



Bogotá D.C., 28 de febrero de 2025

BMC-1149-2025

Señora

ANA ROGELIA MONSALVE ÁLVAREZ

Representante a la Cámara

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

Correo electrónico: comision.quinta@camara.gov.co

Carrera 7 No. 8-68

Bogotá D.C.

Referencia: Proposición No. 036 Legislatura 2024-2025. Citación a Debate de Control Político.

Mediante un traslado por competencia remitido por XM S.A. E.S.P., con radicado No. 202544004008-1 del 21 de febrero de 2025, hemos sido informados como Gestor del Mercado de Gas Natural acerca de nuestra participación en el cuestionario derivado de la Proposición No. 036, Legislatura 2024-2025, correspondiente a la Citación a Debate de Control Político. En consecuencia, se identificaron las siguientes preguntas asignadas al Gestor del Mercado:

1. *¿Cuál es la proyección actual del déficit de gas local en firme para 2025 (en GBTUD y como porcentaje de la demanda nacional)? Favor discriminar en demanda esencial y demanda industrial.*
2. *¿Cuál es la proyección actual del déficit de gas local en firme para 2026, 2027, 2028, 2029 y 2030 (en GBTUD y como porcentaje de la demanda nacional)? Favor discriminar en demanda esencial y demanda industrial.*
3. *¿Cuántos y cuáles contratos de suministro de gas están próximos a vencer, condiciones contractuales y su efecto en la disponibilidad del gas para consumo local y generación?*
4. *¿Cuál es la proyección del gas importado que se requiere para atender la demanda esencial e industrial en los años 2025, 2026, 2027, 2028, 2029 y 2030?*
5. *¿Cuánto aumenta el costo de operación y su impacto en la tarifa final para el usuario?*

Por su parte, XM S.A. E.S.P. realizó el traslado de las siguientes preguntas:

2. *¿Cuál sería el impacto en la tarifa al usuario de gas ante la creciente dependencia del gas importado?*
3. *De acuerdo con el proyecto de resolución no. 702 012 de 2025 de la CREG, ¿Cómo afectará la integración de la infraestructura convertida a gasoductos en los mecanismos de comercialización y liquidación del mercado mayorista de gas?*

Del mismo modo, Ecopetrol S.A., mediante correo electrónico enviado el 25 de febrero de 2025 a la dirección gestordegas@bolsamercantil.com.co, realizó el traslado de las siguientes preguntas:

1. *Sírvase informar cuál es la demanda diaria de gas en Colombia, incluyendo el consumo necesario para, hogares, industria, servicios, comercio, vehículos, térmicas.*
3. *Sírvase informar a cuánto asciende el déficit diario de gas en Colombia.*
14. *Sírvase informar si el gas para consumo residencial, comercial, industrial, de servicios que actualmente se distribuye en Colombia es todo de producción nacional o ya se distribuye gas importado para estos efectos.*
15. *Sírvase informar el precio de cada millón de BTU de producción nacional, y el precio de cada millón de BTU de gas importado.*
18. *Qué tiene de cierto que el gas nacional cuesta la tercera parte del gas importado.*

Es importante aclarar que las funciones ejercidas por la Bolsa Mercantil de Colombia S.A. en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, se enmarcan en las facultades asignadas por la Resolución CREG 123 de 2013, las Resoluciones CREG 136 y 163 de 2014, la Resolución CREG 065 de 2015, la Resolución CREG 005 de 2017, la Resolución CREG 033 de 2018, la Resolución CREG 076 de 2019, las Resoluciones 185 y 186 de 2020, la Resolución CREG 175 de 2021 y la Resolución CREG 102 009 de 2024.

En tal sentido, el artículo 4 de la Resolución CREG 076 de 2019 establece el alcance de los servicios del Gestor del Mercado de gas natural, los cuales serán: *“1. Centralizar la información transaccional y operativa del Mercado Mayorista de gas natural. 2. Promover y gestionar la Comercialización del Mercado Mayorista de gas natural. 3. Monitorear el Mercado Mayorista de Gas Natural. 4. Asignar los servicios asociados a la Infraestructura de gas del Pacífico.”*

En complemento, el artículo 5 de la Resolución CREG 186 de 2020 establece los servicios a cargo del Gestor del Mercado y le atribuye las funciones de: *“(i) Diseño, puesta en funcionamiento y administración del BEC, la (ii) Centralización de información transaccional y operativa, la (iii) Gestión del mecanismo de subasta en el mercado primario de gas natural, la (iv) Gestión de los mecanismos de comercialización del mercado secundario de gas natural, la (v) Gestión del mecanismo de subasta previsto para los contratos con interrupciones en el mercado mayorista de gas natural y, el (vi) Reporte de información para el seguimiento del mercado mayorista de gas natural”.*

En este orden de ideas, dentro de las funciones del Gestor del Mercado expuestas con anterioridad, se identifica que el Gestor del Mercado no cuenta con la competencia para establecer cuál es el déficit de gas para atender la demanda.

Es importante aclarar que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es la entidad encargada de realizar las proyecciones de demanda de gas natural, elaborar los planes de abastecimiento y evaluar la rentabilidad económica y social de las exportaciones e importaciones de recursos mineros y energéticos, para lo cual elabora el [*“Estudio Técnico Para la adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural”*](#), en el cual realiza el balance entre oferta y demanda, identificando los déficit de gas.

En ese sentido, daremos el traslado de las preguntas 1, 2, 4 a la UPME, para lo de su competencia.

Ahora bien, en ejercicio de las funciones de monitoreo del mercado mayorista de gas natural atribuidas en el numeral 4.3. del artículo 4 de la Resolución CREG 076 del 2019, y ante la evidencia obtenida y manifestada en el Informe Anual 2023, el Gestor del Mercado realizó un análisis comparativo entre las proyecciones de demanda de gas desarrolladas por la UPME en su escenario medio, la contratación de gas natural registrada ante Gestor en el mercado primario y las declaraciones de Producción Total Disponible para la Venta en Firme (PTDVF), PTDV en Pruebas y Cantidades Importadas Disponibles para la Venta en Firme (CIDVF), con el objetivo de identificar la disponibilidad de gas en el corto plazo.

A partir de las funciones expuestas con anterioridad se dará respuesta a las preguntas planteadas en el orden propuesto:

1. *¿Cuál es la proyección actual del déficit de gas local en firme para 2025 (en GBTUD y como porcentaje de la demanda nacional)? Favor discriminar en demanda esencial y demanda industrial.*

Respuesta: reiterando nuestra falta de competencia para establecer el déficit de gas, en ejercicio de las funciones de monitoreo del mercado mayorista, el Gestor del Mercado publicó el informe de disponibilidad de gas para el 2025, versión 1 de noviembre de 2024. Esta versión incluyó la actualización oficial de la **declaración de producción de gas natural (DPGN)** hecha por los productores al Ministerio de Minas y Energía (publicada mediante resolución 01217 del 12 de octubre) y **las declaraciones oficiales de potencial disponible para la venta en firme (PTDVF), PTDV en pruebas y cantidades importadas disponibles para la venta en firme (CIDVF)**, realizadas al Gestor a 22 de octubre. Así mismo, se incorporó **la contratación registrada ante el Gestor por los agentes vendedores y compradores del mercado primario** al 31 de octubre de 2024 y **las proyecciones de demanda de la UPME** publicadas en enero de 2024.

Se identificó que, en un escenario de condiciones hidrológicas normales, para la demanda esencial e industrial, el faltante de gas para contratar con firmeza en el mercado sería de 50 GBTUD, que corresponde al 5 % de la demanda. De estos faltantes, 5 GBTUD corresponden a la demanda esencial y 45 GBTUD a la industrial. Ahora bien, si no se incluyesen los 40 GBTUD reportados como CIDVF, el faltante de gas para contratar con firmeza en el mercado primario ascendería a los 90 GBTUD, 9 % de la demanda.

Para el mismo análisis, en un escenario de condiciones hidrológicas críticas se encontró que, para la demanda esencial e industrial, el faltante de gas por contratar con firmeza en el mercado primario sería de 64 GBTUD, que corresponden al 7 % de la demanda. De estos faltantes, 11 GBTUD corresponden a la demanda esencial y 53 GBTUD a la industrial. Ahora bien, si no se incluyesen los

40 GBTUD reportados como CIDVF, el faltante de gas para contratar con firmeza en el mercado ascendería a los 104 GBTUD, 10 % de la demanda.

Por sus particularidades en cuanto a opciones de contratación de gas y de necesidades de generación, en el análisis no se incluyó al sector térmico.

Todos los detalles asociados al análisis podrán consultarse en el informe ["ANÁLISIS DE LA DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL PARA EL AÑO GAS 2025"](#), que se adjunta a la presente comunicación.

2. *¿Cuál es la proyección actual del déficit de gas local en firme para 2026, 2027, 2028, 2029 y 2030 (en GBTUD y como porcentaje de la demanda nacional)? Favor discriminar en demanda esencial y demanda industrial.*

Respuesta: en ejercicio de las funciones de monitoreo descritas con anterioridad, el Gestor del Mercado divulgó el informe de disponibilidad de gas para el 2026, versión 25 de noviembre de 2024. Esta versión incluyó la actualización oficial de la declaración de producción de gas natural (DPGN) hecha por los productores al Ministerio de Minas y Energía (publicada mediante resolución 01217 del 12 de octubre) y las declaraciones oficiales PTDFV y PTDV en pruebas, realizadas al Gestor a 22 de noviembre. Así mismo, se incorporó la contratación del mercado primario registrada al 24 de noviembre de 2024 y las proyecciones de demanda de la UPME publicadas en enero de 2024.

Es importante destacar que, para el análisis de disponibilidad de gas del año 2026, no se contó con reporte de CIDVF. Por lo tanto, el faltante de gas en firme se estimó exclusivamente con base en el gas nacional reportado como PTDFV y PTDV en pruebas.

Se identificó que, en un escenario de condiciones hidrológicas normales, para la demanda esencial e industrial, el faltante de gas para contratar con firmeza en el mercado sería de 174 GBTUD, que corresponde al 17 % de la demanda. De estos faltantes, 29 GBTUD corresponden a la demanda esencial y 145 GBTUD a la industrial.

Para el mismo análisis, en un escenario de condiciones hidrológicas críticas se encuentra que, para la demanda esencial e industrial, el faltante de gas por contratar con firmeza en el mercado primario sería de 189 GBTUD, que corresponden al 18 % de la demanda. De estos faltantes, 42 GBTUD corresponden a la demanda esencial y 147 GBTUD a la industrial.

Nuevamente, por sus particularidades en cuanto a opciones de contratación de gas y de necesidades de generación, en el análisis no se incluyó al sector térmico.

Todos los detalles asociados al análisis podrán consultarse en el informe "ANÁLISIS DE LA DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL PARA EL AÑO GAS 2026", que se adjunta a la presente comunicación.

Es importante precisar que, hasta la fecha, el Gestor del Mercado ha adelantado únicamente los análisis de disponibilidad de gas natural correspondientes a los años 2025 y 2026. Actualmente, nos encontramos realizando las actualizaciones respectivas a dichos análisis, las cuales serán publicadas próximamente junto con el análisis para los años siguientes.

3. *¿Cuántos y cuáles contratos de suministro de gas están próximos a vencer, condiciones contractuales y su efecto en la disponibilidad del gas para consumo local y generación?*

Respuesta: la información referente a los detalles de los contratos de suministro registrados ante el Gestor del Mercado que están próximos a vencer está sujeta a reserva comercial bajo el marco del artículo 61 del Código de Comercio, toda vez que corresponde a transacciones de participantes específicos del mercado gas natural, el cual señala:

"ARTÍCULO 61. <EXCEPCIONES AL DERECHO DE RESERVA>. Los libros y papeles del comerciante no podrán examinarse por personas distintas de sus propietarios o personas autorizadas para ello, sino para los fines indicados en la Constitución Nacional y mediante orden de autoridad competente.

Lo dispuesto en este artículo no restringirá el derecho de inspección que confiere la ley a los asociados sobre libros y papeles de las compañías comerciales, ni el que corresponda a quienes cumplan funciones de vigilancia o auditoría en las mismas".

Al respecto, cabe señalar, que la Superintendencia de Sociedades mediante varios conceptos ha expresado con relación a los papeles del comerciante, lo siguiente:

"Ciertamente se consideran parte integrante de la contabilidad y de los papeles del comerciante, y por ende de la estructura de custodia, todos los documentos, de orden interno y externo que sirvan de respaldo a los comprobantes de contabilidad, que soporten los hechos económicos, así como toda la correspondencia relacionada con los negocios de la empresa" (Subrayado fuera de texto)

En consecuencia, el carácter reservado de la información solicitada no es otorgado por determinación u opinión de la Bolsa, sino que dicho estatus es concedido por una norma legal que le otorga el carácter de tal.

Por lo tanto, la información relacionada con cuales son los contratos que están próximos a vencer no puede ser suministrada, de acuerdo con el tratamiento de información de carácter reservado

que realiza el Gestor del Mercado de Gas Natural, el cual está en línea con el mencionado artículo 61 del Código de Comercio, y el cumplimiento de sus funciones, según lo establecido en el artículo 5 de la Resolución CREG 186 de 2020.

Sin embargo, para dar respuesta a su consulta, presentamos la información de manera agregada las cantidades de gas contratadas en el mercado primario, asociadas a cada una de las modalidades contractuales de tipo firme, cuyos contratos terminan en el año gas 2025 (diciembre 2024-noviembre 2025). Para realizar el cálculo de las cantidades que finalizan sus compromisos contractuales, se restan las cantidades contratadas hasta noviembre de 2025 con las cantidades contratadas en diciembre del mismo año. De esta manera, se observa que al finalizar el año gas 2025 se vencerán contratos que en conjunto representan un volumen de 266,793 MBTUD en modalidades que garantizan firmeza.

Tabla 1. Contratación vigente al 23/02/2025 (Cifras en MBTUD)

Año	Mes	Firme al 95%	Firme	Take or Pay	Firmeza Condicionada	Opción de Compra	Contingencia
2025	Ene	443,464	113,377	16,077	95,776	81,305	1,500
	Feb	460,502	113,377	16,077	95,776	81,305	1,500
	Mar	459,760	113,377	16,077	95,776	81,305	1,500
	Abr	420,853	113,377	16,077	95,776	81,305	1,500
	May	420,953	113,377	16,077	95,776	81,305	1,500
	Jun	418,203	112,667	16,077	95,776	81,305	1,500
	Jul	418,203	112,667	16,165	95,776	81,305	1,500
	Ago	418,503	112,667	16,165	95,776	81,305	1,500
	Sep	418,503	112,667	16,165	95,776	81,305	1,500
	Oct	418,503	112,667	16,165	95,776	81,305	1,500
	Nov	418,503	112,667	16,165	95,776	81,305	1,500
	Dic	199,722	100,323	4,165	82,076	72,837	0
Vencimientos año gas 2025 (DIC-NOV)		-218,781	-12,344	-12,000	-13,700	-8,468	-1,500

Fuente: Gestor de Mercado de Gas Natural

En cuanto al efecto de estos vencimientos en la disponibilidad de gas para consumo local y generación, no es posible determinarlo con certeza, ya que dependerá de las condiciones en las que se negocie el gas que deja de estar contratado y cómo este sea declarado disponible como PTDFV, PTDF en pruebas y CIDVF. Factores como la dinámica de oferta y demanda, las condiciones de precio y las estrategias comerciales de los agentes influirán en el impacto final.

4. *¿Cuál es la proyección del gas importado que se requiere para atender la demanda esencial e industrial en los años 2025, 2026, 2027, 2028, 2029 y 2030?*

Respuesta: resulta importante reiterar que la UPME es la entidad encargada de realizar las proyecciones de demanda de gas natural, elaborar los planes de abastecimiento y evaluar la rentabilidad económica y social de las exportaciones e importaciones de recursos mineros y energéticos.

En este sentido, la respuesta a esta pregunta se fundamenta en el análisis de disponibilidad, el cual compara las proyecciones de demanda de la UPME con el estado de contratación del mercado primario registrado ante el Gestor del Mercado, así como con la declaración de PTDF, PTDF en pruebas y CIDF. No obstante, cabe aclarar que este análisis no constituye una proyección.

Así las cosas, se precisa que las necesidades de importación estimadas en nuestro análisis de disponibilidad corresponderían a los faltantes identificados para contratar con firmeza en cada sector (esencial e industrial), según los resultados presentados en los análisis realizados por el Gestor del Mercado, con información disponible a la fecha de cada reporte.

En este sentido, con base en los análisis se identificó que:

- Para el año **2025**, bajo condiciones hidrológicas normales, el faltante sería de 50 GBTUD (5 GBTUD esencial y 45 GBTUD industrial). Ahora bien, sin considerar CIDF, este faltante asciende a **90 GBTUD**. Bajo condiciones hidrológicas críticas, el faltante sería de 64 GBTUD (11 GBTUD esencial y 53 GBTUD industrial), y sin considerar CIDF alcanzaría los **104 GBTUD** sin CIDF.
- Para el año **2026**, bajo condiciones hidrológicas normales, el faltante sería de **174 GBTUD** (29 GBTUD esencial y 145 GBTUD industrial). Bajo condiciones críticas, este valor aumenta a **189 GBTUD** (42 GBTUD esencial y 147 GBTUD industrial).

Es preciso aclarar que estas necesidades podrán disminuir o aumentar en la medida en que se modifiquen las cantidades de PTDF y PTDF en pruebas declaradas ante el Gestor, o en la medida en que se modifiquen las declaraciones de potencial de producción o las cantidades de PTDF que se declaran ante el Ministerio de Minas y Energía. Es importante recordar que el próximo 31 de marzo vence el plazo de declaración ante el ministerio para la década 2025-2035.

5. *¿Cuánto aumenta el costo de operación y su impacto en la tarifa final para el usuario?*

Respuesta: el Gestor del Mercado de Gas Natural no tiene dentro de sus funciones la determinación, regulación o gestión de tarifas ni de costos de operación de las empresas que comercializan o distribuyen gas natural. Nuestro rol, según lo establecido en la regulación vigente, se centra en la

centralización de la información transaccional y operativa, la gestión de mecanismos de comercialización y el monitoreo del Mercado Mayorista de Gas Natural.

Dado que la supervisión de la aplicación de la tarifas, reguladas o no, corresponde a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), procederemos a dar traslado de su solicitud a dicha entidad para lo de su competencia.

6. ¿Cuál sería el impacto en la tarifa al usuario de gas ante la creciente dependencia del gas importado?

Respuesta: remitirse a la respuesta de la pregunta 5

7. De acuerdo con el proyecto de resolución no. 702 012 de 2025 de la CREG, ¿Cómo afectará la integración de la infraestructura convertida a gasoductos en los mecanismos de comercialización y liquidación del mercado mayorista de gas?

Respuesta: el Gestor del Mercado de Gas Natural no tiene dentro de sus funciones realizar análisis de impacto normativo. Dado que este tipo de evaluaciones corresponden a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) respecto de sus regulaciones, procederemos a dar traslado de su solicitud a dicha entidad para lo de su competencia.

8. Sírvase informar cuál es la demanda diaria de gas en Colombia, incluyendo el consumo necesario para, hogares, industria, servicios, comercio, vehículos, térmicas.

Respuesta: en lo que respecta a su solicitud de información de Demanda diaria, es importante resaltar que el Gestor del Mercado no tiene asignada la función de recopilar dicha información. No obstante, en la tabla 2 se presenta la información referente a la cantidad de energía tomada de los puntos de salida del SNT, por comercializador y por sector de consumo (MBTUD), lo que permite una estimación de la demanda de cada sector de consumo.

Tabla 2. Cantidad de energía tomada de los puntos de salida del SNT por sector de consumo (Cifras en MBTUD)

Fecha	Comercial	Compresora	Generación Térmica	GNVC	Industrial	Otros	Petroquímica	Refinería	Residencial
ene-24	51,180	5,234	350,788	54,399	292,143	122	12,654	153,481	165,031
feb-24	51,767	7,200	369,708	59,121	312,141	119	23,817	149,495	180,064
mar-24	48,232	7,258	509,419	56,411	300,682	100	21,496	145,215	170,398
abr-24	50,456	8,544	566,932	58,755	314,496	119	8,985	140,986	175,628
may-24	51,208	4,731	198,990	59,760	309,427	124	15,413	149,911	176,585
jun-24	51,027	5,332	191,847	59,454	303,256	112	20,470	142,786	176,109
jul-24	50,956	5,256	217,418	59,921	308,317	112	18,972	124,311	177,674
ago-24	50,911	6,704	263,778	61,922	308,005	116	23,042	112,036	178,310
sep-24	50,908	10,630	423,489	61,329	305,910	73	10,461	123,583	176,082
oct-24	51,561	9,066	520,594	62,349	298,352	0	7,861	140,667	177,274
nov-24	53,215	7,952	312,800	63,161	298,525	0	7,768	143,285	181,624
dic-24	50,762	8,025	388,050	62,381	286,113	0	8,837	145,212	175,168
ene-25	50,324	5,648	217,902	57,126	287,249	0	9,251	139,301	172,395

Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural

Nota: se incluye la información reportada a través de gasoductos dedicados

9. *Sírvase informar a cuánto asciende el déficit diario de gas en Colombia.*

Respuesta: remitirse a la respuesta de la pregunta 1 y 2

10. *Sírvase informar si el gas para consumo residencial, comercial, industrial, de servicios que actualmente se distribuye en Colombia es todo de producción nacional o ya se distribuye gas importado para estos efectos.*

Respuesta: en diciembre de 2024 se presentaron las primeras contrataciones de gas importado para atender la demanda residencial, comercial e industrial, que surgen a partir de los procesos de concurrencia publicados por TPLGas S.A.S. E.S.P. Estos procesos fueron publicados en la página web del Gestor del Mercado, de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG 102 009 de 2024, en el enlace:

<https://www.bmcbec.com.co/informacion-transaccional/mercado-primario/Proceso-de-Concurrencia-1.0>

Las cantidades contratadas por sector de consumo se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 3. Cantidades contratadas de gas importado por sector de consumo con corte al 25/02/2025 (Cifras en MBTUD)

Año-Mes	Comercial	GNVC	Industrial	Residencial	Transportadores de Gas
2024-Dic	4,757	2,000	1,422	29,521	1,583
2025-Ene	0	100	1,500	24,835	700
2024-Feb	119	50	13,618	25,474	700
2024-Mar	119	46	14,550	25,285	0

Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural

Esta información la podrá consultar actualizada de manera diaria en el tablero “[Seguimiento de la contratación diaria de suministro para el año gas 2025](https://www.bmcbec.com.co/)”, disponible en la página principal de BEC: <https://www.bmcbec.com.co/>

11. *Sírvase informar el precio de cada millón de BTU de producción nacional, y el precio de cada millón de BTU de gas importado.*

Respuesta: en la tabla 4 se presentan los precios promedio de ejecución de los contratos del mercado primario en los últimos 10 años, diferenciados por las modalidades contractuales de tipo firme y el origen del gas.

Tabla 4. Precios por modalidad contractual

Año (Precios en USD/MBTU)	C1	C2	Contingencia	Firme	Firme al 95%		Firmeza Condicionada	Opción de Compra	Opción de Compra Contra Exp	Otras	Take or Pay	Promedio modalidades firme
	Nacional	Nacional	Nacional	Nacional	Importado	Nacional	Nacional	Nacional	Nacional	Nacional	Nacional	Nacional
2014				4.7			2.9	6.1	4.4		3.9	3.7
2015			5.3	4.4			2.7	6.1	4.4		3.9	3.8
2016			4.8	4.5			2.7	6.1			4.0	3.7
2017			3.4	4.4		2.9	2.7	6.0		4.1	3.7	3.4
2018	3.6	2.2	3.6	4.5		3.1	2.7	6.1		3.6	3.7	3.3
2019	3.6	2.2	4.3	4.3		4.6	2.7	6.1		4.5	3.9	3.6
2020			5.7	4.1		4.8	2.9	6.2		5.2	5.2	4.3
2021			4.9	3.8		5.0	3.0	6.3		4.2	5.5	4.1
2022			5.3	4.1		5.1	3.5	8.4		5.6	5.4	4.7
2023			6.5	4.0		5.4	4.0	12.1		6.5	5.6	5.5
2024			7.9	4.4	18.3	6.0	4.9	7.8		8.7	6.1	5.7
2025			5.9	4.7	17.5	6.3	5.0	7.7			6.4	5.1

Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural

12. *Qué tiene de cierto que el gas nacional cuesta la tercera parte del gas importado.*

Respuesta: en la tabla 4 se observa que el precio del gas importado ha sido superior al del gas de producción nacional para las modalidades de tipo firme. Para el 2024 se observa que el precio promedio del gas firme nacional es 5.7 USD/MBTU, mientras que el del gas importado es 18.3 USD/MBTU. Al comparar estos valores, se puede calcular que el precio del gas nacional equivale aproximadamente al 30 % del precio del gas importado, es decir, cerca de una tercera parte.



BOLSA
MERCANTIL
DE COLOMBIA

Calle 113 # 7 – 21 Torre A Piso 15
Edificio Teleport Business Park
PBX 6292529 FAX: 6292529 Ext. 165
Bogotá D.C.

www.bolsamercantil.com.co

Sin otro particular, quedamos atentos a aclarar cualquier inquietud, profundización o detalle que requieran consultar, para lo cual agradecemos contactarnos a través del correo gestordegas@bolsamercantil.com.co.

Cordialmente,

MARIA-CLAUDIA ALZATE MONROY
Directora del Gestor de Gas Natural

Copia: Superintendencia de Servicios Públicos - sspd@superservicios.gov.co
Comisión de Regulación de Energía y Gas - creg@creg.gov.co
Ecopetrol S.A. gerenciaderelacionamientoinstitucional@ecopetrol.com.co
Unidad de Planeación Minero Energético - correspondencia@upme.gov.co

Anexos: Análisis Disponibilidad de Gas 2025.pdf
Análisis Disponibilidad de Gas 2026.pdf
BMC-1019-2025-Traslado por competencia SSPD-1.pdf
BMC-1063-2025-Traslado por competencia SSPD-2.pdf
BMC-1020-2025-Traslado por competencia CREG.pdf
BMC-1149-2025- Traslado por competencia UPME.pdf