....	39

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe busca dar una perspectiva, desde las funciones de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD, con énfasis en visibilizar y recomendar políticas públicas en favor de los usuarios a partir de la dinámica actual de la formación del precio en el mercado de gas natural. Para lo anterior, se busca examinar la tendencia del abastecimiento y su incidencia con las tendencias de precios en el mercado primario de gas natural.

Posteriormente, se examina el régimen regulatorio actual que dicta las reglas en el mercado mayorista de gas natural. Adicionalmente, se realizaron requerimientos a las empresas productoras de gas natural, con el fin de examinar directamente su respuesta ante cuál es su mecanismo de conformación del precio del mercado mayorista.

Como tendencia para el abastecimiento, se explica cómo el mercado de gas natural en Colombia ha experimentado una transformación profunda, transitando de una era de autosuficiencia y exportación (2000-2015), sustentada en grandes yacimientos como Cusiana y Chuchupa, hacia un escenario de estrechez estructural y dependencia de las importaciones. Este cambio ha sido impulsado por la declinación natural de los campos maduros, la reducción del factor de reservas (R/P) a solo 4.9 años y eventos climáticos como El Niño, que han obligado a la terminal de regasificación SPEC LNG a pasar de ser un respaldo ocasional a consolidarse como el principal —y actualmente único— punto de entrada de gas natural importado al país, concentrando una posición dominante en la infraestructura de importación y regasificación de GNL. De lo anterior se destaca que, esta condición implica que una parte creciente del abastecimiento nacional depende de un único agente y de la dinámica del mercado internacional de GNL, lo que incrementa la exposición del mercado colombiano a riesgos asociados con volatilidad de precios, disponibilidad internacional del combustible, costos logísticos y posibles restricciones operativas o de infraestructura. A su vez, esta concentración puede influir en la formación de precios internos y en las condiciones de competencia y acceso dentro de la cadena de suministro de gas natural.

Así mismo, la convergencia entre una producción fiscalizada a la baja y una demanda creciente ha disparado la relevancia del gas natural licuado (GNL), cuyo uso aumentó un 2546% en 2023, vinculando los precios internos a la volatilidad del índice internacional Henry Hub. En este contexto, la seguridad energética de la nación depende ahora de una gestión crítica que combine el desarrollo de proyectos offshore, la optimización de la infraestructura de transporte y la posible reactivación de las conexiones con Venezuela para mitigar el déficit proyectado hacia finales de la década.

En este sentido, se examina el régimen del mercado mayorista de gas natural, para examinar cómo se llegó a los objetivos regulatorios actuales – tratar de garantizar el abastecimiento de gas natural a precios costo-eficientes, en un contexto de baja producción con relación a la demanda. En este sentido, el sector de gas natural en Colombia atraviesa una transición crítica, pasando de un modelo histórico de autosuficiencia y superávit a un escenario de estrechez en la oferta debido al agotamiento de las reservas. Ante esta realidad, el marco normativo ha evolucionado desde la libre negociación y subastas de abundancia (Resoluciones CREG 071 de 1999 y 114 de 2017) hacia un esquema de mayor flexibilidad comercial y operativa

incorporado en la Resolución CREG 102 015 de 2025. Esta transformación regulatoria busca generar mecanismos de flexibilidad orientados a la seguridad de abastecimiento en un contexto de estrechez de oferta, mediante la priorización de la demanda esencial, la incorporación del gas importado y una mayor dinámica en el mercado secundario. No obstante, persisten desafíos estructurales relacionados con la formación eficiente de precios, la concentración del suministro importado y la necesidad de fortalecer la producción e infraestructura nacional.

El análisis de los mecanismos de fijación de precios del gas natural en Colombia revela un mercado predominantemente de baja regulación, donde la mayoría de los agentes opera bajo el régimen de libertad vigilada, determinando el valor de la molécula mediante la interacción directa entre oferta y demanda. Mientras que actores mayoritarios como Ecopetrol fijan precios a partir de estudios de mercado y referencias asociadas a condiciones internacionales, empleando además estrategias de valor de mercado basadas en la calidad del fluido y la ubicación del nodo, su posición como principal productor nacional y empresa con participación mayoritariamente pública ha generado discusiones sobre la necesidad de que las metodologías de formación de precios incorporen señales que contribuyan de manera más directa a la estabilidad y competitividad del mercado interno, especialmente en contextos de estrechez de oferta y afectación al usuario final. De manera similar, otros agentes del mercado, como Interoil, aplican fórmulas indexadas y referentes internacionales para definir sus precios, reflejando una tendencia general del sector centrada en la negociación bilateral y el seguimiento de referencias externas de mercado.

Finalmente, entre las variables críticas que configuran el precio final destacan los costos operativos (deshidratación, compresión y regalías), la modalidad contractual (firme vs. interrumpible) y el uso del gas importado como precio de referencia para las negociaciones internas. En última instancia, aunque la formación del precio busca generar señales económicas para garantizar inversiones en exploración y desarrollo, en un contexto condicionado por las restricciones de oferta, la infraestructura logística del Sistema Nacional de Transporte y la disponibilidad de gas en el mercado, persisten cuestionamientos sobre la eficiencia del esquema actual de formación de precios. Lo anterior, considerando la creciente dependencia de referencias internacionales, la volatilidad asociada al gas importado y la limitada intervención regulatoria sobre ciertos mecanismos de comercialización y formación de precios en el mercado interno.

2. CONTEXTO DEL MERCADO DE GAS EN COLOMBIA: DEL SUPERÁVIT A LA ESTRECHEZ Y EL PAPEL DE LA IMPORTACIÓN.

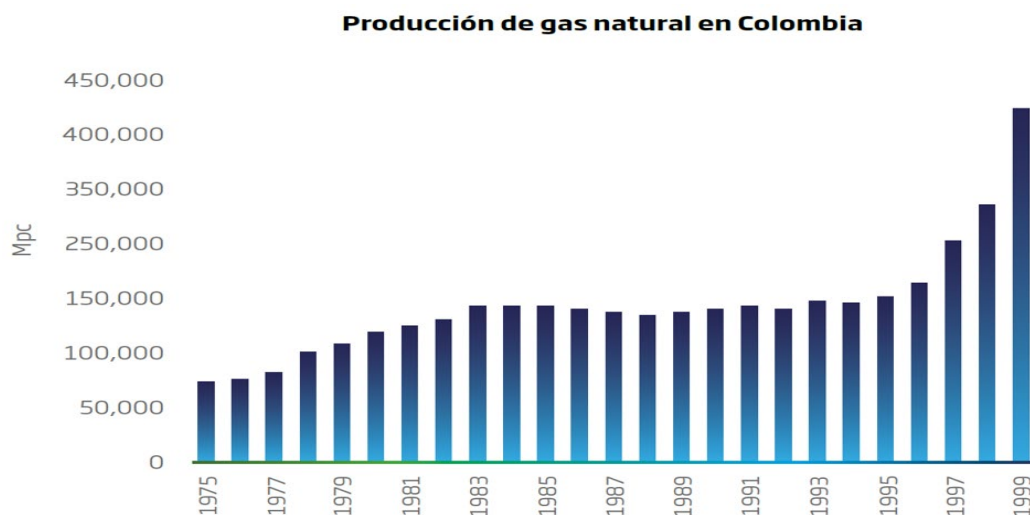
2.1 Periodo de abundancia relativa, percepción de autosuficiencia y primeras señales de estrechez.

Durante la primera década del siglo XXI, el mercado de gas natural en Colombia se caracterizó por una situación de relativa abundancia en la oferta, producto del desarrollo de importantes campos de gas en La Guajira y en la cuenca de los Llanos Orientales. Históricamente, el abastecimiento del país estuvo sustentado principalmente en los campos guajiros como Chuchupa y Ballena, desarrollados desde las décadas de 1970 y 1980 por Ecopetrol en asociación con Chevron.

Posteriormente, el descubrimiento y desarrollo de los campos de los Llanos Orientales, como Cusiana (descubierto en 1988) y Cupiagua (descubierto en 1992), consolidó la seguridad energética del país durante las décadas siguientes. Estos campos comenzaron a producir comercialmente gas en la segunda mitad de los años noventa, aportando volúmenes significativos al Sistema Nacional de Transporte - SNT.

Para finales del siglo pasado comenzaba la importante producción de los llanos orientales, con un 95% de gas natural que se reinyectaba; 1,9 millones de usuarios, ubicados en 157 municipios, contaban con el servicio de gas natural y consumían un total de 490 Mpcd; 5.472 vehículos convertidos a GNV, que se abastecían en 22 estaciones de servicio ubicadas principalmente en la Costa Atlántica.

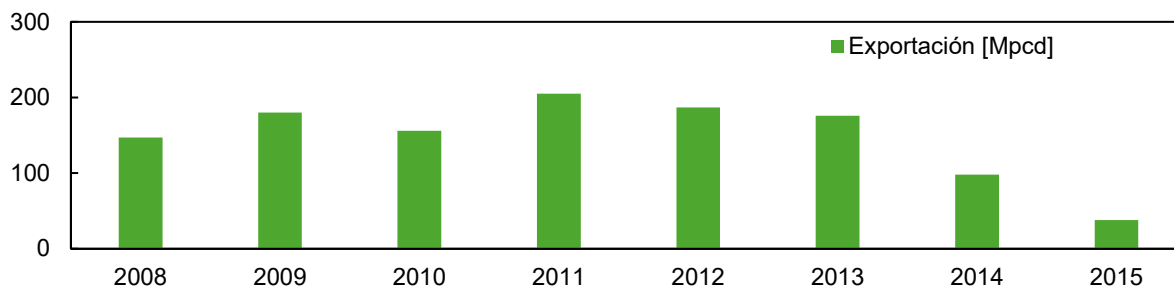
Figura 1 Producción de gas natural en Colombia de 1975 a 1999



Fuente: Informe del Sector del Gas Natural en Colombia – Promigas Edición 2000

Entre 2005 y 2012, Colombia mantuvo una percepción de autosuficiencia gasífera respaldada por reservas relativamente estables y contratos bilaterales de largo plazo. Tan evidente fue esta época de holgura que, a finales de 2007, Colombia logró consolidarse como exportador de gas natural hacia Venezuela con la inauguración del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte. Este proyecto, diseñado originalmente como un acuerdo binacional de suministro en dos fases, la primera fase permitió enviar los excedentes de producción del campo Ballena hacia el occidente venezolano, materializando un punto máximo de la abundancia gasífera nacional y la segunda fase esperaba utilizar el gasoducto de manera recíproca para recibir gas de Venezuela. A continuación, se presentan los volúmenes de gas natural exportados a Venezuela a través del gasoducto durante el período de 2008 a 2015.

Figura 2 volúmenes de gas exportados a Venezuela a través del gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte.

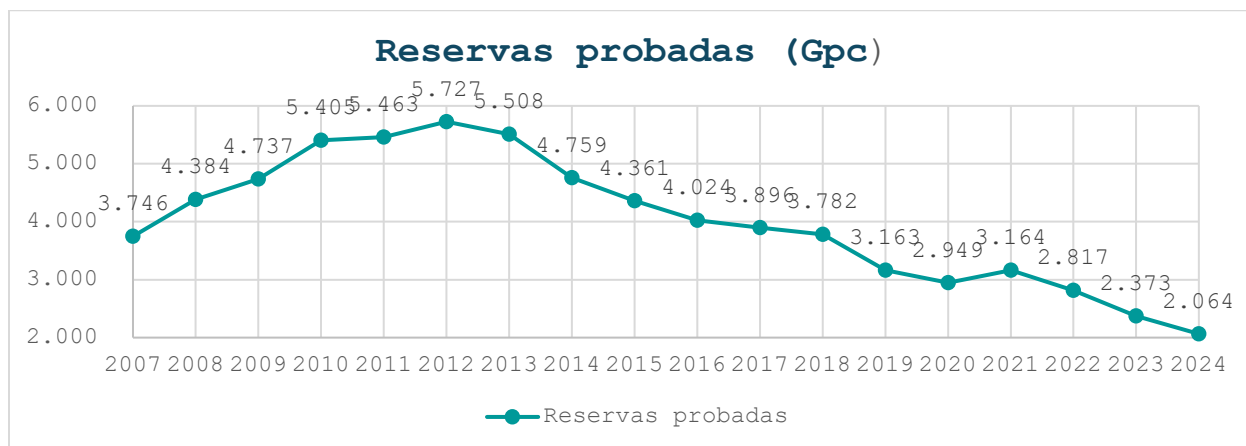


Fuente: Promigas; elaboración propia.

Sin embargo, es imperativo precisar que la vulnerabilidad energética del país no es un evento sobrevenido, sino el resultado de tendencias que se han consolidado durante la última década. Como puede observarse en la figura 3, desde el 2012¹ inició de manera sostenida la reducción de las reservas probadas. Este hito marcó el comienzo de una fase de descapitalización del recurso que no fue compensada con hallazgos de similar magnitud en el corto plazo.

¹ <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/datos-y-estadisticas/>
<https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/datos-y-estadisticas/>

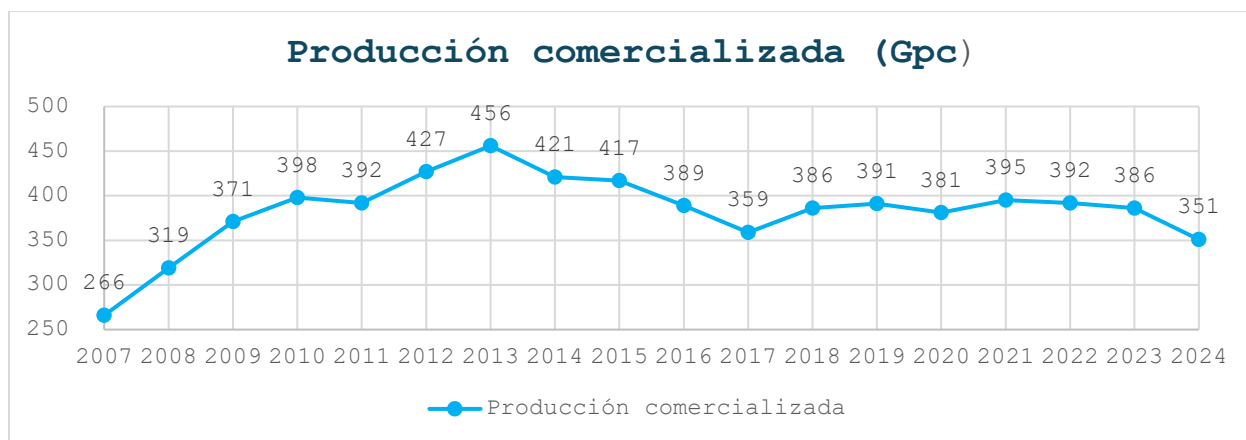
Figura 3 Reservas probadas de gas natural en Colombia desde 2007 a 2024



Elaboración propia. Fuentes: 2007 Ecopetrol, 2008-2024 ANH e Informe del sector Promigas

A este fenómeno se sumó el alto crecimiento que traía la **Producción Comercializada** y que, a pesar de que empezó a mostrar una tendencia decreciente a partir del año 2013 resultante del cambio de matriz energética por parte del sector industrial, el consumo continuó presionando un inventario que ya venía en retroceso, no detuvo la tendencia de reducción del factor R/P.

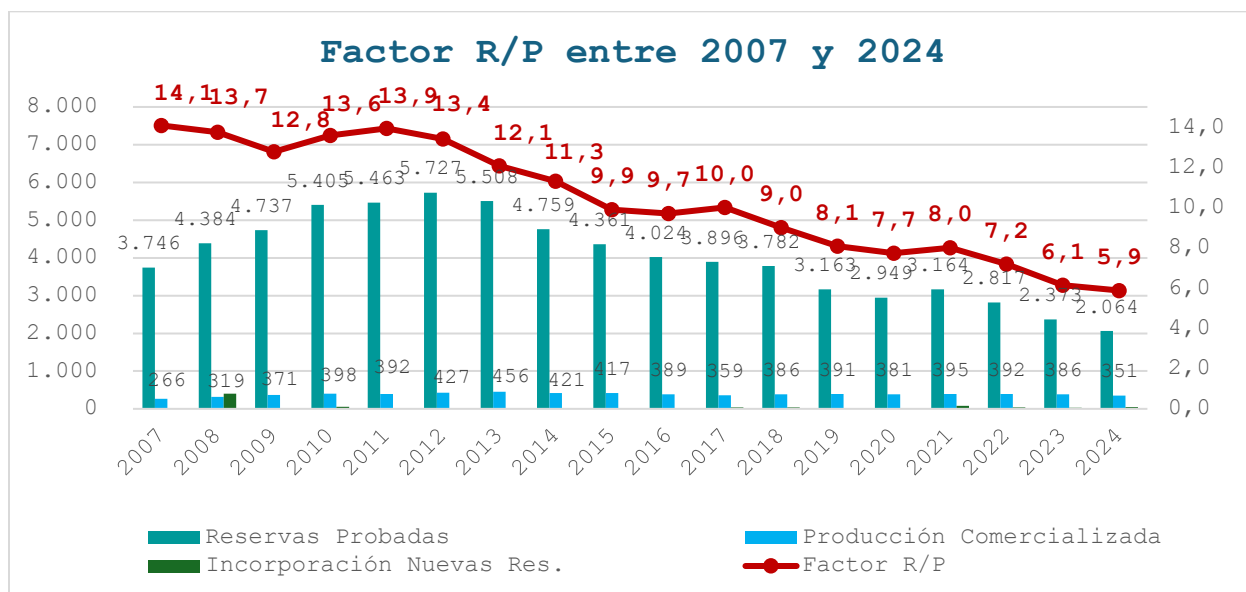
Figura 4 Producción comercializada de gas natural en Colombia desde 2007 a 2024



Elaboración propia. Fuentes: 2007 Ecopetrol, 2008-2024 ANH e Informe del sector Promigas

El Factor R/P (Relación Reservas / Producción) es el verdadero termómetro de la sostenibilidad. Para una planeación energética efectiva, el indicador más relevante es el Factor R/P. Este parámetro técnico indica la cantidad de años para los que alcanzan las reservas probadas bajo el supuesto de que tanto estas como la producción comercializada se mantengan constantes.

Figura 5 Factor R/P (Reservas / Producción) de gas natural desde 2007 a 2024



Elaboración propia. Fuentes: 2007 Ecopetrol, 2008-2024 ANH e Informe del sector Promigas

La figura 5 indica que en el 2007 las reservas probadas alcanzaban hasta el 2021 si la producción comercializada se mantenía constante, en el 2011 hasta el 2025 y así sucesivamente.

2.2 Construcción y operación de la infraestructura de importación (2010–2022).

Ante la posibilidad de eventos de escasez en escenarios de alta demanda, el gobierno colombiano comenzó a diseñar mecanismos de seguridad de suministro. Un factor determinante fue el impacto del fenómeno de El Niño de 2015–2016, que redujo significativamente la generación hidroeléctrica y aumentó la demanda de gas para generación térmica.

Desde mediados de 2015, cuando se dieron por terminadas las exportaciones de gas de Colombia a Venezuela, el país quedó a la espera de que estos flujos se revirtieran y así poder incorporar ciertas cantidades de gas a la oferta nacional. El inicio de estas importaciones se fue dilatando en el transcurso de los años por diferentes motivos expuestos por el Gobierno venezolano y su estatal PDVSA. Algunos motivos, primero los aspectos climáticos (fenómeno de El niño), después técnicos y por último la ruptura de las relaciones diplomáticas y comerciales entre los dos gobiernos a mediados de febrero de 2019, restablecidas en agosto de 2022.

Como respuesta preventiva, el país impulsó el desarrollo de infraestructura para importación de gas natural licuado (GNL). En 2016 entró en operación la terminal de regasificación del Caribe en Cartagena operada por SPEC LNG. La terminal tiene una capacidad de almacenamiento de

170.000 m³ de GNL y una capacidad de regasificación de 400 MPCD en operación estándar, con capacidad instalada máxima de hasta 533 MPCD. Inicialmente fue concebida como un mecanismo de respaldo para el sector eléctrico, particularmente para atender contingencias asociadas a eventos de baja hidrología y respaldar el esquema de Cargo por Confiabilidad.

Con las ampliaciones realizadas y ante la creciente estrechez de oferta nacional, la terminal ha adquirido una participación cada vez más relevante dentro del abastecimiento de gas del país, consolidándose además como la única infraestructura operativa de importación de GNL en Colombia. No obstante, gran parte de su capacidad se encuentra comprometida para atender la generación térmica. Actualmente, cerca de 450 GBTUD están destinados principalmente al respaldo de plantas como Termocandelaria, Tebsa y Termoflores, las cuales representan aproximadamente el 31% de la capacidad de generación térmica a gas natural del país.

Como resultado, únicamente alrededor de 25 GBTUD de capacidad quedan disponibles para atender demanda esencial y otros sectores del mercado, incluyendo usuarios residenciales, comercios e industria.

Por otra parte, y como respuesta complementaria, Ecopetrol² avanzó en el desarrollo de proyectos costa afuera, los cuales podrían contener hasta 70 TCF de recursos prospectivos, frente a los 2,3 TCF de reservas probadas, con que cuenta el país. Mientras dichos recursos se desarrollan, la compañía trabaja en soluciones de importación que garanticen la seguridad energética nacional. Desde 2024, adelantó procesos públicos y competitivos. En el caso del Pacífico, se recibieron 18 manifestaciones de interés y 8 ofertas vinculantes. Como resultado, se adjudicaron a la empresa PIO S.A.S, servicios de almacenamiento, transporte y regasificación en Buga, por 60 millones de pies cúbicos día (MPCD). Este proyecto entrará en operación en agosto de 2026. En paralelo, Ecopetrol impulsa un portafolio de energías renovables con el fin de liberar gas utilizado actualmente en generación térmica. En el primer semestre de 2025, la compañía lanzó un proceso de Requerimiento de Información (RFI) no vinculante, con el objetivo de recibir propuestas sobre nuevas unidades de regasificación y evaluar su posible ubicación en infraestructura del Grupo Ecopetrol, principalmente en zonas como Ballena (La Guajira) y Coveñas (Sucre).

En el sondeo de Mercado 42 empresas principalmente internacionales manifestaron interés y 20 empresas respondieron el cuestionario y enviaron su propuesta. Para dar continuidad al sondeo de mercado iniciado en enero 2025, Ecopetrol avanzó en trámites normativos y permisos, con la constitución de la compañía como empresa de servicios públicos domiciliarios para importar gas natural, con obtener el concepto de la ANLA sobre la no exigencia de un nuevo licenciamiento ambiental en las dos posibles locaciones (Coveñas y La Guajira), dado que ambas cuentan con licencias vigentes y operaciones de carga, descarga y almacenamiento de hidrocarburos, entre otros trámites.

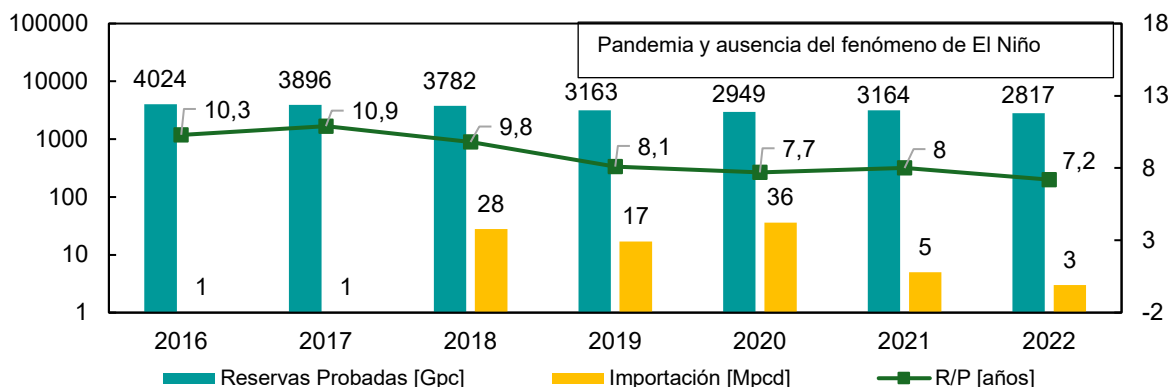
A partir de 2017, diversos análisis de planificación energética comenzaron a señalar que el país se dirigía hacia un escenario de mayor estrechez en la oferta de gas natural. Informes de la

² <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/comunicado-sobre-el-proceso-para-contratar-servicio-de-regasificacion-en-el-caribe-colombiano>

Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) evidenciaron declinación progresiva de campos maduros, incremento sostenido de la demanda y retrasos en el desarrollo de nuevos proyectos.

A continuación, se presentan evidencias de inicio de operación de la regasificadora y los volúmenes de importación tratados por la empresa. En los años 2021 y 2022, dada la ausencia de fenómenos de El Niño, las necesidades de importar GNL a través de la planta de regasificación de SPEC LNG fueron mínimas. En 2020, los efectos del Covid-19 hicieron retroceder el total del gas natural consumido en el país a un volumen cercano al de tres años atrás. Los sectores termoeléctrico y residencial fueron los únicos que observaron crecimientos positivos en el año de pandemia. Adicionalmente, durante ese periodo, las reservas probadas continuaron mostrando una tendencia decreciente en términos de años de autosuficiencia, bajando de 8 a 5.9 años entre 2021 y 2024.

Figura 6 Inicio de operaciones regasificadora y volúmenes de gas natural importados.



Fuente: ANH y Promigas; elaboración propia.

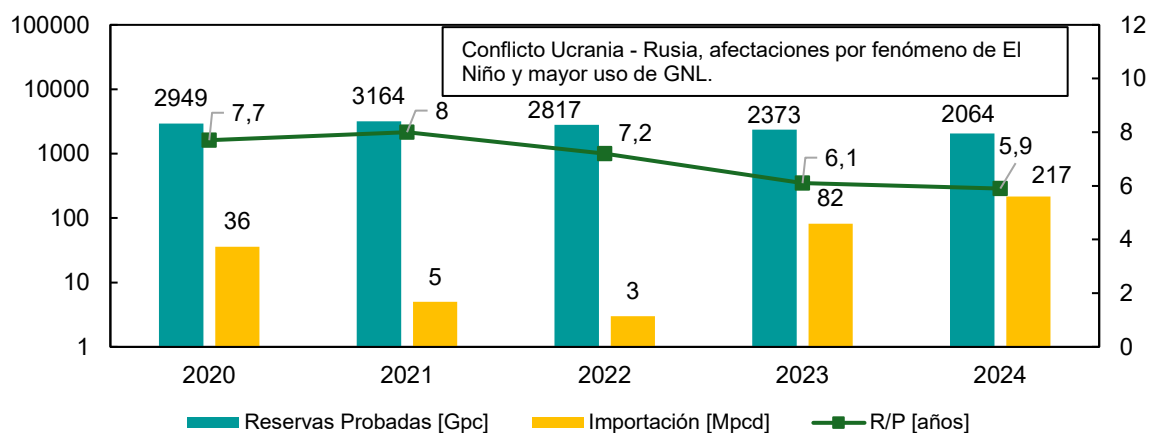
Durante este periodo surgieron expectativas sobre nuevos descubrimientos costa afuera en el Caribe colombiano, particularmente descubrimientos realizados por Ecopetrol y Shell como Purple Angel (2017) y Uchuva (2022), posteriormente Sirius-2 (2024) con 6 TPC, el más grande de la historia de Colombia que se espera inicie operación comercial en 2030 y Copoazú-1 (2026) por descubrimientos de Ecopetrol y Petrobras.

2.3 Impacto del mercado internacional y mayor uso del GNL (2022–2024).

El mercado global de gas experimentó una profunda transformación tras la invasión rusa a Ucrania en 2022. Este evento generó una reconfiguración del comercio internacional de GNL, con Europa aumentando significativamente su demanda. Para países importadores o parcialmente dependientes del GNL como Colombia, esto implicó mayores costos marginales de abastecimiento y mayor volatilidad en los precios internacionales del gas.

A continuación, se presenta el incremento de los volúmenes importados de gas natural principalmente por las afectaciones presentadas en el país por el fenómeno de El Niño, igualmente la continua disminución del factor R/P a 5.9 años para 2024. A partir de 2022 a 2024 se presentó un incremento de los volúmenes de gas importados mayores al doble que en el periodo anterior.

Figura 7 Incremento de la demanda de gas natural importado de 2022 a 2024.



Fuente: ANH y Promigas; elaboración propia.

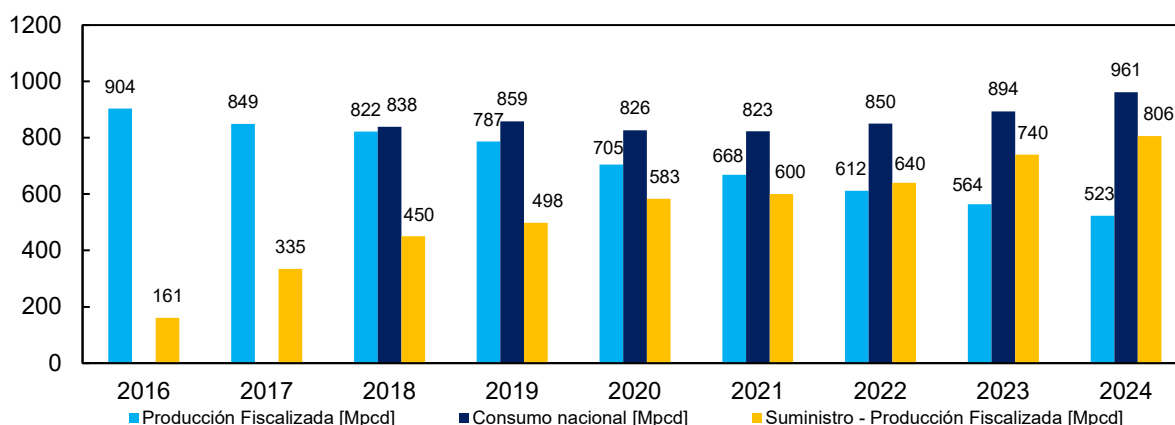
Un mayor suministro de gas natural en 2023 se sustentó en volúmenes de GNL importados, los cuáles fueron incorporados a través de la regasificadora y alcanzaron los 82 Mpcd, para un crecimiento de 2546% con respecto a 2022 (PROMIGAS, 2024). En julio de 2023, hizo su aparición el fenómeno de El Niño, y se desarrolló rápidamente a partir de agosto, el cuál presentó una intensidad moderada en septiembre y alcanzó su punto máximo en el primer trimestre de 2024, cuando el nivel de los embalses donde operan las hidroeléctricas llegó a mínimos históricos. De acuerdo con cifras, la terminal de regasificación alcanzó récords de operación en abril de 2024 entregando al grupo de generación térmica hasta 450 Mpcd de gas natural. Para 2024 el incremento de volumen de gas importado con respecto a 2023 fue del 164,63%.

Diversos escenarios de planificación energética plantean que, sin la incorporación de nuevos proyectos de producción o infraestructura adicional, el país podría experimentar déficits estructurales de gas hacia finales de la década.

2.4 Implicaciones estructurales para el mercado interno colombiano.

La convergencia entre reducción de reservas que inició en el año 2012 y el crecimiento de la demanda que se suspendió en el año 2013, ha generado un escenario de mayor estrechez en el mercado de gas colombiano. Según informes del Gestor del Mercado del Gas Natural en Colombia – GMGNC, el dato anual de suministro de gas natural se refiere a la provisión de este recurso energético en el país actualmente para consumo interno, y se compone de la producción nacional y las importaciones. Por lo anterior, se muestra una continua disminución de la producción fiscalizada en contraste con un constante incremento en el consumo nacional. Al incluir la variable de diferencia entre suministro y de producción fiscalizada se observa un incremento constante anual del componente de las importaciones para la provisión del consumo interno. Cabe observar, que en 2022 el valor anual del componente de las importaciones en el suministro superó el valor de producción fiscalizada.

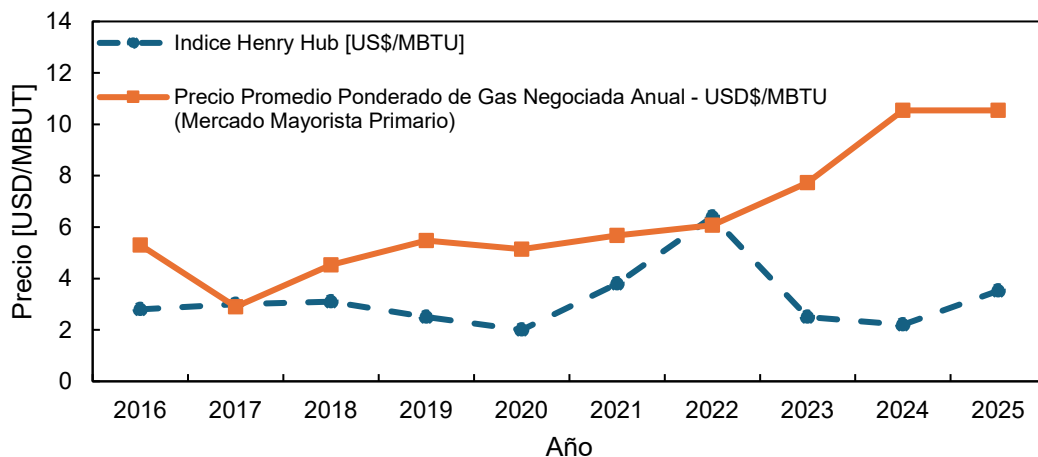
Figura 8 Producción Fiscalizada vs Consumo Nacional de 2016 a 2024.



Fuente: ANH, Promigas y GMGNC; elaboración propia.

En el siguiente gráfico se presenta el precio promedio ponderado por cantidades de energía negociada durante 2016 a 2024 en el mercado primario del mercado mayorista, presentado en el informe de divulgación del GMGNC, frente al índice Henry Hub para el precio del gas natural en el mercado internacional, ambos valores expresados en USD/MBTU. Aunque la conformación del precio se determina mediante una combinación de varios índices (Henry Hub, JKM y/o TTF), el índice internacional Henry Hub representa un buen referente para el mercado nacional.

Figura 9 Precio Promedio Ponderado de Gas Negociado vs Índice Henry Hub de 2016 a 2025.



Fuente: Promigas y GMGN; elaboración propia.

El precio promedio del gas natural en el mercado primario ha venido incrementándose desde 2017, pasando de 3 USD/MBTU a 10,54 USD/MBTU en 2024, lo que representa un aumento acumulado aproximado del 251%. Se observa un incremento más pronunciado entre 2022 y 2024, al pasar de 7,73 a 10,54 USD/MBTU, equivalente a un crecimiento del 36%, reflejo de una mayor estrechez en la oferta nacional y una creciente dependencia de las importaciones. En contraste, el índice internacional Henry Hub no ha presentado incrementos similares; se ha mantenido en valores entre 2 y 3,8 USD/MBTU, con excepción del año 2022, donde alcanzó un máximo de 6,4 USD/MBTU.

Para 2025, según el informe regulatorio de divulgación anual del GMGNC, el precio ponderado del gas natural negociado en el mercado primario mayorista en Colombia se ubicó en 10,54 USD/MBTU, manteniéndose estable frente a 2024. Por su parte, de acuerdo con la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA), el precio mayorista del gas natural referenciado al índice Henry Hub promedió 3,52 USD/MBTU en 2025, lo que representó un aumento del 59% respecto al promedio de 2024, evidenciando una recuperación significativa del precio internacional tras el bajo nivel registrado el año anterior. No obstante, el precio promedio nacional supera al índice Henry Hub en 7,02 USD/MBTU, lo que equivale a aproximadamente un 199% por encima del referente internacional.

En conclusión, la creciente dependencia de Colombia de las importaciones de gas natural, en un contexto de estrechez de oferta, se ha reflejado en el sostenido incremento del precio promedio ponderado del gas negociado en el mercado primario mayorista. Esta situación ha expuesto al mercado colombiano a las dinámicas internacionales de precios, con una tasa de crecimiento superior a la del índice de referencia internacional, registrando actualmente un precio un 199% superior al promedio del Henry Hub.

Actualmente el mercado de gas colombiano se encuentra en una fase de transición estructural caracterizada por oferta doméstica en declinación relativa, incremento de la demanda energética, dependencia creciente de importaciones de GNL y expectativas sobre desarrollo de producción de gas offshore.

En este contexto, se convierten en elementos claves para la seguridad energética la infraestructura de importación de GNL, la incorporación de volúmenes en campos de prueba y en desarrollo, el uso eficiente de excedentes contractuales en el mercado secundario y la opción de recuperación de la infraestructura de transporte ya construida en acuerdos con Venezuela para la reversión de flujos.

De cara al futuro, el equilibrio del mercado dependerá de la oportuna reacción de la regulación para mejorar las condiciones de eficiencia, del incremento de la producción nacional, la expansión y/o recuperación de la infraestructura de transporte e importación, la gestión y seguimiento de la comercialización en el mercado de gas natural colombiano y el papel del gas dentro de la transición energética. Adicionalmente, será relevante evaluar alternativas que permitan ampliar la disponibilidad efectiva de capacidad de importación de GNL para atender la demanda esencial, teniendo en cuenta que actualmente una parte significativa de la infraestructura de SPEC LNG se encuentra destinada al respaldo de generación térmica.

3. ANÁLISIS NORMATIVO ACTUAL E HISTÓRICO.

En la actualidad, el mercado de gas natural colombiano evidencia una creciente presión sobre las condiciones de abastecimiento, marcada por la reducción progresiva de la oferta nacional frente al comportamiento de la demanda. Esta situación ha sido impulsada por la acelerada disminución de la producción interna y como consecuencia directa de la caída en las reservas probadas. Ante la insuficiencia de la oferta local para cubrir la creciente demanda nacional, el sistema ha incrementado su dependencia del gas natural importado y del mercado secundario como mecanismo para cubrir faltantes de suministro. No obstante, esta dependencia también ha evidenciado tensiones relacionadas con la formación de precios y la comercialización de excedentes contractuales en condiciones que no necesariamente reflejan señales eficientes para el mercado ni para el usuario final.

El marco normativo ha evolucionado para responder a esta coyuntura. Mientras que la Resolución CREG 071 de 1999 (RUT) y la Resolución CREG 114 de 2017 fueron diseñadas para un mercado con mayores condiciones de disponibilidad de oferta, enfocado en el acceso abierto y la eficiencia comercial, la regulación actual ha realizado algunos ajustes orientados a incorporar mayores niveles de flexibilidad comercial y operativa, con el propósito de atender los riesgos asociados a la estrechez de suministro y facilitar mecanismos de abastecimiento en escenarios de menor disponibilidad de gas nacional.

Un hito en esta transición es la Resolución CREG 102 015 de 2025, la cual reemplazó las resoluciones anteriores incorporando medidas para ampliar las posibilidades de

comercialización en los mercados mayorista y secundario de gas natural, fortalecer la transparencia informativa mediante los indicadores del Gestor del Mercado y priorizar la atención de la demanda esencial. No obstante, como se ha mencionado a lo largo del documento, persisten desafíos importantes relacionados con la necesidad de establecer mecanismos regulatorios que permitan una formación de precios más eficiente y competitiva para el mercado interno y los usuarios finales y que aún no cuentan con total claridad en la regulación vigente.

3.1 El Marco de Libre Negociación y el RUT (1999-2013)

En sus inicios, el modelo se fundamentó en la Resolución CREG 071 de 1999 (RUT). Bajo este esquema, el precio del suministro no estaba regulado por fórmulas rígidas, sino que se confiaba en la libre negociación entre las partes. En un contexto donde la producción nacional superaba con creces la demanda, el papel del regulador era garantizar la transparencia y el acceso abierto al transporte. La liberación de derechos de suministro en el mercado secundario era un proceso sencillo donde el precio se pactaba libremente, reflejando un mercado de compradores con múltiples opciones de abastecimiento.

3.2 La Consolidación del Mercado Mayorista y las Subastas (Res. 114 de 2017)

Con la necesidad de organizar mejor las transacciones y proteger a la demanda regulada, surgió la Resolución CREG 114 de 2017 (que compiló la Res. 089 de 2013). Este periodo representó el auge de la comercialización estructurada:

- Comercialización por Campos: Se establecieron mecanismos de subasta obligatorios para los productores con excedentes en campos específicos.
- Tipología de Contratos: Se crearon productos de largo plazo (como los contratos firmes o con opción de compra) diseñados para un escenario donde el riesgo principal era la asignación eficiente de la abundancia entre generadores térmicos e industria.
- El Gestor del Mercado: Bajo el Decreto 1073 de 2015, se centralizó la información operativa y transaccional, permitiendo que el mercado secundario funcionara como un mecanismo de cierre para los excedentes de los contratos de suministro actuales.

3.3 La Transición hacia la Estrechez y la Flexibilización (2020-2025)

A partir de 2020, la realidad geológica del país cambió. La reducción sostenida de las reservas probadas y la falta de nuevos hallazgos comerciales de gran escala (offshore o yacimientos no convencionales en tierra) transformaron el mercado. La normativa tuvo que reaccionar:

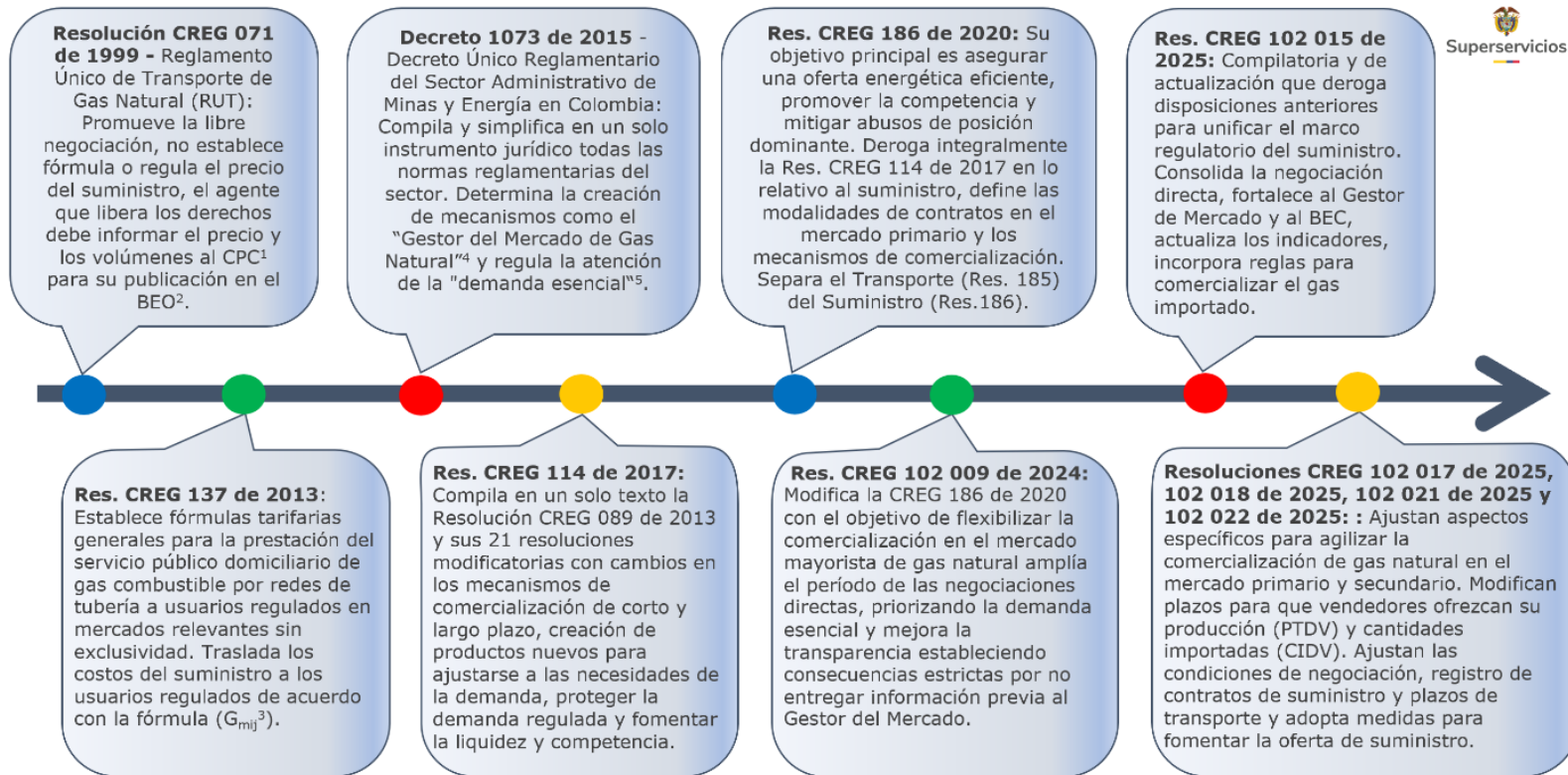
- Resolución CREG 186 de 2020: Empezó a introducir ajustes para dar mayor libertad a la comercialización ante la menor disponibilidad de gas firme.
- El giro hacia la importación (Res. 102 018 de 2025): La normativa más reciente reconoce que el gas nacional ya no es suficiente. El cambio fundamental entre la Res.

114 de 2017 y la Res. 102 018 de 2025 radica en la flexibilidad contractual. Mientras antes se exigían estándares rigurosos de cumplimiento para todos, hoy se permiten "eventos eximentes de responsabilidad" más amplios para el gas importado.

Esta evolución refleja cómo la regulación ha presentado modificaciones, primando la disponibilidad del recurso y la flexibilidad de mercado, dejando de lado condiciones necesarias de regulación de precios y señales de eficiencia. Se han incorporado mecanismos que permiten una mayor participación del gas importado y una mayor utilización del mercado secundario para cubrir faltantes de suministro. No obstante, aunque estas medidas buscan atender las necesidades actuales de abastecimiento, se evidencia una creciente dependencia del mercado secundario como mecanismo de cobertura, en un contexto de grandes desafíos para consolidar señales regulatorias y mecanismos de formación de precios que reflejen condiciones más competitivas y equilibradas para el mercado y proteja a los usuarios finales. De igual manera, persiste la necesidad de avanzar en mecanismos que permitan una mayor disponibilidad de capacidad de importación de SPEC LNG para la atención de la demanda esencial, considerando que gran parte de la infraestructura actualmente se encuentra comprometida para el respaldo de únicamente tres centrales térmicas de generación de energía eléctrica.

3.4 Principales normas relacionadas con el precio del suministro de gas natural en orden cronológico.

Figura 10: Evolución de la regulación sobre el precio del suministro de 1999 a 2025



¹CPC: Centro Principal de Control.

²BEO: Boletín Electrónico de Operaciones.

³ G_{mij} : Costo promedio unitario en \$/m³ de la compra de gas combustible para usuarios regulados en el mes m, en el mercado relevante i y atendido por el comercializador j, declarado anualmente (precio y cantidad en MBTUD para cada mercado regulado) por el comercializador a la SSPD o al Gestor del Mercado.

⁴Gestor del Mercado: Centraliza la información transaccional y operativa del sector, administra el Boletín Electrónico Central (BEC), donde se publican precios promedio y cantidades negociadas.

⁵Demanda esencial: Clasifica y regula la atención de sectores prioritarios para garantizarles el acceso a contratos de suministro y transporte.

Fuente: Elaboración propia

4. ANÁLISIS DE LOS MECANISMOS DE FIJACIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL

4.1 Mercado Primario

La formación de precios en el mercado primario de gas natural constituye uno de los principales mecanismos de señal económica para el abastecimiento energético del país. En este segmento se realizan las negociaciones iniciales entre productores-comercializadores, comercializadores de gas importado y agentes compradores, bajo esquemas contractuales definidos por la regulación vigente y las condiciones particulares de oferta y demanda del mercado.

El precio de la molécula no responde únicamente a los costos de producción, sino también a variables asociadas a la disponibilidad física del recurso, las condiciones de firmeza contractual, la ubicación de los puntos de entrega, la capacidad de transporte disponible y las expectativas sobre el balance futuro entre oferta y demanda. En este contexto, el gas importado ha adquirido un papel cada vez más relevante como precio de referencia para las negociaciones del mercado interno, trasladando parcialmente al mercado nacional la volatilidad y las señales de precios asociadas a los mercados internacionales de GNL.

En consecuencia, la formación de precios en el mercado primario presenta una mayor sensibilidad frente a escenarios de estrechez de oferta, particularmente durante periodos de alta demanda térmica y menor disponibilidad de gas nacional.

En este contexto, los mecanismos de negociación bilateral y las referencias asociadas al costo del GNL importado han adquirido una relevancia creciente dentro de la determinación de precios, reflejando no solo las condiciones internas del mercado colombiano, sino también la influencia de variables internacionales y de las restricciones operativas del sistema de transporte y suministro.

Para el análisis del mecanismo de determinación del precio de la molécula de Gas natural, se realizó recolección de datos primarios mediante un requerimiento formal dirigido a los agentes productores de gas en Colombia. El propósito técnico fue obtener trazabilidad sobre las variables y los mecanismos económicos que impactan directamente el precio final de la molécula.

Si bien la mayoría de los agentes proporcionaron información sobre sus estructuras de costos y logística de entrega en el Sistema Nacional de Transporte (SNT), un segmento de la muestra no emitió respuesta, determinando así que se realizó este documento con los datos de las empresas que generaron una respuesta oportuna.

La siguiente tabla resume el estado de la comunicación y la disposición de los datos para el análisis:

Respuesta de Requerimientos SSPD

Categoría	Agentes (en paréntesis la participación de cada agente en la producción de Gas Natural)	Estado de Respuesta
Respuesta Efectiva	Ecopetrol (63,15%), Nikoil (0,0576%), Parex (0,47%), Interoil (0,0985%), Petrosud (0,19%), Verano (0,3560%), Frontera (0,0001%), CNE Oil & Gas (7,5814%).	Suministraron detalles
Respuesta Extemporánea	Lewis Energy (1,2447%), Wattle Petroleum (0,3214%).	Información recibida fuera del cronograma inicial de evaluación.
Sin Respuesta	Gran Tierra (0,0001%), MKMS Enerji (2,1903%), CleanEnergy (0,8177%), Hocol (14,66%), CNEOG (5,7917%), Petroleum Blending (0,0001%).	No suministraron información en los tiempos a la fecha de este análisis.

Fuente: SSPD

A continuación, se presenta el detalle de la información recibida:

4.1.1 Ecopetrol: La empresa como actor mayoritario, no utiliza una fórmula de costos unitarios para fijar el precio, sino un modelo de Estrategia de Valor de Mercado. Los puntos clave de su metodología son:

- ✓ El precio se establece para cada proceso de comercialización mediante un análisis de "Rango de Precios Sugeridos". Este rango se ajusta según:
 - i. Calidad del Fluido: Contenido calórico y composición química.
 - ii. Ubicación del Nodo: Cercanía a los puntos de entrada al Sistema Nacional de Transporte (SNT).
 - iii. Modalidad Contractual: Diferenciación de precio entre contratos firmes (garantizados) e interrumpibles.
- ✓ Referenciación Externa:
 - i. Datos del Gestor del Mercado de Gas Natural sobre precios promedio ponderados.
 - ii. Proyecciones de demanda y abastecimiento de la UPME.
 - iii. Publicaciones internacionales de precios de energéticos sustitutos como S y P Global Platts y Wood Mackenzie.

4.1.2 Wattle Petroleum Company: La empresa aplica una metodología basada en referencias verificables del mercado para fijar el precio de la molécula de gas natural.

- ✓ El cálculo toma en consideración los siguientes parámetros:

- i. El precio promedio ponderado nacional del gas natural, tomando los datos del sistema de gas y la bolsa mercantil.
- ii. El precio del gas importado a través de unidades flotantes de regasificación, el cual se utiliza como un techo o referencia superior del mercado.
- iii. Los precios reportados por productores relevantes en el país.
- iv. Las señales directas de la oferta y la demanda.
- v. Todo este análisis externo se complementa con modelos internos de costos y de suficiencia financiera para asegurar la viabilidad económica.

4.1.3 Nikoil Energy Corporation La formación de su precio se basa en el principio de suficiencia financiera para asegurar que los ingresos cubran la inversión, operación y mantenimiento de la producción de gas natural.

- ✓ Estructuran sus precios a partir de la suma de sus costos antes de venta, los cuales incluyen la inversión en infraestructura, la explotación, la deshidratación, el control del punto de rocío, la compresión, el transporte por gasoducto y el sistema de medición.
- ✓ El total de estos costos operativos y de inversión asciende a **2.1 USD por millón de unidades térmicas británicas (MBTU)**.
- ✓ A este valor base se les adiciona el componente legal correspondiente a las regalías de producción de gas, establecido en un 6.4%.

4.1.4 Verano Energy La organización establece que no define el precio de la molécula mediante costos internos, sino que el valor está determinado por el **libre juego de la oferta y la demanda** del gas natural en el mercado.

- ✓ Al evaluar las ofertas, determinan la viabilidad del precio propuesto analizando variables operativas como los riesgos de incumplimiento por el comportamiento geológico del pozo.
- ✓ También evalúan la distancia hasta el punto de entrega, la calidad del gas, el transporte por gasoducto y el tipo de contrato, ya sea firme o con interrupciones.

4.1.5 Petróleos Sudamericanos (Petrosud) La compañía maneja una metodología basada en las resoluciones vigentes de **libertad vigilada**, donde el precio resulta estrictamente de la interacción entre la oferta y la demanda a través de mesas de negociación.

- ✓ Las variables determinantes en sus negociaciones son los costos de producción del gas natural, el punto de entrega acordado, la modalidad del suministro, el plazo de ejecución y las cantidades demandadas.
- ✓ Estos factores se evalúan integralmente junto con los criterios de eficiencia y suficiencia financiera al momento de cerrar el precio final de venta.

4.1.6 Interoil Colombia Exploración y Producción Es la única compañía que reporta fórmulas matemáticas explícitas para la liquidación del precio de venta de su gas natural.

- ✓ Para la liquidación a partir del año 2022, establecieron que el precio de venta es igual a **2.3 USD por MMBTU**, sumado a la mitad de la diferencia resultante entre el precio de referencia y tres puntos.
- ✓ El precio de referencia se actualiza semestralmente y corresponde al precio promedio ponderado de la modalidad interrumpible del semestre anterior, específico para el sector industrial no regulado en la zona interior, según las publicaciones del gestor del mercado de gas natural.

4.1.7 CNEOG Colombia y CNE Oil and Gas Ambas sucursales operan bajo el mismo esquema, aclarando que no cuentan con una metodología o procedimiento interno detallado para establecer los precios de venta del gas natural.

- ✓ El precio se forma mediante una negociación bilateral directa que se ajusta a las necesidades particulares de cada cliente.
- ✓ Como variables de análisis durante la negociación utilizan los costos de producción propios, las compras de gas de respaldo, los puntos de entrega en el sistema nacional de transporte, las referencias públicas del gestor del mercado y los mecanismos de indexación permitidos.

La compañía aclara que, a la fecha, no cuenta con una metodología específica o procedimiento interno detallado para establecer los precios de venta. La formación del precio se basa en:

- ✓ **Negociación Bilateral:** El precio surge de acuerdos directos entre la compañía y sus clientes bajo condiciones de mercado.
- ✓ **Cumplimiento Regulatorio:** Se ajustan estrictamente a la regulación vigente al momento de cada transacción.
- ✓ **Referencias de Consulta:** Monitorean fuentes públicas como el Gestor del Mercado de Gas Natural, aunque estas no son determinantes para el cierre de negocios.
 - ✓ **Variables Determinantes**

Para la negociación y formación del precio, la empresa analiza los siguientes factores:

- i. **Costos y Sostenibilidad:** Buscan la recuperación de costos de operación y producción bajo criterios de sostenibilidad.
- ii. **Puntos de Entrega:** Operan en el Sistema Nacional de Transporte (SNT) desde Jobo hasta La Mami, y en boca de pozo (Campo Dividivi y Cúcuta).
- iii. **Logística:** Utilizan capacidad de transporte adquirida con Promigas para mejorar la eficiencia logística de sus clientes.

- iv. **Oferta y Demanda:** Evalúan las necesidades específicas de los clientes y las proyecciones de inversión.

4.1.8 María Conchita Gas Sociedad por Acciones Simplificada La empresa certifica que no establece metodologías de precios para el mercado primario de gas natural, debido a que su figura jurídica y operativa es netamente de comercializador en el mercado secundario.

4.1.9 Frontera Energy Colombia Corp.: La compañía aplica una metodología basada en el régimen de libertad vigilada, conforme a la Resolución CREG 088 de 2013. El precio no se establece mediante una fórmula regulatoria estática de costos, sino que es el resultado directo de la interacción entre la oferta y la demanda a través de procesos de negociación bilateral y mesas de trabajo.

- ✓ **Variables Determinantes:** Para el cierre del precio final, la empresa realiza una evaluación integral de los siguientes factores:
 - i. **Costos Operativos:** Se consideran los costos de producción (extracción y tratamiento), punto de entrega, cantidades y tipo de producto.
 - ii. **Condiciones Contractuales:** Se ponderan la modalidad de suministro (firme o interrumpible) y el plazo del contrato.
 - iii. **Criterios Financieros:** Se incorporan permanentemente análisis de **eficiencia y suficiencia financiera**, bajo los lineamientos del artículo 87 de la Ley 142 de 1994.
 - iv. **Referencia de Mercado:** La formación del precio se ajusta a las condiciones de mercado vigentes al momento de la negociación y se registra ante el Gestor del Mercado.

4.1.11 Lewis Energy Colombia, Inc.: La compañía establece que la determinación de sus precios no depende de sus costos incurridos ni de su estructura de costos interna. En su lugar, el precio se define exclusivamente con base en las condiciones del mercado del gas natural, la interacción de los diferentes agentes del sector y el libre juego de la oferta y la demanda.

- ✓ **Variables Determinantes:** Para la fijación de precios y términos contractuales, la empresa emplea los siguientes criterios y procesos:
 - i. **Mecanismos de Comercialización:** Utiliza subastas bimestrales interrumpibles, contratos bilaterales de contingencia, procesos de concurrencia y los lineamientos de la Circular CREG 055 de 2023.
 - ii. **Infraestructura y Logística:** El precio considera la entrega desde el Campo Bullerengue (Bloque SSJN-1) hasta el punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte (SNT) denominado Isabel López, el cual conecta con el gasoducto de Promigas.

- iii. **Recuperación de Inversiones:** Aunque el precio lo dicta el mercado, la viabilidad financiera depende de cubrir inversiones acumuladas en geología y geofísica (USD \$10M), perforación exploratoria (USD \$58.3M), pozos de desarrollo (USD \$41M) y facilidades de producción (USD \$16.7M).
- iv. **Componentes Legales y Administrativos:** Se incluyen en el análisis los pagos por regalías y derechos económicos a la ANH (aproximadamente USD \$30M entre 2021 y 2025), además de costos de abandono y restauración ambiental.

4.1.2 Patrones transversales

En el marco de la consulta realizada por la SSPD a 18 productores del mercado de gas natural, se recibieron respuestas por parte de 10 agentes, de los cuales 8 atendieron los requerimientos dentro del plazo establecido y 2 lo hicieron de manera extemporánea. A partir de la información suministrada, fue posible identificar elementos comunes en la formación de precios y en las condiciones de comercialización del gas natural en el mercado primario, así como tendencias recientes en las modalidades de contratación y el comportamiento de los precios negociados. En particular, se observó que muy pocos productores incorporan variables asociadas a costos operativos, prima como criterio de fijación de precio las señales de mercado, en segunda medida las condiciones logísticas. Asimismo, el análisis agregado de las transacciones evidencia cambios en la dinámica contractual y mayores presiones sobre las condiciones de abastecimiento entre 2025 y 2026.

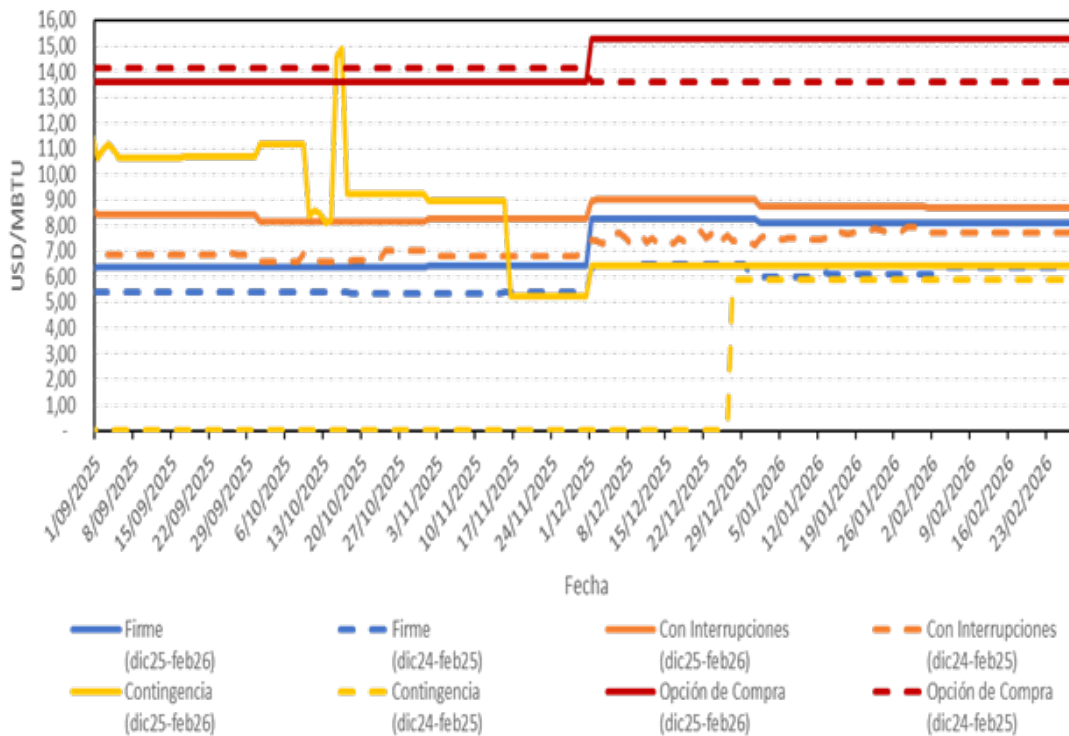
- **Estructura de Costos de Producción:** Se integran los costos fijos y variables asociados a la extracción y tratamiento del hidrocarburo. Esto abarca las operaciones de desarrollo, mantenimiento de superficie, servicios a pozos, procesos de deshidratación, compresión y transporte interno.
- **Señales de Mercado e Indexación:** Se monitorean referencias públicas para establecer rangos de competitividad. Esto incluye el precio promedio ponderado nacional publicado por el Gestor del Mercado de Gas Natural y el precio del gas importado, el cual funciona como un límite superior de referencia en el mercado.
- **Condiciones Logísticas y Contractuales:** El precio final es altamente sensible al punto de entrega acordado en el Sistema Nacional de Transporte, la modalidad contractual, el plazo de suministro y el esquema de transporte requerido para movilizar el fluido.
- En términos agregados, el comportamiento de las transacciones en el mercado primario revela una recomposición gradual de las modalidades de contratación entre 2025 y 2026, acompañada de un incremento generalizado en los precios negociados. Durante el año 2025, las transacciones bajo modalidad firme registraron volúmenes promedio de 675,94 GBTUD con un precio promedio ponderado de 6,51 US\$/MBTU, mientras que la

modalidad interrumpible alcanzó volúmenes promedio de 434,96 GBTUD a un precio de 8,39 US\$/MBTU.

- Para el año 2026, las transacciones firmes disminuyeron volumen, ubicándose en 559.51 GBTUD, con un incremento en el precio promedio hasta 8,06 US\$/MBTU. Por su parte, la modalidad interrumpible presentó un aumento en los volúmenes negociados hasta 497,90 GBTUD, registrando un precio promedio de 8,60 US\$/MBTU.
- Este comportamiento refleja una mayor presión sobre las condiciones de abastecimiento y una creciente distorsión a partir de la flexibilidad contractual dentro del mercado mayorista de gas natural, especialmente los mercados secundarios y el minorista. El incremento observado en los precios, particularmente en las modalidades interrumpibles, sugiere que los agentes incorporan señales de referencia ante la participación creciente del gas importado, evidenciando que los criterios de fijación de precio se basan en referencias del mercado y no se tiene en cuenta una estructura de precios costo-eficiente que responda a costos de inversión, producción y operación.
- Asimismo, el aumento de los volúmenes negociados bajo esquemas interrumpibles muestra una mayor utilización de mecanismos flexibles de contratación, en un contexto caracterizado por una menor holgura de oferta y una creciente dependencia de fuentes complementarias de suministro, condición que genera en la demanda incertidumbre en la estabilidad y la continuidad del servicio.

Con el propósito de complementar el análisis de las condiciones de comercialización identificadas en el mercado primario, a continuación, se presenta el comportamiento de los precios observados en ambos mercados durante el periodo diciembre de 2025 – febrero de 2026. El seguimiento se realizó por modalidad contractual —firme, con interrupciones, contingencia y opción de compra— permitiendo identificar tendencias, niveles de precio y grados de volatilidad que caracterizan la dinámica reciente del mercado mayorista de gas natural en Colombia:

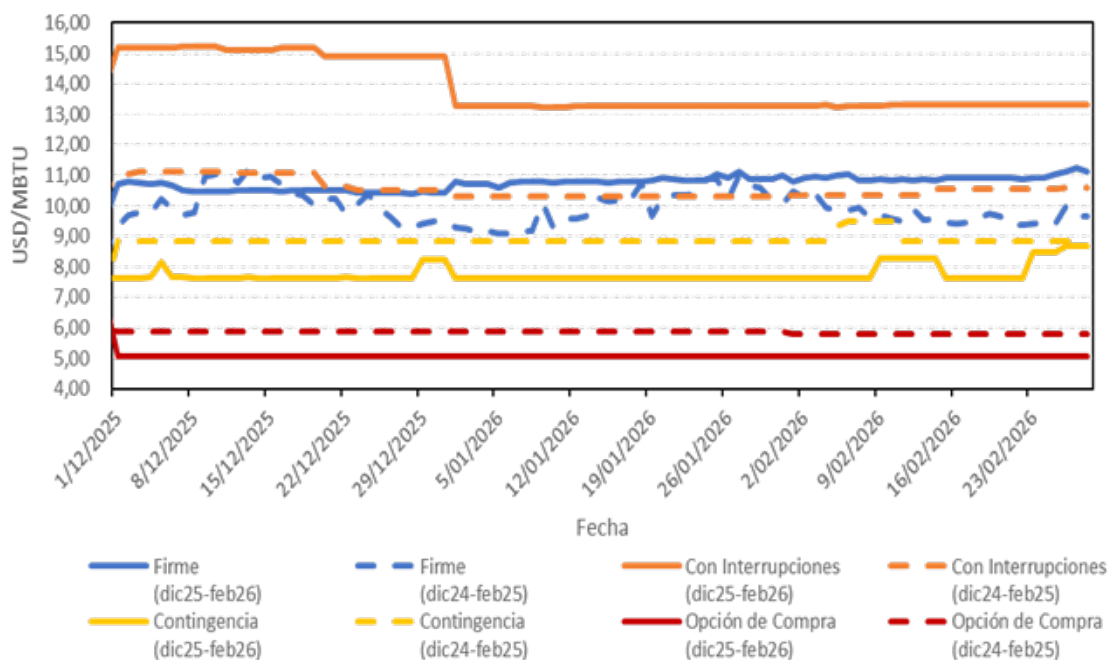
Figura 10 . Precios en el mercado primario por modalidad



Fuente: Information SSPD

Durante el periodo comprendido entre diciembre de 2025 y febrero de 2026, los precios en el mercado primario de gas natural presentaron comportamientos diferenciados según la modalidad contractual. La opción de compra se consolidó como la modalidad de mayor precio, manteniéndose de forma estable alrededor de 15 USD/MBTU, nivel notoriamente superior al registrado en el periodo equivalente del año anterior (dic24-feb25), que se situó en torno a 13,5–14 USD/MBTU. Los contratos firmes y con interrupciones mostraron trayectorias similares entre sí, oscilando entre 7,5 y 8,5 USD/MBTU con una leve tendencia al alza hacia febrero de 2026, y también por encima de sus referencias del periodo anterior. La modalidad de contingencia fue la de mayor volatilidad: tras una caída pronunciada a mínimos cercanos a 0,5 USD/MBTU a inicios de enero de 2026, experimentó una recuperación gradual hasta ubicarse alrededor de 6,5 USD/MBTU al cierre del periodo, convergiendo con los niveles históricos de la contingencia dic24-feb25, que se mantuvo prácticamente plana en valores bajos durante todo el horizonte de referencia.

Figura 11 Precios en el mercado secundario por modalidad

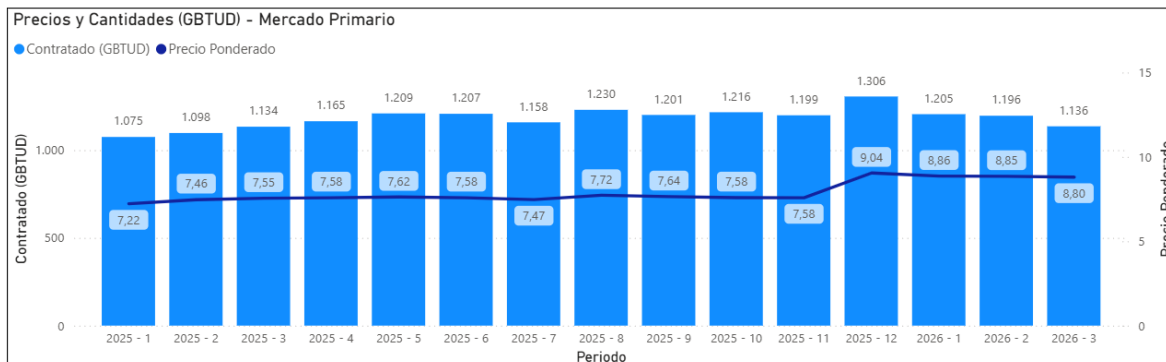


Fuente: Information SSPD

Durante el periodo comprendido entre diciembre de 2025 y febrero de 2026, los precios en el mercado secundario de gas natural también presentaron comportamientos diferenciados según la modalidad contractual, aunque con una jerarquía de precios distinta a la del mercado primario. Los contratos con interrupciones fueron los de mayor valor, iniciando cerca de 15 USD/MBTU en diciembre de 2025 y registrando una reducción significativa a partir de finales de ese mes, estabilizándose alrededor de 13 USD/MBTU durante enero y febrero de 2026; este nivel superó notoriamente el rango de 10–11 USD/MBTU observado en el periodo equivalente del año anterior (dic24-feb25). Los contratos firmes se situaron en un segundo plano, oscilando entre 10 y 11 USD/MBTU con una leve tendencia al alza hacia el cierre del periodo, en línea con su referencia histórica de 9–10 USD/MBTU. La modalidad de contingencia mostró un comportamiento relativamente estable en torno a 8–8,5 USD/MBTU, con ajustes puntuales a la baja en enero y un repunte hacia mediados de febrero de 2026, convergiendo con los niveles del periodo anterior. Finalmente, la opción de compra constituyó la modalidad de menor precio en este mercado, manteniéndose de forma muy estable alrededor de 5,1 USD/MBTU durante todo el periodo, por debajo incluso de su referencia histórica de aproximadamente 5,8 USD/MBTU.

A continuación, se presenta el comportamiento de los volúmenes contratados y los precios ponderados en los mercados primario y secundario de gas natural durante el periodo enero de 2025 – marzo de 2026. El análisis permite identificar tendencias en la dinámica de contratación y en la evolución de precios en ambos mercados, elementos que complementan la caracterización de las condiciones de comercialización del gas natural en el periodo reciente.

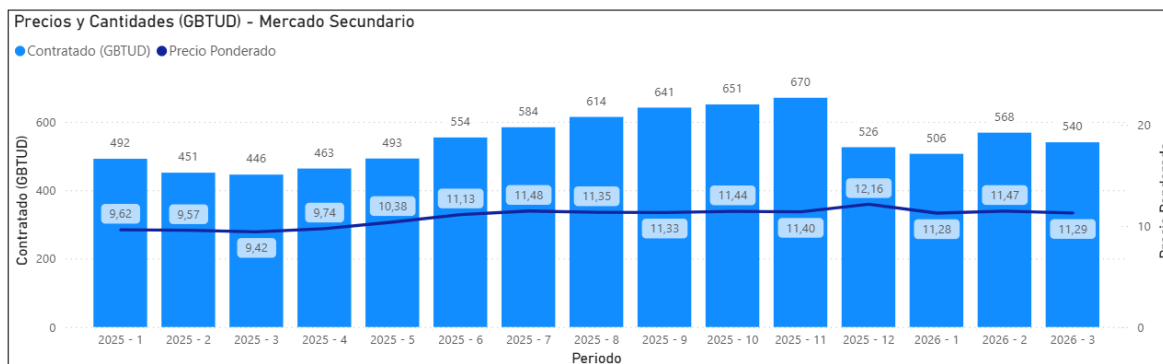
Figura 12 Precios y cantidades contratadas en el mercado primario



Durante el periodo analizado, los volúmenes contratados en el mercado primario de gas natural mantuvieron un comportamiento estable, con una tendencia gradual al alza a lo largo de 2025 que llevó las cantidades desde 1.075 GBTUD en enero hasta un máximo de 1.306 GBTUD en diciembre. En los primeros meses de 2026 se observó una moderada contracción en los volúmenes, aunque estos se mantuvieron por encima de los niveles registrados al inicio del periodo.

El precio ponderado, por su parte, se mantuvo relativamente estable durante la mayor parte de 2025, oscilando entre 7,2 y 7,7 USD/MBTU, para luego registrar un ajuste significativo hacia finales del año, alcanzando aproximadamente 9 USD/MBTU en diciembre. Este nivel de precios se sostuvo durante el primer trimestre de 2026, configurando un escenario de mayor costo unitario aun frente a una leve reducción en los volúmenes contratados.

Figura 14. Precios y cantidades contratadas en el mercado secundario



En el mercado secundario, los volúmenes contratados mostraron una tendencia creciente a lo largo de 2025, pasando de 492 GBTUD en enero hasta un máximo de 670 GBTUD en noviembre, para luego moderarse hacia finales del año y estabilizarse entre 506 y 568 GBTUD durante el primer trimestre de 2026.

El precio ponderado siguió una trayectoria similar, escalando desde niveles de 9,4–9,7 USD/MBTU a comienzos de 2025 hasta superar los 11 USD/MBTU desde mediados del año. El punto más alto se registró en diciembre de 2025, con 12,16 USD/MBTU, coincidiendo con volúmenes aún elevados frente al promedio inicial. En los primeros meses de 2026, los precios se estabilizaron en torno a 11,3 USD/MBTU pese a la moderación en las cantidades transadas, lo que refleja un mercado que, tras un ciclo expansivo en 2025, transita hacia una fase de ajuste con precios sostenidamente más altos.

A partir del análisis previamente presentado, el mercado primario de gas natural atraviesa un momento de transición crítica: la recomposición hacia esquemas interrumpibles y el alza generalizada de precios no son fenómenos aislados, sino señales claras de la necesidad de transitar a una regulación más estricta, principalmente para el gas nacional. En este contexto, la flexibilidad contractual refleja condiciones de distorsión en el mercado, comportamientos para maximizar ganancias principalmente de los agentes con mayor concentración en los mercados e ineficiencias comerciales, lo que anticipa mayores presiones sobre las condiciones de abastecimiento y plantea desafíos importantes para la regulación y la seguridad energética del país.

4.2. Mercado Secundario

El mercado secundario corresponde al segmento en el cual los agentes pueden revender gas previamente contratado, permitiendo ajustar posiciones contractuales y atender requerimientos operativos de corto plazo. A diferencia del mercado primario, donde predominan contratos bilaterales de mediano y largo plazo entre productores y consumidores, el mercado secundario estaba concebido principalmente para responder necesidades inmediatas de balance, cobertura de déficits y optimización de excedentes contractuales.

Por esta razón, los precios y volúmenes negociados en este mercado reflejan con mayor rapidez las condiciones coyunturales de oferta y demanda, incorporando señales de escasez relativa, restricciones operativas y costos de oportunidad del gas en el corto plazo.

Esto se suma a la existencia de la figura de Comercializador en el mercado mayorista de Gas Natural, el cual termina siendo un intermediario, que, bajo las condiciones evaluadas, ha buscado beneficios en sus ganancias a través de la alta transaccionalidad en el mercado secundario y en el mercado minorista.

Para el análisis del comportamiento del mercado secundario se examinó la información de transacciones reportadas al Gestor del Mercado de Gas Natural de Colombia – GMGNC, considerando las operaciones de suministro realizadas durante el año 2025 y lo corrido de 2026. El propósito técnico fue identificar la evolución de los precios, los volúmenes comercializados y las dinámicas de reasignación contractual observadas en un contexto de estrechez estructural del mercado y alta sensibilidad de la demanda frente a las condiciones de abastecimiento.

Durante el año 2026 se observó una recomposición en las modalidades de contratación dentro del mercado secundario, caracterizada por un incremento en los volúmenes negociados bajo la modalidad interrumpible, los cuales alcanzaron 226,86 GBTUD con un precio promedio de 13,08 US\$/MBTU. Por su parte, la modalidad firme presentó una reducción en los volúmenes comercializados hasta 266,44 GBTUD, registrando un precio promedio de 10,73 US\$/MBTU.

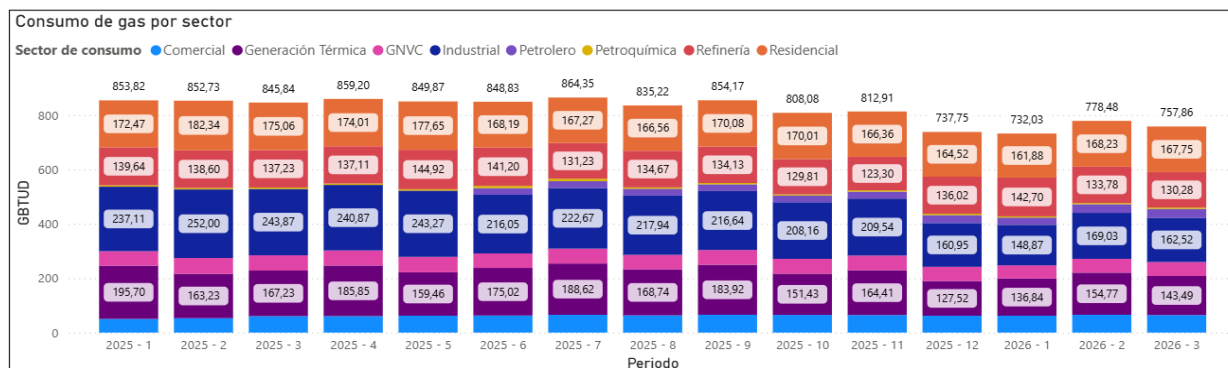
Este comportamiento sugiere una mayor utilización de mecanismos flexibles de corto plazo por parte de los agentes, en un contexto donde las condiciones de abastecimiento y las necesidades operativas favorecieron transacciones con mayor capacidad de ajuste contractual y disponibilidad inmediata del recurso.

La persistencia de diferencias de precios entre contratos firmes e interrumpibles pone de manifiesto que el mercado secundario remunera de manera diferenciada la flexibilidad y la disponibilidad de suministro en escenarios de corto plazo. Asimismo, la reducción relativa de los volúmenes firmes podría reflejar ajustes en las estrategias de contratación de los agentes, una mayor utilización de mecanismos de balance comercial y una creciente dependencia de operaciones flexibles dentro del sistema gasífero.

El análisis por tipo de demanda muestra además que los precios observados en el mercado secundario son superiores a los registrados en el mercado primario para ambos segmentos de consumo. Se identifica igualmente que la demanda regulada enfrenta precios más altos que la demanda no regulada durante gran parte del período analizado, evidenciando que la nueva dinámica del mercado está afectando en primera medida a los usuarios más vulnerables del país.

El siguiente gráfico presenta la evolución del consumo de gas natural desagregado por sector durante el periodo enero de 2025 – marzo de 2026. Su inclusión permite contextualizar la demanda estructural del sistema gasífero y comprender el peso relativo de cada sector en las condiciones de abastecimiento que determinan la dinámica del mercado secundario.

Figura 13. Evolución del consumo de gas natural por sector (enero 2025 – marzo 2026)



Durante el periodo analizado, el consumo de gas natural por sector presentó una composición relativamente estable, con predominio de los sectores industrial, generación térmica y residencial dentro de la demanda total. El sector industrial mantuvo consistentemente los mayores niveles de consumo, con valores que oscilaron entre 208 y 252 GBTUD, aunque con una reducción gradual hacia finales de 2025 y el primer trimestre de 2026. La generación térmica registró niveles intermedios, con consumos entre 161 y 184 GBTUD y un comportamiento variable a lo largo del periodo.

El sector residencial se mantuvo relativamente estable, con consumos entre 127 y 168 GBTUD a lo largo del periodo. Por su parte, los sectores de refinería y comercial registraron niveles inferiores, oscilando entre 120 y 195 GBTUD y entre 127 y 160 GBTUD respectivamente, sin presentar variaciones significativas entre periodos. Los sectores de GNV y petroquímica representaron las menores proporciones relativas, con fluctuaciones moderadas entre periodos. En términos generales, el consumo total mostró estabilidad durante 2025, seguido de una reducción hacia finales del año e inicios de 2026, asociada principalmente a menores niveles de demanda en los sectores industrial y de generación térmica.

Es importante destacar que, en este marco, el Gobierno Nacional ha planteado como propuesta la incorporación del gas destinado a refinerías dentro del mercado primario, con el propósito de que una mayor proporción del recurso se transe bajo esquemas regulados.

Complementariamente, se ha señalado la necesidad de que grandes consumidores como las refinerías avancen en la mejora de la eficiencia energética de sus procesos y avancen en la sustitución del gas natural donde sea técnicamente viable, como mecanismo para reducir la presión sobre la demanda agregada del sistema gasífero y contribuir a condiciones más sostenibles de abastecimiento en el mediano plazo.

En conclusión, las tendencias detectadas evidencian que los precios observados en el mercado secundario superan sistemáticamente los registrados en el mercado primario, situación que tiene implicaciones directas sobre los costos de abastecimiento de los agentes y, en última instancia, sobre las tarifas que enfrentan los usuarios finales. Este diferencial de precios no es coyuntural: responde a una estructura regulatoria que, al permitir la libre negociación en el mercado secundario sin mecanismos efectivos de contención de precios, genera incentivos

para que los agentes con excedentes contractuales los valoricen a precios significativamente superiores a los pactados originalmente en el mercado primario.

En este sentido, la regulación vigente promueve indirectamente una mayor utilización del mercado secundario como canal de abastecimiento, particularmente en contextos de estrechez de oferta, lo que traslada a la demanda regulada los mayores costos asociados a la flexibilidad y la disponibilidad inmediata del recurso. El resultado es un esquema en el que los usuarios más vulnerables terminan absorbiendo las señales de escasez del mercado mayorista a través de precios más altos.

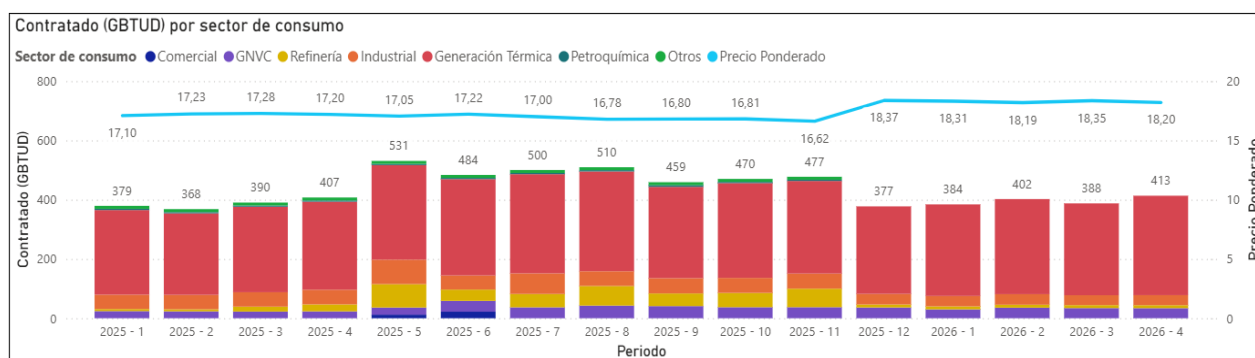
4.3. Mercado Minorista

El mercado minorista corresponde al segmento en el cual los comercializadores adquieren gas natural para atender la demanda final de usuarios no regulados cuando existen faltantes. A diferencia del mercado primario, donde predominan relaciones directas entre productores y grandes compradores, y del mercado secundario, enfocado en la reasignación contractual de corto plazo, el mercado minorista incorpora costos adicionales asociados a comercialización, flexibilidad operativa, gestión contractual y cobertura de riesgos de abastecimiento.

En este contexto, los precios observados en el mercado minorista reflejan no solo las condiciones estructurales de oferta y demanda del sistema gasífero, sino también las dinámicas de intermediación comercial y otros costos derivados de la necesidad de garantizar continuidad en la atención de la demanda final.

Para el análisis del mercado minorista se examinó la información reportada al Gestor del Mercado de Gas Natural de Colombia – GMGNC, considerando las transacciones de suministro realizadas durante 2025 y lo corrido de 2026. El análisis tuvo como propósito identificar la evolución de los precios, las cantidades comercializadas y las diferencias observadas entre modalidades contractuales y tipos de demanda.

Figura 14. Evolución de la contratación en el Mercado Minorista



Fuente: GMNC y Elaboración propia

Durante el periodo analizado, los contratos de compraventa en el mercado minorista para demanda no regulada presentaron una relativa estabilidad en el precio ponderado, el cual se

mantuvo alrededor de 16,6 a 18,4 US\$/MBTU. Se observa una leve tendencia creciente entre finales de 2025 e inicios de 2026, alcanzando los mayores niveles de precio durante el primer trimestre de 2026, seguida posteriormente de una moderada corrección hacia abril de 2026. En términos generales, los precios registrados en este segmento permanecieron en niveles superiores a los observados en los mercados primario y secundario.

En cuanto a las cantidades contratadas, la generación térmica concentró la mayor parte de los volúmenes transados durante todo el periodo analizado, alcanzando valores cercanos a 450 GBTUD durante la mayor parte de 2025. No obstante, hacia finales de ese año se evidenció una reducción importante en las cantidades contratadas, seguida de una estabilización alrededor de 380–410 GBTUD durante el primer cuatrimestre de 2026. Los demás sectores — industrial, comercial, petroquímica y otros— mantuvieron participaciones considerablemente menores dentro del total contratado, aunque con variaciones moderadas entre periodos. En conjunto, la información refleja una alta dependencia de la demanda térmica al mercado minorista y una persistencia de precios elevados en las transacciones de compraventa realizadas en este segmento.

5. RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES

El agotamiento de las reservas probadas y la caída del factor de autosuficiencia a niveles críticos (5.9 años en 2024) han estado acompañadas con un alza estructural en el precio del gas (menos de 3 USD/MBTU en 2017 a más de 10 USD/MBTU en 2024). Esta nueva realidad, evidenciada por el crecimiento exponencial de las importaciones y el uso intensivo de la terminal SPEC LNG durante fenómenos climáticos como El Niño, ha vinculado el equilibrio energético del país a la volatilidad de los precios internacionales y a la urgencia de desarrollar proyectos offshore o reactivar conexiones binacionales, subrayando que la soberanía energética de la década depende ahora de una matriz de abastecimiento y de la necesidad de una regulación que balancee el abastecimiento con precios eficientes.

En el mercado primario, durante 2025 la demanda regulada registró, en promedio, precios de contratación 48,9% superiores a los observados para la demanda no regulada. Para 2026, aunque la diferencia entre ambos segmentos muestra una moderación, la demanda regulada continúa presentando precios más altos, con una brecha promedio de 21,6%. Lo anterior evidencia la persistencia de diferencias relevantes en las condiciones de contratación entre segmentos de demanda, particularmente para los usuarios regulados. Por otra parte, durante el periodo analizado a lo largo del documento, el mercado minorista presentó mayores niveles de volatilidad en los precios frente a los mercados primario y secundario. Asimismo, la modalidad contractual interrumpible concentró la mayor parte de las transacciones realizadas en este segmento del mercado.

Adicionalmente, se puede concluir que la transición del mercado de gas natural en Colombia, desde un escenario de abundancia hacia uno de estrechez estructural, ha llevado a la necesidad de realizar ajustes regulatorios orientados a brindar mayor flexibilidad comercial y operativa frente a las condiciones actuales de abastecimiento. En este contexto, la Resolución CREG 102 015 de 2025 incorpora ajustes en las dinámicas de comercialización y reporte de información al Gestor del Mercado, así como algunas flexibilidades contractuales orientadas a facilitar la gestión del abastecimiento ante escenarios de menor disponibilidad de gas nacional y una creciente participación del gas importado y del mercado secundario en la cobertura de faltantes de oferta interna. No obstante, en línea con lo evidenciado a lo largo del documento, persisten deficiencias regulatorias importantes asociadas a la formación eficiente de precios, la creciente referencia de los precios nacionales a mercados internacionales, la dependencia de una única infraestructura de importación y las limitaciones existentes para garantizar una mayor disponibilidad de capacidad para la atención de la demanda esencial. En consecuencia, el equilibrio futuro del mercado requerirá no solo mayores volúmenes de producción e infraestructura, sino también el fortalecimiento de mecanismos regulatorios que permitan condiciones más competitivas, transparentes y sostenibles para el abastecimiento del país y los usuarios finales.

El análisis de los mecanismos de formación de precios evidencia que el mercado colombiano opera predominantemente bajo esquemas de libertad vigilada, donde la negociación bilateral y las señales de mercado tienen un papel central en la determinación del valor de la molécula.

Los agentes productores consideran variables como disponibilidad del recurso, modalidad contractual, ubicación de los puntos de entrega, costos operativos, suficiencia financiera y referencias de mercado nacionales e internacionales. Asimismo, se observa una creciente utilización del costo del gas importado y de la regasificación como referencia económica dentro de las negociaciones, especialmente en escenarios de estrechez y alta demanda de corto plazo. No obstante, esta dinámica también ha evidenciado limitaciones en la formación eficiente de precios del mercado interno, particularmente por la alta dependencia de referencias internacionales y del mercado secundario en contextos de restricción de oferta. Lo anterior pone de manifiesto la necesidad de fortalecer los mecanismos regulatorios y de supervisión asociados a la comercialización y formación de precios, con el fin de promover condiciones más competitivas, transparentes y equilibradas para el abastecimiento de los usuarios finales.

Como recomendaciones, es necesario mencionar que, para mitigar el déficit estructural y fortalecer las condiciones de abastecimiento del mercado, resulta relevante impulsar medidas regulatorias orientadas a ampliar la oferta disponible mediante el aprovechamiento de fuentes no convencionales en procesos de alto consumo de gas natural, como las refinerías, realizar una mejor gestión de los excedentes contractuales y la incorporación de volúmenes provenientes de procesos industriales y de refinación. En este sentido, cobra especial importancia la propuesta del Gobierno Nacional orientada a incluir el gas de refinerías dentro de las declaraciones oficiales de producción, permitiendo visibilizar e incorporar al mercado volúmenes que actualmente son utilizados para consumo propio o manejados dentro de procesos operativos industriales. Esta medida podría contribuir a incrementar la disponibilidad de gas para el Sistema Nacional de Transporte (SNT), aliviar presiones sobre la demanda esencial y diversificar las fuentes de abastecimiento del país.

Igualmente, resulta fundamental promover mayores condiciones de competencia y disponibilidad en la infraestructura de importación de gas natural, así como avanzar en las obras contempladas dentro del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, con el fin de reducir restricciones operativas, ampliar alternativas de suministro y contribuir a una formación de precios más competitiva y equilibrada para el mercado nacional.

Por otro lado, la estructura actual de formación de precios evidencia que, en un contexto de estrechez de oferta y bajo un esquema de libertad vigilada, el costo del gas natural importado ha adquirido un papel cada vez más relevante puesto que está funcionando como referencia para las negociaciones del mercado interno y la oferta nacional, ocasionando crecimientos artificiales de precios en el Mercado Primario, en el Mercado Secundario y en el Mercado Minorista. Esto ha llevado a que los precios del gas nacional presenten una creciente convergencia con los costos asociados al gas importado y a la regasificación, aun cuando parte de la producción doméstica podría contar con estructuras de costos diferentes. En consecuencia, surgen desafíos relacionados con la necesidad de fortalecer mecanismos regulatorios que permitan una formación de precios más competitiva y alineada con las condiciones propias del mercado colombiano.

Así las cosas, resulta relevante que la CREG adelante un análisis técnico integral sobre el mercado de gas y los mecanismos actuales de formación de precios y la pertinencia de mantener el esquema vigente de libertad vigilada en las condiciones actuales del mercado,

especialmente la oferta nacional. En el contexto de estrechez de oferta, creciente dependencia del gas importado y mayor utilización del mercado secundario para cubrir faltantes de suministro, la formación de precios ha venido incorporando referencias asociadas a escenarios de escasez y costos internacionales, trasladando dichas señales al mercado interno.

Adicionalmente, el uso recurrente del mercado secundario como mecanismo de cobertura ha generado dinámicas de alta transaccionalidad que inciden en incrementos de precios para la demanda final, especialmente ante la ausencia de señales regulatorias más claras sobre la eficiencia de las transacciones y la comercialización de excedentes contractuales. Un análisis de este tipo permitiría evaluar si el mercado secundario y el minorista son mecanismo de cierre oportunos y eficientes ante la realidad actual del mercado, y si las condiciones actuales reflejan una formación de precios consistente con las características operativas y productivas del mercado colombiano, así como la necesidad de fortalecer mecanismos regulatorios que promuevan mayor competitividad, transparencia y equilibrio para los usuarios finales, especialmente la demanda esencial.

El análisis integral del mercado mayorista revela una tensión entre la disponibilidad física del recurso y los volúmenes transados en los distintos segmentos. Los balances operativos entre producción nacional, gas importado y demanda muestran márgenes reducidos de holgura, especialmente en escenarios de alta demanda térmica y menor disponibilidad de oferta nacional. Sin embargo, los mercados secundario y minorista registran niveles elevados de comercialización y reasignación contractual. Esta situación indica que una proporción relevante del abastecimiento se cubre mediante mecanismos sucesivos de re transacción de gas previamente contratado, particularmente bajo modalidades flexibles e interrumpibles.

En este contexto, el mercado secundario ha dejado de operar como un mecanismo marginal de balance para adquirir un papel estructural dentro del abastecimiento del sistema gasífero. Los volúmenes transados en este segmento alcanzan niveles comparables frente a la estrechez entre oferta disponible y demanda nacional, lo que podría estar amplificando las señales de precio a lo largo de la cadena de comercialización. Resulta, por tanto, prioritario fortalecer el seguimiento regulatorio y operativo sobre las dinámicas de comercialización, la trazabilidad contractual y la formación de precios entre segmentos, con especial atención al papel que desempeñan el mercado secundario y el minorista en el abastecimiento efectivo de la demanda final.

6. ACCIONES SUGERIDAS EN EL CORTO PLAZO

Con base en el desarrollo del documento, se definen acciones sugeridas que se considera pertinente evaluar y poner en marcha en el corto plazo para garantizar las condiciones de eficiencia en el marco de la evolución del mercado mayorista de Gas Natural:

- Estudiar mecanismos de precio máximo o referencia regulado para el gas de producción nacional debido a la alta concentración de la actividad de producción en pocos agentes.
- Se sugiere establecer precio techo en el mercado secundario en las reventas y límite de transacciones sobre la misma molécula.
- Restringir el mercado secundario como canal de abastecimiento de demanda regulada, principalmente la demanda esencial, privilegiando el mercado primario. Bajo este esquema, los distribuidores deberían tener contratos en firme en el primario para el mercado regulado, especialmente la demanda esencial, fortaleciendo condiciones de transparencia y trazabilidad de la molécula
- Definir indicadores de concentración de mercado por agente, fuente, punto de entrega, modalidad contractual y participación en transacciones en el mercado secundario.
- Evitar la especulación contractual sobre la misma molécula de gas dentro de la cadena prestación debido a que este comportamiento deriva en crecimientos artificiales de precios y traslado de ineficiencias a los usuarios finales.
- Bajo la dinámica actual del mercado de Gas Natural, se establece que el esquema de libertad vigilada puede ser un mecanismo ineficiente a partir de la estrechez de la oferta nacional y el crecimiento de la oferta de Gas Natural Importado.

7. REFERENCIAS

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). *Informe de Reservas y Recursos de Hidrocarburos de Colombia (Cifras 2023-2024)*. Disponible en <https://www.anh.gov.co/>

BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA. Informes de divulgación y los informes anuales de mercado mayorista de gas natural de 2016 a 2026. Disponible 23 de marzo de 2026 en <https://www.bmcbec.com.co/informes/Informes-Anuales>

PROMIGAS. Informes del sector de gas natural de 2019 a 2025. Disponible en https://www.promigas.com/Paginas/Nuestra_Empresa/ESP/Informes-del-Sector-Gas-Natural-Colombia.aspx

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). *In 2025, U.S. natural gas spot prices increased from 2024's record low*. Disponible el 7 de marzo de 2026 en <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=66984>



Superservicios

Carrera 18 No. 84 – 35

Bogotá D.C, Colombia

(+57) 601-745-6011

www.superservicios.gov.co

sspd@superservicios.gov.co

