



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

ENERO 2026

La Bolsa Mercantil de Colombia S.A. en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, presenta el informe mensual de seguimiento a las principales variables del mercado mayorista de gas natural en Colombia. El informe está organizado en las siguientes secciones:



SUMINISTRO

- Suministro por fuente
- Perfil contratación vs Suministro de gas natural
- Contratación vigente por campo y modalidad
- Curvas de precios por modalidad y fuente

MERCADO SECUNDARIO

- Suministro: Precios, duración y puntos de entrega
- Contratación Vigente por punto de entrega y modalidad
- Curvas de precios por modalidad y fuente

TRANSPORTE

- Contratación de tramos del SNT
- Capacidad Disponible Primaria

Mercado secundario

- Transporte: Precios, duración y tramos

DEMANDA

- Energía entregada a usuarios finales – SNT
- Energía entregada por departamento - SNT
- Energía entregada por sector de consumo, región y usuario
- Energía entregada al sector térmico
- Consumo de combustible para generación eléctrica
- Contratación por sector de consumo

Hechos Destacados

- ❖ **SUMINISTRO:** en enero de 2026 el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 849 GBTUD, lo que representó una disminución del 2 %, 22 GBTUD, respecto a diciembre de 2025. La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 182 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 48 % de la energía total contratada para enero, con un precio de 8.65 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 5.88 USD/MBTU para la modalidad firme. Resalta que el precio promedio de la modalidad Opción de Compra alcanza los 15.24 USD/MBTUD. Por su parte, la modalidad con Interrupciones representó el 45 % de la contratación total, con un precio promedio de 8.74 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario presentaron un crecimiento de 16.90 % al pasar de 349 en diciembre de 2025 a 408 en enero de 2026. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en enero, la modalidad "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con 5.06 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los 13.27 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** en enero de 2026, el Sistema Nacional de Transporte operó bajo condiciones críticas de holgura primaria (<10%) en diversos tramos. En sentido de flujo, se registraron niveles ajustados en Ballena–La Mami, Cartagena–Barranquilla, Barranquilla–La Mami, Cartagena–Mamonal, Sincelejo–Cartagena, Jobo–Sincelejo, La Creiente–Sincelejo, Apiay–Usme, Bucaramanga–Barrancabermeja, Gibraltar–Bucaramanga, Guando–Fusagasugá, Pradera–Popayán y Yumbo/Cali–Cali.

Por su parte, en sentido de contraflujo, se presentó en los tramos La Mami–Ballena, Barranquilla–Cartagena, La Mami–Barranquilla, Cartagena–Sincelejo y Vasconia–La Belleza.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** las negociaciones de transporte presentaron un aumento del 37,5 %, al pasar de 112 en diciembre de 2025 a 154 en enero de 2026.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en enero de 2026 fue de 773 GBTUD, aumento 3 GBTUD frente a la demanda registrada en el mes de diciembre de 2025 (770 GBTUD), explicado principalmente por un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica y Refinería del interior y costa.

I. SUMINISTRO

Suministro por fuente

En la siguiente tabla se incorporan las principales fuentes de suministro, su capacidad de producción total y el **suministro promedio** durante **enero**.

Región	Fuente	Potencial de producción (GBTUD)*	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/Potencial de producción
			Entregado al SNT	Entregado a otros **	Total	
Interior	Piedemonte llanero	405	348	32	380	94%
	Gibraltar	27	28	0	28	102%
	Istanbul	24	10	0	10	41%
	Otros campos interior	62	6	29	35	56%
Costa	Arrecife	18	0	12	12	67%
	Bloque VIM 5, 21 y esperanza	151	65	13	78	52%
	Ballena y Chuchupa	68	68	0	68	100%
	Bonga/Mamey	38	26	0	26	67%
	Bullerengue	10	6	0	6	63%
	Mágico	33	14	0	14	42%
	Otros campos costa	22	2	9	11	51%
Total Potencial de Producción		857	572	95	667	78%
Planta Regasificación Cartagena***		465	182	0	182	39%
Total		1,322	754	95	849	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

* Información tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 24 de diciembre de 2025.

** Corresponde a las cantidades extraídas y entregadas por medio de gasoductos dedicados, Gas Natural Comprimido y campos aislados.

*** Capacidad total de la planta de regasificación.

Piedemonte llanero: Cupiagua, Cusiana, Floreña, Pauto Sur

Otros campos interior: Aguas Blancas, Cantagallo, Capachos, Caramelo, Cerito, Cerro Gordo, Corrales, Dina Ecopetrol, El Centro, Kananaskis, La Cañada Norte, La Loma, Lisama, Llanito, Loma Larga, Mana, Oripaya, Provincia, San Roque, Sardinata, Tisquirama, Toquí Toquí

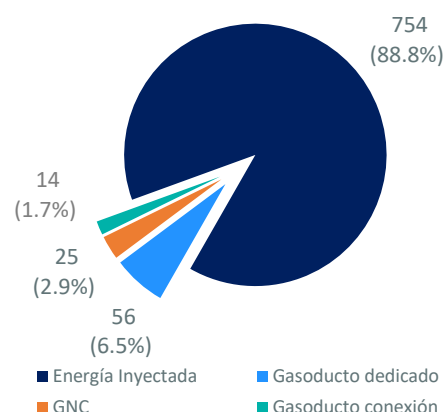
Bloque VIM 5, 21 y esperanza: Acordeón, Aguas Vivas, Alboka, Arandala Ciénaga De Oro, Arandala Porquero, Arianna, Breva-1, Cañaflecha, Cañahuat, Clarinete, Claxon, Cornamusa, Fresa, Katana, Lulo, Nelson Ciénaga De Oro, Nelson Porquero, Níspero - Trombón, Oboe, Palmer, Pandereta, Saxofón Ciénaga De Oro, Saxofón Porquero, Toronja Porquero

Otros campos costa: Arjona, Brujo, Campo La Belleza, El Difícil



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

Suministro mensual promedio (GBTUD)

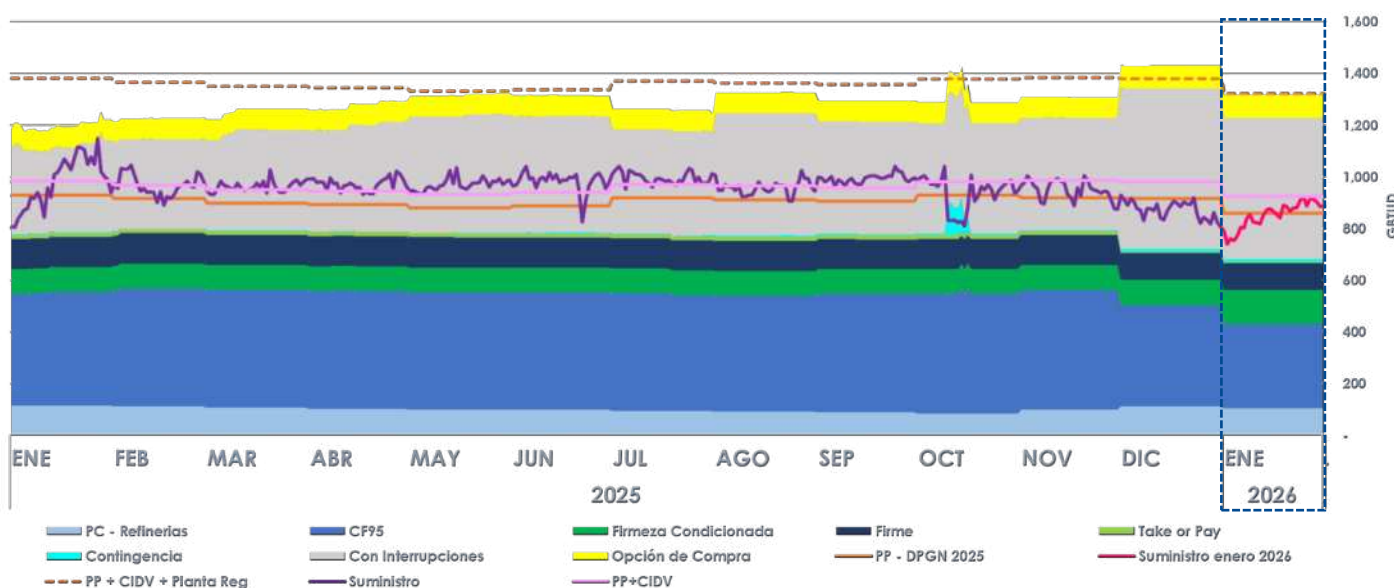


Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- La información de la contratación vigente para el periodo enero 2025 – enero 2026 en el mercado primario bajo las diferentes modalidades de contratos. No se muestra la información de la contratación de la planta de regasificación, asociada al Grupo Térmico, por no disponer de la misma.
- La variación de suministro de energía en el sistema durante los meses corridos del presente año. El suministro incluye la inyección total realizada por la planta de regasificación.
- Los referentes de Potencial de Producción y capacidad de la planta de importación de gas natural.

Se resalta que para el mes de enero la contratación¹ respaldada con firmeza representó **580 GBTUD**, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró **546 GBTUD**. El **suministro² promedio** del mes fue de **849 GBTUD**, con oscilaciones entre **739 GBTUD (min.)** y **922 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observó que las cantidades del suministro promedio se ubicaron por encima del potencial de producción PP³ nacional en algunos días.



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

VARIABLE (GBTUD)	ENE25	FEB25	MAR25	ABR25	MAY25	JUN25	JUL25	AGO25	SEP25	OCT25	NOV25	DIC25	ENE25
Potencial de Producción	929	914	897	891	879	885	917	910	904	926	918	914	857
Suministro Min.	803	888	929	931	932	824	950	905	962	809	873	805	739
Suministro Prom.	978	966	961	971	969	980	995	957	992	936	948	871	849
Suministro Máx.	1,147	1,045	1,027	1,021	1,033	1,040	1,039	1,024	1,039	1,040	1,003	927	922
Producción comprometida por Refinerías	112	111	104	100	96	96	92	89	87	81	96	109	101
Garantía Firmeza*	669	686	687	687	685	686	682	682	690	719	696	611	578
Con Interrupciones	337	347	382	408	454	452	404	473	435	428	435	621	546

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

NOTA: el cálculo de los promedios mensuales contratados se obtiene agregando todos los contratos vigentes durante el mes.

1 Los detalles de esta información se pueden obtener en el Boletín Electrónico Central -BEC en la ruta (<https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos>).

2 El suministro Incluye el gas natural proveniente de campos nacionales, inyectado al SNT y a través de gasoductos dedicados, el gas natural comprimido, y el gas proveniente de la planta de regasificación. Los detalles de esta información se pueden obtener en el Boletín Electrónico Central -BEC en la ruta (<https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta>).

3 La Información de potencial de producción fue tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 24 de diciembre de 2025.

Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

*Corresponde a las modalidades: Firme, Firme al 95%, Take or Pay, Contingencia y el máximo entre Firmeza Condicionada y Opción de Compra.

Contratación vigente por campo y por modalidad

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (USD/MBTU) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en el mes, en los principales campos de la región Interior y Costa.

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza Firmeza
		Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana			63	\$ 6.94			42	\$ 7.73	21	\$ 7.15	37	\$ 10.47			163	105
	Cupiagua			90	\$ 8.07			14	\$ 10.49			16	\$ 10.50			119	104
	Cupiagua Sur							8	\$ 4.32	3	N.D.	87	\$ 10.13			98	8
	Floreña	35	N.D.	4	\$ 8.23			17	\$ 9.80	17	\$ 18.52					72	55
	Gibraltar			4	\$ 5.30			6	\$ 4.34	6	\$ 7.10					16	10
	Istanbul			8	\$ 8.40							35	\$ 7.13			42	8
	Otros Interior	6.5	\$ 5.55	3	\$ 7.81	4.2	N.D.					37	\$ 8.22			51	14
Costa	Arrecife	4.9	\$ 4.88	0	N.D.							9	\$ 5.56	2.9	N.D.	17	8
	Ballena			5	N.D.											5	5
	Chuchupa			8	\$ 9.09							22	\$ 6.42	9.5	\$ 6.52	39	17
	Bloque VIM 5	39	\$ 6.18	7	\$ 9.46			36	\$ 8.71			146	\$ 9.98			228	82
	Bloque VIM 21	18.4	\$ 9.76					6	\$ 8.78	42	N.D.	42	N.D.			108	24
	B. Esperanza PE			9	\$ 7.60							80	N.D.			89	9
	Bonga Mamey			29	\$ 4.88											29	29
	Bullerengue			32	\$ 7.37											32	32
	Mágico											21	\$ 7.54			21	0
	FSRU - Importación			65	\$ 14.01											65	65
	Otros Costa			3	N.D.							15	\$ 11.26			18	3
Total		104	\$ 5.88	327	\$ 8.65	4	N.D.	129	\$ 8.26	88	\$ 15.24	546	\$ 8.74	12.4	\$ 6.42	1,210	578
Total (%)		8.6%		27.0%		0.3%		10.6%		7.3%		45.1%		1.0%		100 %	47.6 %

Bloque Esperanza PE: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuatle, Cañandonga.

Bloque VIM 5: Acordeón, Alboka, Claxon, Oboe, Pandereta, Saxofón.

Bloque VIM 21: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toranja.

Cusiana: Cusiana, Cusiana Norte y Pauto sur

Otros Costa: Campo La Belleza, Arjona, Arrecife, La Belleza, El Difícil

Otros Interior: Aguas Blancas, Andina, Arauca, Caipal, Capachos, Capachos Sur, Caramelo, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Corazon, Corazon 9, Corazon West, Corrales, Dina Cretáceo, Dina Norte, Dina Terciario, Kananaskis, La Cañada Norte, La Cira Infantes, La Loma, La Salina, Lisama, Llano, Loma Larga, Mana, Palagua, Palermo-Santa Clara, Palogrande, Pauto, Payoa, Provincia, Rio Saldaña, Sardinata, Tello, Tempranillo, Tenay, Toquí Toquí, Velásquez, Yarigui-Catagallo.

NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

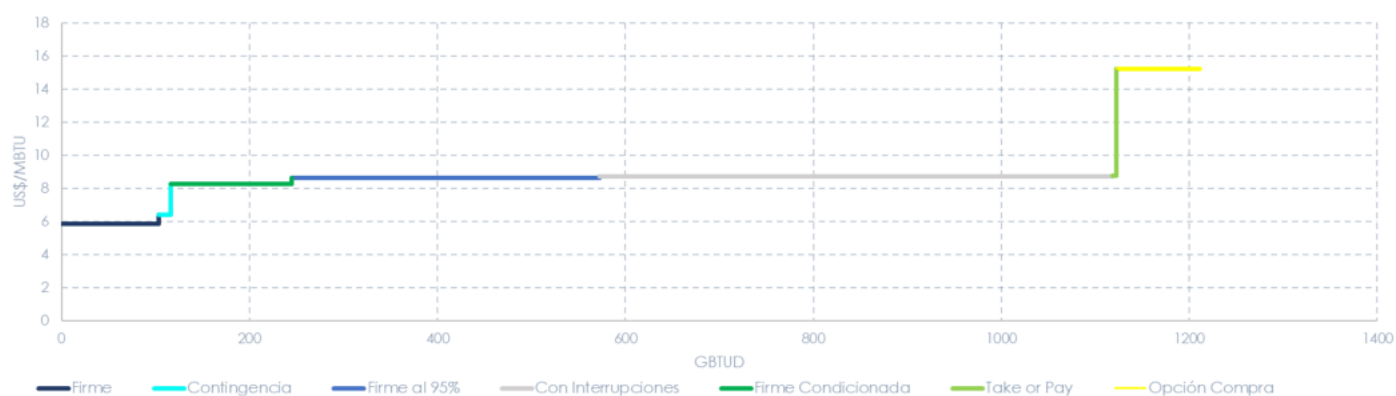
NOTA 2: La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

NOTA 3: N.D. es No disponible por corresponder a una única transacción.

NOTA 4: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

Al cierre de enero se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,210 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** Con interrupciones (546 GBTUD), **ii)** CF95 (327 GBTUD) y **iii)** Firme (104 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **81 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación fue Take or Pay con 4 GBTUD. Se aclara que los contratos Take or Pay vigentes corresponden a aquellos que se firmaron antes del año 2013, dado que la normativa actual no permite suscribir esta modalidad contractual en el mercado primario.

Curva de precios contratados por modalidad contractual



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS (precio contratos que garantizan firmeza)

*Precios promedio ponderado por cantidad en cada modalidad de todas las fuentes de suministro

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado primario refleja que el producto Firme presenta el valor más bajo con **5.88 USD/MBTU**, mientras que la modalidad Opción de Compra representa el valor más alto con **15.24 USD/MBTU**. Las modalidades Con interrupciones y CF95 presentaron unos precios de **8.74 USD/MBTU** y **8.65 USD/MBTU** respectivamente.

Cantidades contratadas y nominaciones finales

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
		Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad contratada	Cantidad nominada
Interior	Cusiana			63	69			42	39	21	-	37	5			105	108
	Cupiagua			89	80			14	14			16	2			104	94
	Cupiagua Sur							8	7	3	-	87	11			8	7
	Floreña	35	35	4	3			17	16	17	-					55	54
	Gibraltar			4	4			6	6	6	-					10	9
	Istanbul			8	4							35	6			8	4
	Otros Interior	6	9	3	3	4	4					37	10			14	15
Costa	Arrecife	5	5	0.3	0.3							9	4	2.9	2.9	8	8
	Ballena			5	5											5	5
	Chuchupa			7	7							22	3	9.5	9.5	17	17
	Bloque VIM 5	39	19	7	4			36	16			146	0.04			82	39
	Bloque VIM 21	18	27					6	9	42	-	42	-			24	35
	B. Esperanza PE			9	8							80	0.1			9	8
	Bonga Mamey			29	28											29	28
	Bullerengue			31	8											31	8
	Mágico											21	14			-	-
	FSRU - Importación			65	62											65	62
	Otros Costa			3	2							15	9			3	2
Total		104	94	327	289	4	4	129	106	88	-	546	65	12.4	12.4	578	504
Nominado/Contratado (%)		90%		88%		86%		82%		0%		12%		100%		87 %	

NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

NOTA 2: La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

NOTA 3: N.D. es No disponible por corresponder a una única transacción.

NOTA 4: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

A pesar de que la modalidad Con Interrupciones representa el **45 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es del **12 %**. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de estos contratos asciende al **87 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Contingencia, Firme y CF95 con el **100 %**, **90 %** y **88 %** de ejecución respectivamente.

Contratación vigente por sector de consumo – Mercado Primario

Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza firmeza
	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Industrial	35	\$ 5.64	76	\$ 8.63			50	\$ 8.45	13	\$ 7.08	236	\$ 9.62	4	N.D.	403	165
Generación Térmica	35	N.D.	7	\$ 5.43			2	\$ 10.90	42	N.D.	197	\$ 7.59			330	44
Residencial	18	\$ 8.80	147	\$ 9.06	4	N.D.	43	\$ 8.30	24	\$ 13.82	34	\$ 6.62	8.4	\$ 7.02	292	221
GNVC	11	\$ 8.19	21	\$ 11.36			21	\$ 7.28	7	\$ 7.08	28.3	\$ 10.72			136	53
Comercial	1	\$ 2.70	43	\$ 8.76			3	\$ 8.07			50	\$ 9.52			97	47
Petroquímica	3	\$ 9.00					6	N.D.			2	N.D.			9	9
Refinería			27	\$ 4.90											27	27
Compresoras			6	\$ 10.05			3	N.D.	3	N.D.					12	9
Total	104	\$ 5.88	327	\$ 8.65	4	N.D.	129	\$ 8.26	88	\$ 15.25	546	\$ 8.74	12.4	\$ 6.42	1,210	578
Total (%)	8.6%		27.0%		0.3%		10.6%		7.3%		45.1%		1.0%		100 %	47.6 %

NOTA: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

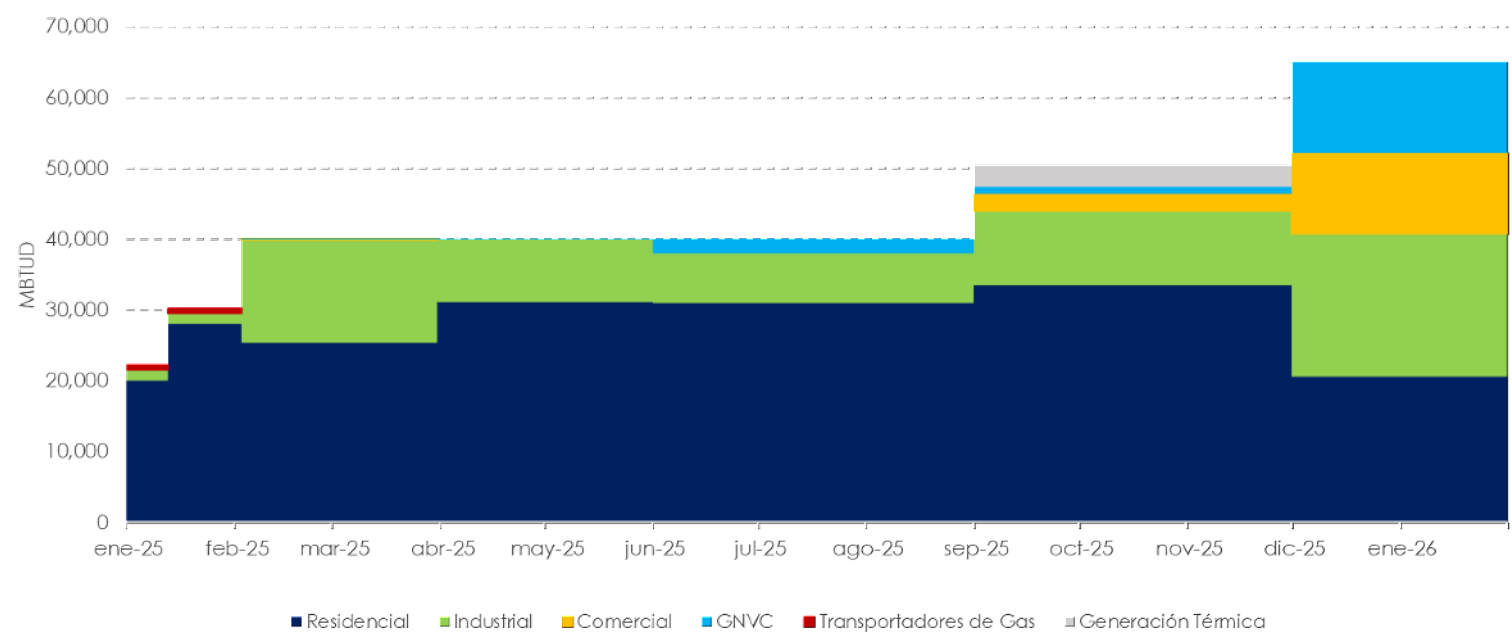
Cantidades contratadas y nominaciones finales por sector de consumo – Mercado primario

Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada
Industrial	35	30	76	58			50	33	13	-	236	43	4.0	4.0	165	125
Generación Térmica	35	35	7	7			2	2.0	42	-	197	8			44	44
Residencial	18	17	147	132	4	4	43	40	24	-	34	3	8.4	8.4	221	201
GNVC	11	5	20	19			21	21	7	-	28.27	6.94			53	45
Comercial	1	1	43	41			3	1			50	3			47	43
Petroquímica	3	6					6	7			2				9	13
Refinería			27	26											27	26
Compresoras			6	6			3	2	2	-					9	8
Total	104	94	327	289	4	4	129	106	88	-	546	65	12.4	12.4	578	504
Total (%)	90%		88%		86%		82%		0%		12%		82%		87 %	

NOTA 1: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

NOTA 2: Para las nominaciones por sector de consumo se calcula el porcentaje de participación de cada sector en el contrato registrado. Este porcentaje de participación se multiplica por la nominación total del contrato.

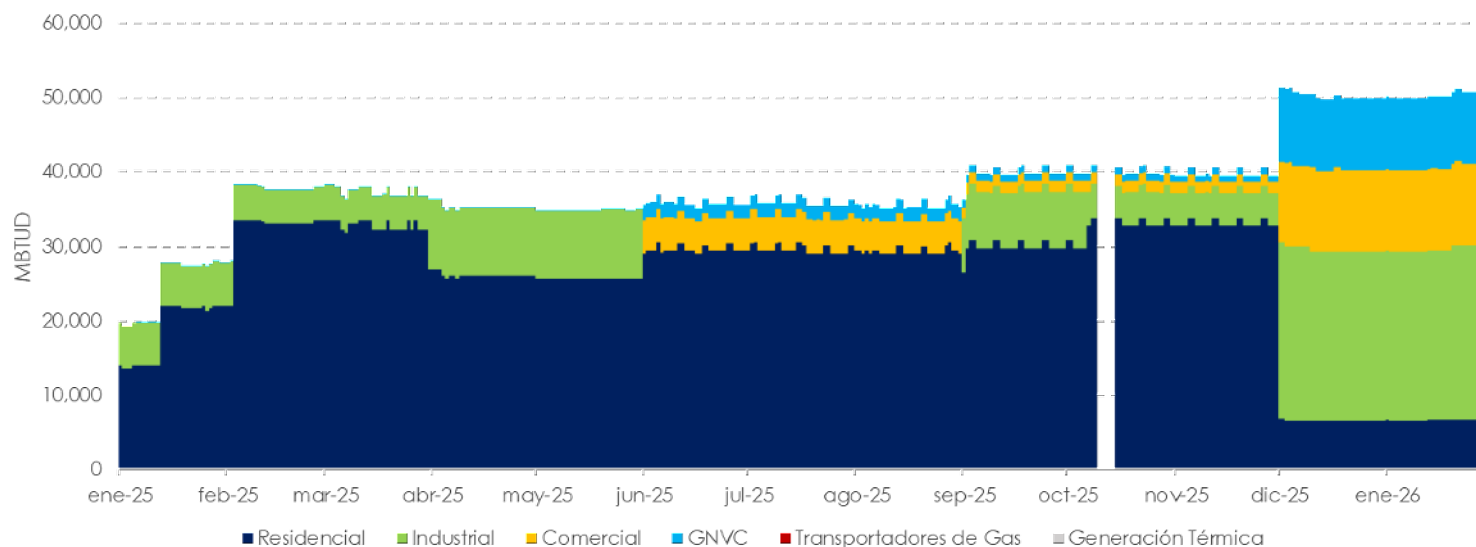
Cantidades contratadas de gas importado, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
ene-25	24,835	1,500	0	84	700	0
feb-25	25,474	13,618	111	50	50	0
mar-25	25,471	14,366	115	48	0	0
abr-25	31,059	8,841	0	100	0	0
may-25	31,059	8,841	0	100	0	0
jun-25	30,909	7,091	0	2,000	0	0
jul-25	30,909	7,091	0	2,000	0	0
ago-25	30,909	7,091	0	2,000	0	0
sep-25	33,479	10,560	2,339	1,000	0	3,000
oct-25	33,479	10,560	2,339	1,000	0	3,000
nov-25	33,479	10,560	2,339	1,000	0	3,000
dic-25	20,465	20,256	11,401	12,878	0	0
ene-26	20,465	20,256	11,401	12,878	0	0

Cifras en MBTUD

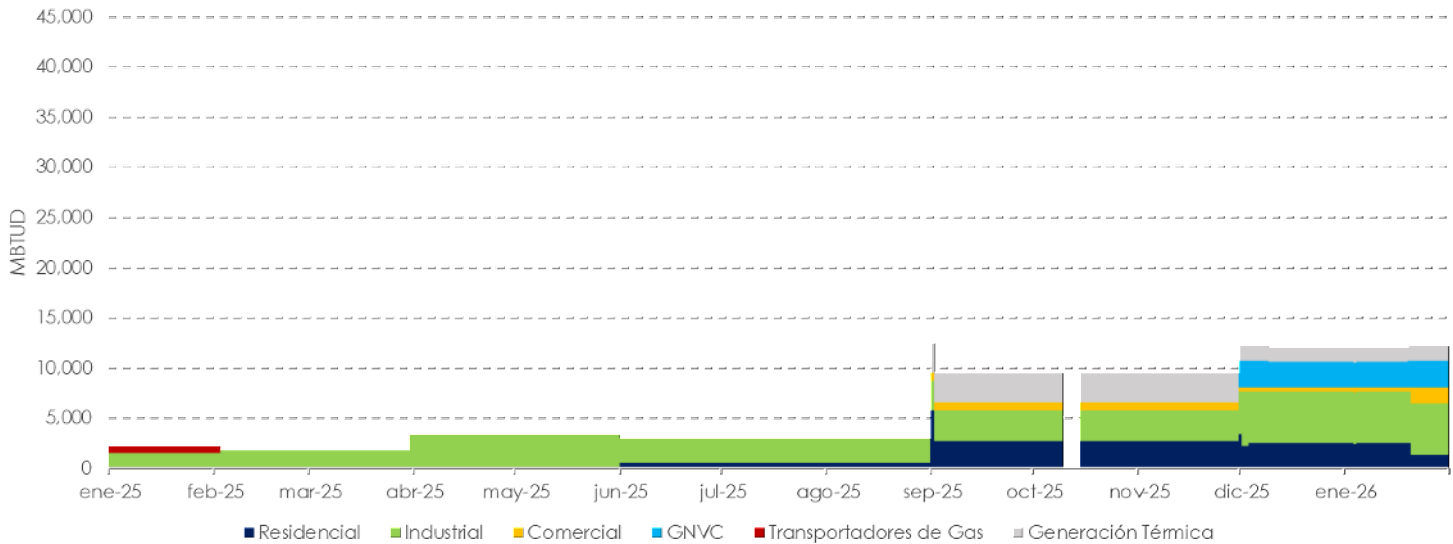
Nominaciones finales de gas importado en la región interior, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
ene-25	18,706	5,739	0	84	0	0
feb-25	32,392	4,686	0	50	0	0
mar-25	32,549	4,709	0	48	0	0
abr-25	26,052	9,159	0	100	0	0
may-25	25,600	9,217	0	100	0	0
jun-25	29,528	0	4,401	1,960	0	0
jul-25	29,544	0	4,539	1,900	0	0
ago-25	29,279	0	4,333	1,952	0	0
sep-25	29,873	7,476	1,558	1,000	0	0
oct-25	27,188	4,361	1,308	813	0	0
nov-25	32,985	4,340	1,560	950	0	0
dic-25	6,514	22,949	10,974	9,751	0	0
ene-26	6,620	22,985	10,981	9,728	0	0

Cifras en MBTUD

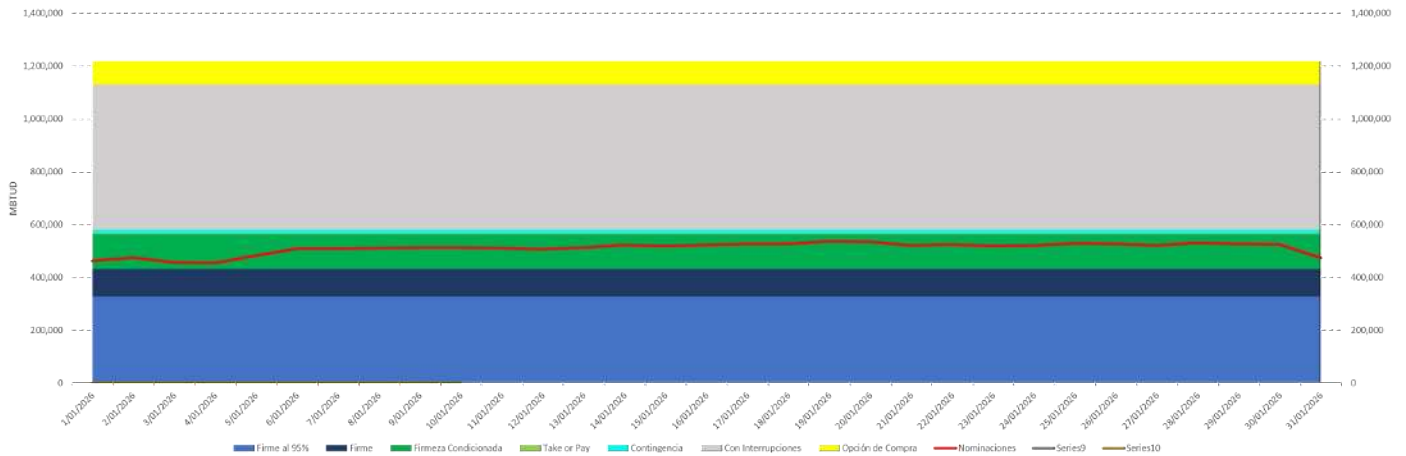
Nominaciones finales de gas importado en la región costa, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
ene-25	0	1,500	0	0	698	0
feb-25	0	1,765	0	0	50	0
mar-25	0	1,837	0	0	0	0
abr-25	0	3,387	0	0	0	0
may-25	0	3,387	0	0	0	0
jun-25	470	2,530	0	0	0	0
jul-25	470	2,530	0	0	0	0
ago-25	470	2,530	0	0	0	0
sep-25	2,816	3,000	779	0	0	3,000
oct-25	2,278	2,516	653	0	0	2,516
nov-25	2,716	3,000	779	0	0	3,000
dic-25	2,460	5,136	428	2,593	0	1,500
ene-26	2,039	5,147	836	2,604	0	1,500

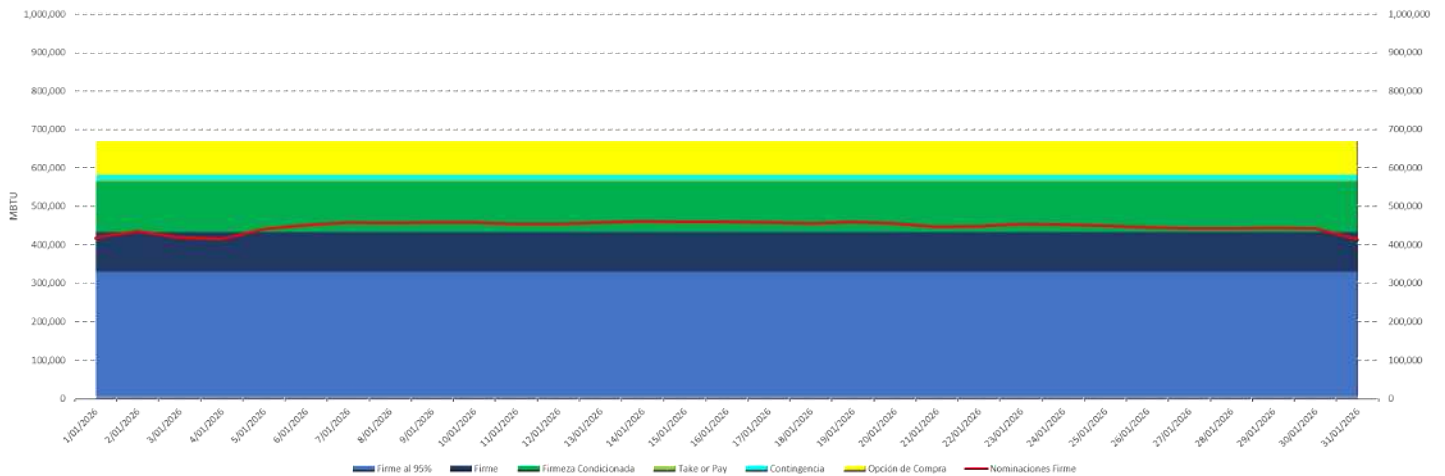
Cifras en MBTUD

Cantidades contratadas y nominaciones finales nivel nacional



NOTA 1: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

Cantidades contratadas y nominaciones finales en modalidades que garantizan firmeza



NOTA: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

PTDV, cantidades contratadas y nominaciones finales en modalidad con interrupciones



NOTA 1: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

NOTA 2: la PTDV DPGN 2025 corresponde al siguiente cálculo: PTDV reportada al MME en el 2025 menos la PTDVF declarada al Gestor del Mercado en el mismo año. Esto, con el objetivo de identificar la PTDV que realmente está disponible para la ejecución de los contratos con interrupciones.

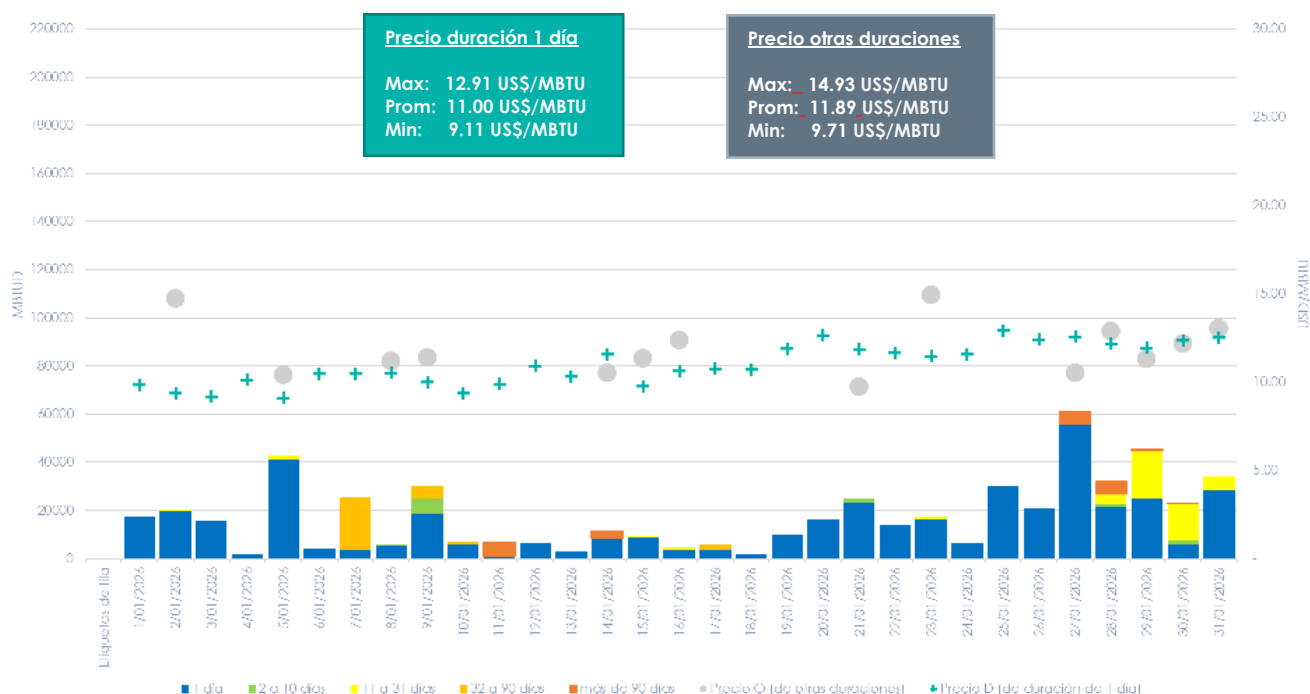
Fecha	Nominaciones finales de contratos con interrupciones
feb-25	31,911
mar-25	31,816
abr-25	28,940
may-25	28,982
jun-25	24,174
jul-25	33,704
ago-25	54,421
sep-25	62,090
oct-25	55,583
nov-25	48,555
dic-25	47,308
ene-26	64,697

Cifras en MBTUD

Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de Enero registró 408 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (274). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 9.11 USD/MBTU (Enero 05) y 12.91 USD/MBTU (Enero 25) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en Enero fue de 556,920 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

Transacciones mercado secundario – Suministro



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día. Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

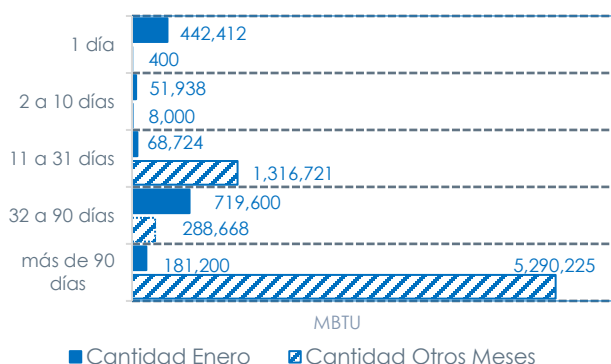
Número de operaciones en Enero – Suministro

Duración contrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	TOTAL	USD/MBTU	
1 día	9	9	7	3	10	6	6	6	16	5	3	5	5	9	5	8	6	5	9	7	19	11	12	6	8	12	16	12	13	11	15	274	\$ 11.32	
2 a 10 días								3	5						2						3						1	1	1	1		17	\$ 10.98	
11 a 31 días		8			2									1	1	5							1					30	17	16	22	103	\$ 12.17	
32 a 90 días							1		2	1							1													1	1		7	\$ 13.44
más de 90 días											1			1													1	1	2	1		7	\$ 14.78	
Total general	9	17	7	3	12	6	7	9	23	6	4	5	5	11	8	13	7	5	9	7	22	11	13	6	8	12	18	44	34	30	37	408	\$ 11.63	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

El mercado secundario se caracteriza por un dinamismo en transacciones de corto plazo, es así como las negociaciones de duración de **1 día** representan el 67.16% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 28 de enero con 44 transacciones, equivalentes al 10.78 % del total de transacciones realizadas durante el mes y registrados en los términos de la Resolución CREG 102 015 de 2025.

Energía asociada a las transacciones realizadas en enero – MBTU



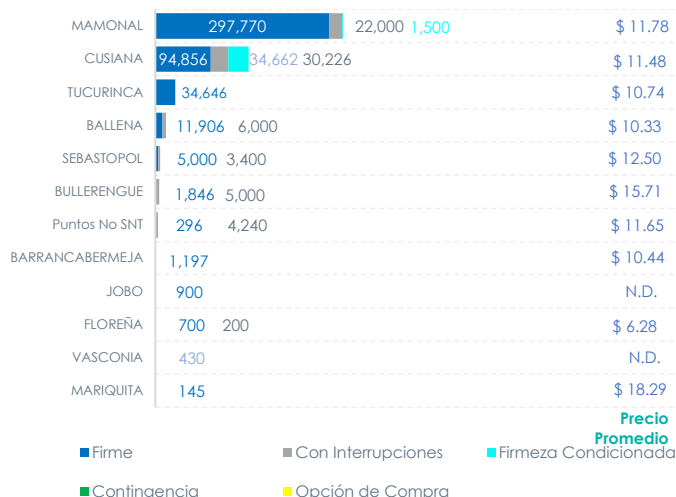
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **30.2 %** de los **1,463,874 MBTU** del volumen total transado ejecutado en enero. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **5,471,425 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **17.5 %** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

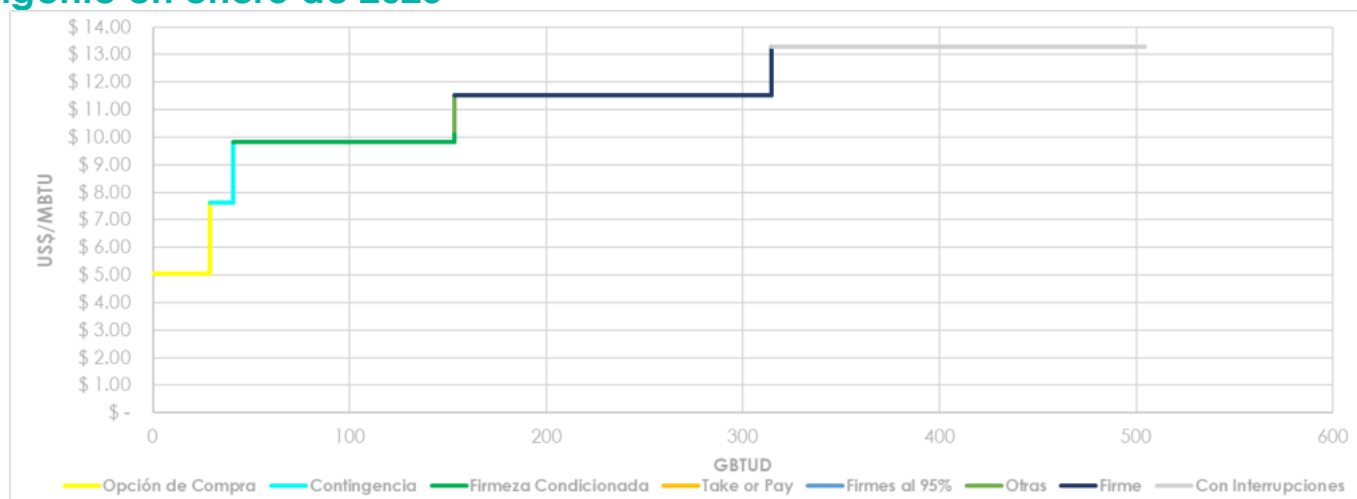
Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 321,270 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 449,262 MBTUD equivalente al 80.67% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **"Con interrupciones"** registró 71,066 MBTUD, equivalente al 12.76%; la modalidad **"Firmeza Condicionada"** registró 36,592 MBTUD equivalentes al 6.57%; la modalidad **"Contingencia"** y **"Opción de Compra"** no reportó transacciones en Enero. CUSIANA (221) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por, MAMONAL (115), los PUNTOS NO SNT (32), TUCURINCA (18) y BALLENA (6).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en enero de 2025



*Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Precios promedio ponderado por modalidad de todos los puntos negociados

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado secundario refleja que el producto "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con \$ 5.06 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones"

representa el valor más alto sobre los \$13.27 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 69.6 % de la contratación total nacional agregada con 504.3 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en enero de 2026

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (USD/MBTU) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en el mes, para los puntos estándar establecidos.

Región	Punto de entrega estándar	Firme		Firmeza Condicionada		Opción de Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza firmeza
		Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	40.9	\$ 9.15	23.4	\$ 9.42	6.0	N.D.	38.8	\$ 14.15	6.0	N.D.	115.1	64.2
	Barranca	0.9	\$ 18.17					2.0	N.D.	6.0	\$ 6.34	8.9	0.9
	Vasconia	0.04	N.D.	1.0	N.D.			3.0	N.D.			4.0	1.0
	Sebastopol	5.7	\$ 21.36					7.0	\$ 13.78			12.6	5.7
	Gibraltar	2.665	\$ 7.18									2.7	2.7
	Caramelo											-	-
	Mariquita	0.14	\$ 18.23					3.6	\$ 14.94			3.7	0.1
	Corrales							1	N.D.			1.0	-
Costa	Jobo	0.03	N.D.					15.0	\$ 9.25			15.0	0.0
	Ballena	5.7	\$ 11.12	1.5	N.D.			11.5	\$ 13.58			18.6	7.2
	Mamonal	52.7	\$ 13.23	39.0	\$ 9.05	22.8	\$ 5.83	57.1	\$ 15.12			171.5	91.7
	Bonga Mamey											-	-
	Tucurínca	42.5	\$ 9.81	46.8	\$ 10.46							89.3	89.3
	La Creciente											-	-
	Hocol											-	-
	Bullerengue	0.9	\$ 8.74									0.9	0.9
	No SNT*	8.8	\$ 15.43	1.0	\$ 8.32			51	\$ 11.17			60.8	9.8
	Total general	160.9	\$ 11.53	112.7	\$ 9.82	28.8	\$ 5.05	189.9	\$ 13.27	12	\$ 7.61	504.3	273.6
	Total (%)	31.9%		22.3%		5.7%		37.7%		2.4%		100%	54.25%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

*No SNT hace referencia a puntos que están por fuera del sistema nacional de transporte

N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

NOTA: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

II. TRANSPORTE

La siguiente tabla sintetiza: **i)** el nivel disponible para contratación para los tramos que hacen parte del SNT en el mercado primario, **ii)** los precios regulados asociados, y **iii)** los niveles de volumen transportado (mínimo, promedio, máximo). El propósito de esta sección es proveer información del nivel de uso de los gasoductos en comparación con la capacidad contratada, para identificar cuales tramos del SNT, tendrían potenciales disponibilidades en el mercado Secundario y OTMM (Otras Transacciones del mercado mayorista).

TRAMOS EN FLUJO

Región	No	Tramos*	Num agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMF (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMMF	Pareja de Cargos 80-20** (COP/KPC)	Volumen transportado		
									Min	Prom	Max
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	9	256,600	251,590	5,010	1.95%	\$ 1123,64	25	31,133	112,418
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	13	586,100	583,900	2,200	0.38%	\$ 1215,71	57,817	236,272	30,624
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	18	504,100	499,919	4,181	0.83%	\$ 1731,80	124,089	215,584	371,070
	4	CARTAGENA-MAMONAL	10	204,509	204,509	-	0.00%	\$ 196,80	41,781	102,840	25,724
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	14	215,850	209,914	5,936	2.75%	\$ 2434,37	89,642	132,832	169,562
	6	JOBO-SINCELEJO	13	181,645	171,255	10,390	5.72%	\$ 2649,81	75,384	113,515	148,162
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	40,000	37,799	2,201	5.50%	\$ 1061,19	5,747	29,744	34,900
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	0	13,943	-	13,943	100.00%	\$ 5098,98	-	32	10,957
	9	APIAY-OCOA	6	24,175	16,629	7,408	30.64%	\$ 2025,26	4,152	10,882	17,380
	10	APIAY-USME	3	18,197	17,458	739	4.06%	\$ 3182,01	164	14,162	321,885
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	5	148,000	82,891	65,109	43.99%	\$ 2874,29	14,449	53,706	94,209
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	14	260,000	196,467	63,533	24.44%	\$ 6036,37	8,683	88,217	193,816
	13	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	2	30,190	29,576	614	2.03%	\$ 9086,10	6,021	22,119	29,547
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	8	203,000	82,909	120,091	59.16%	\$ 2463,74	4,619	58,152	130,577
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,358	10,194	65.55%	\$ 3761,98	2,648	4,357	5,767
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,127	7,888	65.65%	\$ 6767,38	1,891	3,400	6,691
	17	COGUA-SABANA_F	7	215,000	134,718	80,282	37.34%	\$ 2126,19	13,151	138,639	170,229
	18	CUSIANA-APIAY	10	70,569	54,050	16,519	23.41%	\$ 2941,89	12,008	37,789	314,511
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	32	470,000	313,922	156,078	33.21%	\$ 353,61	10,913	300,581	386,785
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	27	470,000	296,544	173,456	36.91%	\$ 4051,10	103,365	306,206	384,917
	21	FLANDES-GUANDO	2	10,738	2,175	8,563	79.74%	\$ 4285,67	710	1,165	2,232
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,538	618	28.66%	\$ 4601,32	908	1,342	11,439
	23	FLOREÑA-YOPAL	9	16,161	13,165	1,670	10.33%	\$ 1109,09	4,063	11,427	19,411
	24	GBS_I-GBS_F	12	63,744	12,104	51,640	81.01%	\$ 4018,94	4,311	12,381	16,903
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	9	42,000	40,129	1,871	4.45%	\$ 12843,23	1	27,420	47,774
	26	GUALANDAY-NEIVA	2	11,000	9,165	1,835	16.68%	\$ 21543,71	4,952	7,518	10,126
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0.00%	\$ 11665,86	480	824	1,798
	28	LA BELLEZA-COGUA	13	223,500	136,915	86,585	38.74%	\$ 1404,45	59,952	142,041	319,938
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	16	305,000	229,328	75,672	24.81%	\$ 2129,28	27,849	42,243	238,537
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	3	17,500	15,535	1,965	11.23%	\$ 6234,46	7,166	13,019	68,262
	31	MARIQUITA-PEREIRA	8	168,000	130,894	37,106	22.09%	\$ 3553,10	37,438	81,045	122,743
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	47.56%	\$ 32823,00	263	823	2,396
	33	PEREIRA-ARMENIA	6	158,000	109,441	48,559	30.73%	\$ 1251,13	28,682	64,195	105,283
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,430	245	6.67%	\$ 10582,64	311	3,214	4,351
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	4,165	472	10.18%	\$ 7373,97	89	3,430	4,499
	36	SEBASTOPOL-MEDALLIN	9	78,000	60,976	17,024	21.83%	\$ 6656,36	14,225	52,425	70,208
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	6	143,000	49,360	93,640	65.48%	\$ 1034,25	-54,103	49,159	61,415
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	268	92	25.56%	\$ 25823,56	128	248	3,774
	39	VASCONIA-MARIQUITA	9	192,000	150,515	41,485	21.61%	\$ 2050,34	50,724	98,531	139,937
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	4,500	7,336	61.98%	\$ 1778,72	69	3,994	13,089
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	-	0.00%	\$ 432,81	13,856	42,964	52,320

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS.

Región	No	Tramos*	Num agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMMP	Pareja de Cargos 80-20** (COP/KPC)
COSTA	1	LA MAMI-BALLENA	9	102900	101545	1	0.00%	\$ 1123,64
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	12	172400	169934	2466	1.43%	\$ 1215,71
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	13	230000	227800	2200	0.96%	\$ 1731,80
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	5	18100	16376	1724	9.52%	\$ 2434,37
	5	SINCELEJO-JOBO	5	10100	8347	1753	17.36%	\$ 2649,81
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	2	109500	22093	87407	79.82%	\$ 6036,37
	7	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	4	19726	14803	4923	24.96%	\$ 9086,10
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	7	130000	57800	72200	55.54%	\$ 2463,74
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	2	70900	71801	0	0.00%	\$ 2129,28
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	11	206000	100288	105712	51.32%	\$ 1034,25

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

N.D.: Información no disponible

Notas: En color **rosado** se resaltan los tramos que reportan flujo y contraflujo. El cálculo de la CDP considera las capacidades comprometidas bajo la modalidad con interrupciones y las capacidades que se requiere para atender los consumos de gas en las estaciones de compresión dentro del STN. La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

*Las capacidades de los tramos agregan flujos y contraflujos.

** Corresponde a la pareja de cargos 80 fijo-20 variable + AO&M.

*** Se incluye la contratación de todas las modalidades y la capacidad para transportar gas natural de estaciones de compresión.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

En enero de 2026, se consideraron críticos dentro del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT) aquellos tramos cuya relación CDP/CMMP fue **igual o inferior al 10%**, lo que refleja una holgura primaria limitada para responder a nuevas necesidades de transporte.

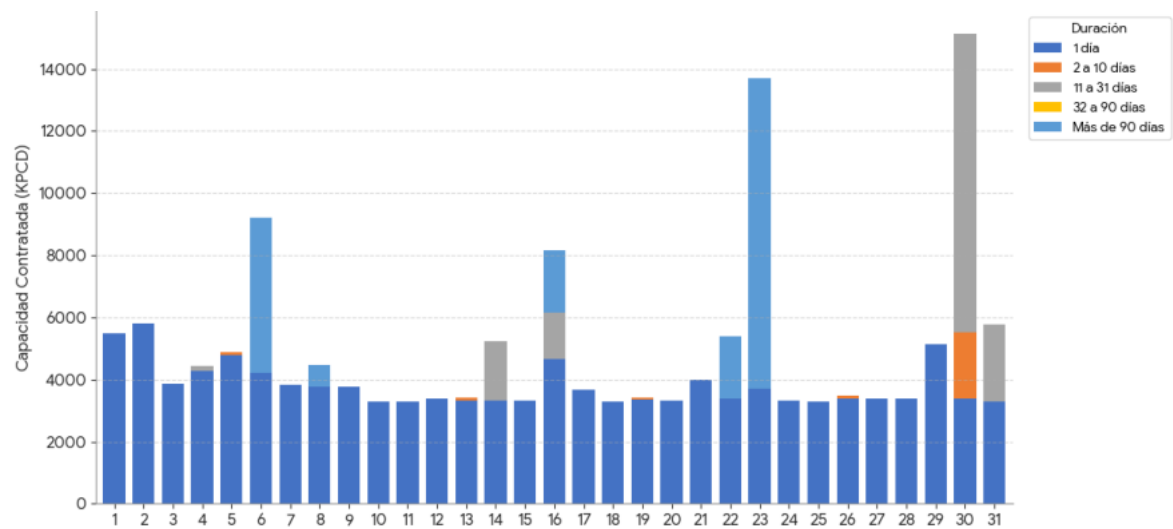
Bajo esta condición, **en sentido de flujo los tramos que presentaron los niveles más ajustados fueron:** Ballena-La Mami (1.95%), Cartagena-Barranquilla (0.38%) y Barranquilla-La Mami (0.83%). A estos se sumaron Cartagena-Mamonal (0.00%) y Sincelejo-Cartagena (2.75%), junto con Jobo-Sincelejo (5.72%) y La Creciente-Sincelejo (5.50%), que también se ubicaron por debajo del umbral. **En el interior del país**, igualmente se identificaron como críticos Apiay-Usme (4.06%), Bucaramanga-Barrancabermeja (2.03%), Gibraltar-Bucaramanga (4.45%), Guando-Fusagasugá (0.00%), Pradera-Popayán (6.67%) y Yumbo/Cali-Cali (0.00%).

Por su parte, en sentido de **contraflujo**, los tramos con relación CDP/CMMP $\leq 10\%$ correspondieron a La Mami-Ballena (0.00%), Barranquilla-Cartagena (1.43%) y La Mami-Barranquilla (0.96%). Adicionalmente, se mantuvieron dentro del rango crítico Cartagena-Sincelejo (9.52%) y Vasconia-La Belleza (0.00%), evidenciando condiciones de holgura primaria muy reducida en este sentido operacional.

Mercado secundario de Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de enero del 2026 se registraron 154 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (130).

Transacciones mercado secundario Enero – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Número de operaciones en Enero – Transporte

Duración contrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	TOTAL
1 día	9	4	9	6	6	6	4	4	4	3	3	4	3	3	3	5	4	3	3	3	3	4	4	5	4	4	3	3	4	3	4	130
2 a 10 días	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	5
11 a 31 días	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	5	13
32 a 90 días	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
más de 90 días	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	6
TOTAL	9	4	9	8	7	7	4	5	4	3	3	4	4	4	3	7	4	3	4	3	3	5	6	5	4	5	3	3	4	8	9	154

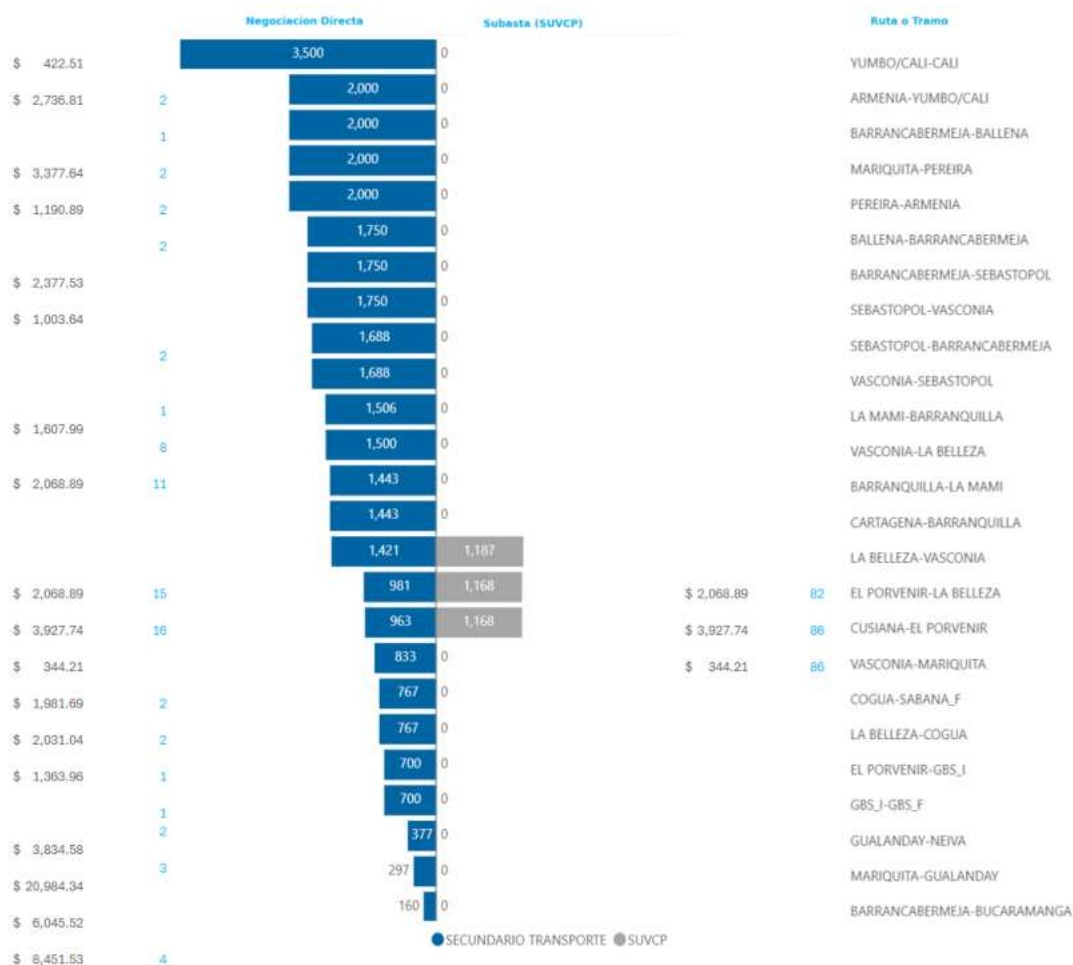
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 1.010,41 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 1, 3 y 31 de enero con 9, 9 y 9 transacciones por día respectivamente, equivalentes al 17,5 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

Capacidades y precios negociados por ruta o tramo – COP/KPC

Del total de transacciones (154), **114 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 40 se dieron bajo negociación directa**. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 31 % del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo CARTAGENA - LA MAMI para el cual se transaron 3.220 KPCD **en modalidad Firme** y 12.650 KPCD en modalidad **Con Interrupciones**.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - VASCONIA con 100 transacciones (2 asignadas mediante negociación directa y 98 asignadas mediante subasta), CUSIANA - LA BELLEZA con 16 transacciones (6 asignadas mediante negociación directa y 10 asignadas mediante subasta), CARTAGENA - LA MAMI con 11 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CUSIANA - SABANA_F con 7 transacciones (1 asignada mediante negociación directa y 6 asignadas mediante subasta), BARRANCABERMEJA – BUCARAMANGA con 6 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa) y CUSIANA - YUMBO/CALI con 3 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa). En cuanto a precios, en la negociación directa estos se acuerdan entre las partes, mientras que en la subasta úselo o véndalo de corto plazo (SUVCP) se determinan tomando como referencia la parte variable de la pareja 80 - 20 de los cargos regulados (Res. CREG 185 de 2020, anexo 5, numeral 4.4).



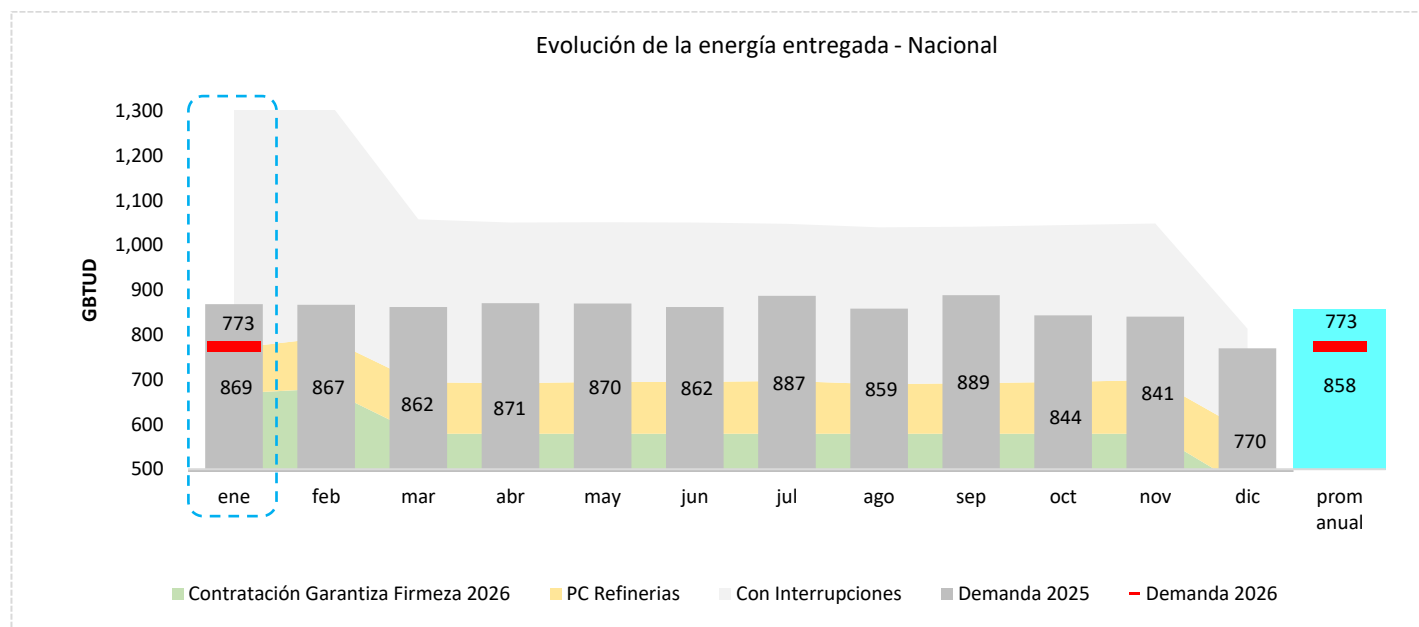
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de **enero de 2026** se observa una demanda promedio de **773 GBTUD**, esto es **11.0% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2025 que se situó en 869 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2026 es de **773 GBTUD**, estando por debajo un **9.9%** al promedio anual del 2025 (858 GBTUD).



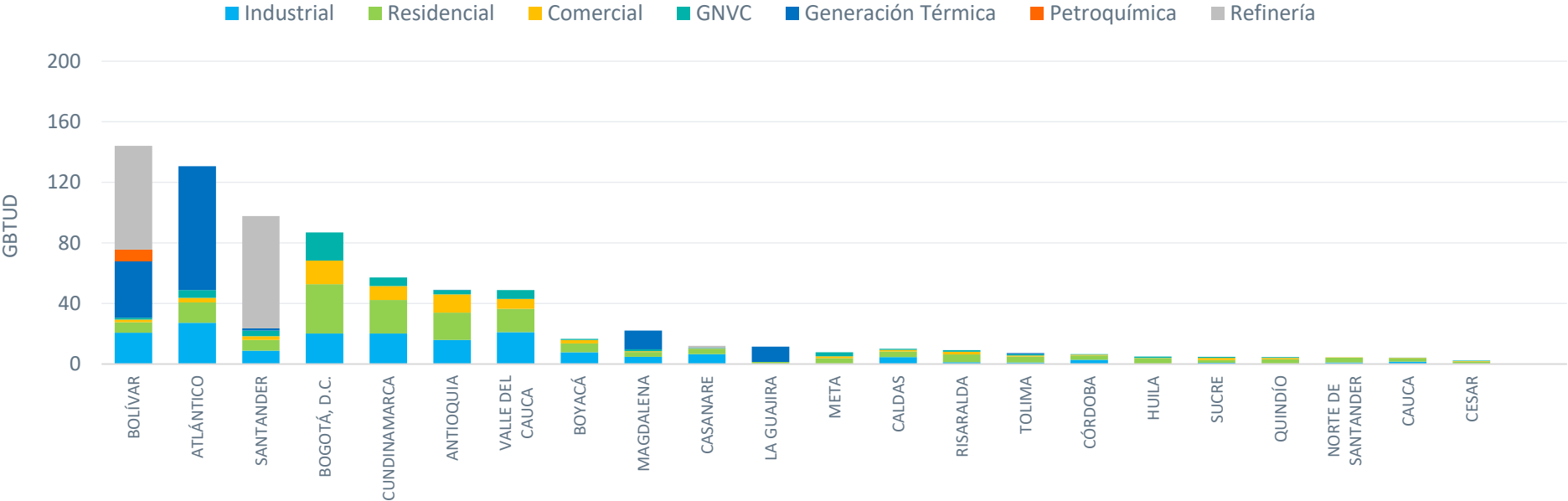
Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2026 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2025 (Barra gris); La información incluye demanda atendida a través del SNT, exceptuando demanda asociada a gasoductos dedicados y GNC (información no reportada por usuarios finales en SEGAS). *Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **enero de 2026** la demanda **térmica** fue 41 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2025; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 56 GBTUD.



Energía entregada promedio por departamento y sector de consumo - SNT



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

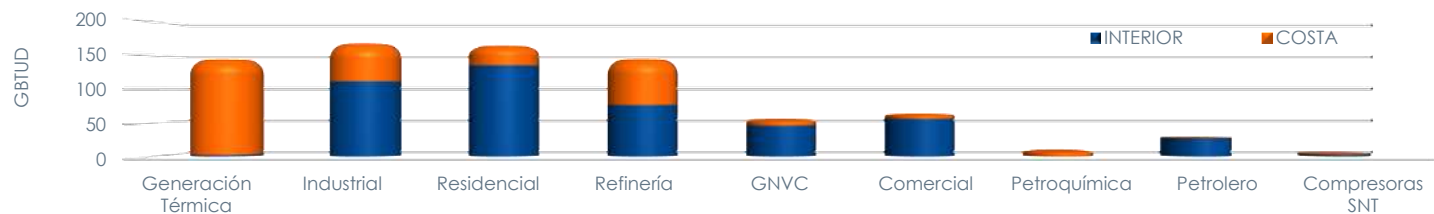
	Residencial	6.9	13.4	32.5	7.1	22.2	18.1	5.9	15.5	3.6	3.1	1.4	3.2	3.7	5.1	3.9	2.9	3.8	1.8	2.8	3.2	2.1	1.5	164
	Comercial	1.8	2.9	15.6	2.5	9.2	12.0	2.3	6.5	1.2	0.6	0.0	0.4	1.1	1.7	0.7	0.5	0.3	1.3	0.9	0.1	0.4	0.3	62
	Industrial	20.8	27.3	20.2	8.9	20.1	15.9	7.7	21.1	0.3	4.8	0.0	6.5	4.5	1.3	1.0	2.8	0.1	0.9	0.3	1.0	1.6	0.1	167
	GNVC	1.1	5.3	18.6	3.7	5.8	2.8	0.8	5.9	2.7	1.3	0.0	0.5	0.7	1.0	0.9	0.4	0.8	0.8	0.6	0.0	0.0	0.4	54
	Generación Térmica	37.3	81.8	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.4	10.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	144
	Refinería	68.5	0.0	0.0	74.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	144
	Petroquímica	7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8
	Petrolero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.8	0.0	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	27
	Compresoras	0.8	0.0	0.0	1.5	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	3
	TOTAL	145	131	87	99	57	49	41	49	10	22	12	12	10	9	8	7	5	5	5	4	4	3	773

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Notas: Cifras redondeadas en GBTUD. Las Demandas del departamento del Cesar son atendidas por medio de gasoductos de TGI (en el cálculo de la demanda regional este se asigna al interior)

Energía entregada promedio por sector de consumo y región - SNT

En el mes de **enero de 2026** el sector que registra mayor energía tomada es el industrial con 167 GBTUD en promedio, de los cuales 110 GBTUD corresponden a la región Interior y 57 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 164 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 134 GBTUD respecto a la costa con 30 GBTUD.



COSTA	142	57	30	69	9	7	8	0	1
INTERIOR	2	110	134	76	45	55	0	27	3
TOTAL Nacional	144	167	164	144	54	62	8	27	4
%Segmento	18.6%	21.6%	21.2%	18.6%	7.0%	8.1%	1.0%	3.5%	0.5%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Evolución de la demanda semestral por tipo de usuario - SNT

La siguiente tabla presenta un desglose de la demanda por tipo de usuario, segmento de consumo y región durante los últimos seis meses. Para **enero de 2026**, con respecto diciembre de 2025 se observa un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica y Refinería del interior y costa.

TIPO DE USUARIO			Agosto 2025		Septiembre 2025		Octubre 2025		Noviembre 2025		Diciembre 2025		Enero 2026		
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	Comercial	Costa	0	7	0	7	0	7	0	7	0	7	0	7	
		Interior	0	59	0	59	0	58	0	58	0	55	0	55	
	Generación Térmica	Costa	152	0	169	0	147	0	165	0	133	0	142	0	
		Interior	17	0	17	0	11	0	3	0	1	0	2	0	
	GNVC	Costa	8	0	8	0	9	0	9	0	9	0	9	0	
		Interior	52	0	52	0	52	0	51	0	50	0	45	0	
	Industrial	Costa	57	8	59	8	51	6	50	6	51	5	52	5	
		Interior	140	21	142	21	142	21	141	21	94	20	91	20	
	Petroquímica	Costa	8	0	9	0	8	0	8	0	8	0	8	0	
		Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Refinería	Costa	66	0	68	0	60	0	61	0	67	0	69	0	
		Interior	69	0	67	0	71	0	63	0	70	0	76	0	
	Residencial	Costa	0	28	0	30	0	29	0	28	0	31	0	30	
		Interior	0	140	0	142	0	142	0	139	0	135	0	134	
	Petrolero	Costa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Interior	25	0	25	0	25	0	24	0	29	0	27	0	
	Compresoras SNT	Costa	1	0	5	0	6	0	4	0	4	0	1	0	
		Interior	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	
Subtotal UR/UNR				Agosto 2025		Septiembre 2025		Octubre 2025		Noviembre 2025		Diciembre 2025		Enero 2026	
			Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
			Costa	292	43	318	45	279	43	299	41	272	44	279	42
			Interior	306	219	304	222	301	221	282	218	245	210	243	209
TOTAL			859		889		844		841		770		773		

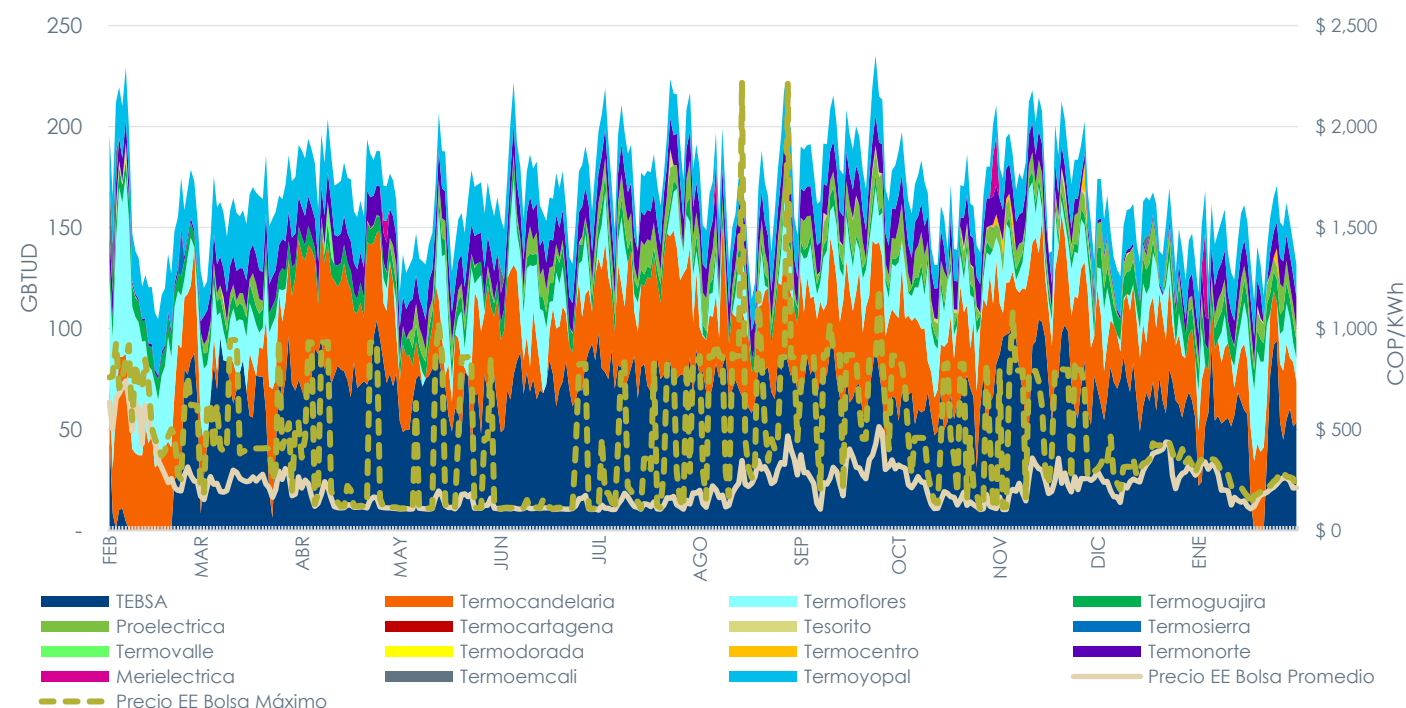
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

Energía Entregada al sector termoeléctrico

El sector termoeléctrico es relevante por sus niveles de consumo, su variación es principalmente estacional de acuerdo con los períodos de invierno y verano anuales; no obstante, los niveles de consumo diarios dependerán de la valoración de recursos en el mercado eléctrico, en donde el precio de bolsa y las condiciones operativas del sistema (restricciones, mantenimientos, pruebas de disponibilidad, configuración de rampas, entre otros) representan las principales variables que habilitan la participación de las plantas térmicas en el despacho de generación eléctrica.

La siguiente gráfica muestra la participación de las plantas térmicas que operaron con gas natural y que hacen parte del despacho centralizado. El consumo de gas natural por parte de las plantas termoeléctricas durante el mes de enero fue en promedio 145 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



Fuente: Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural con información de XM.

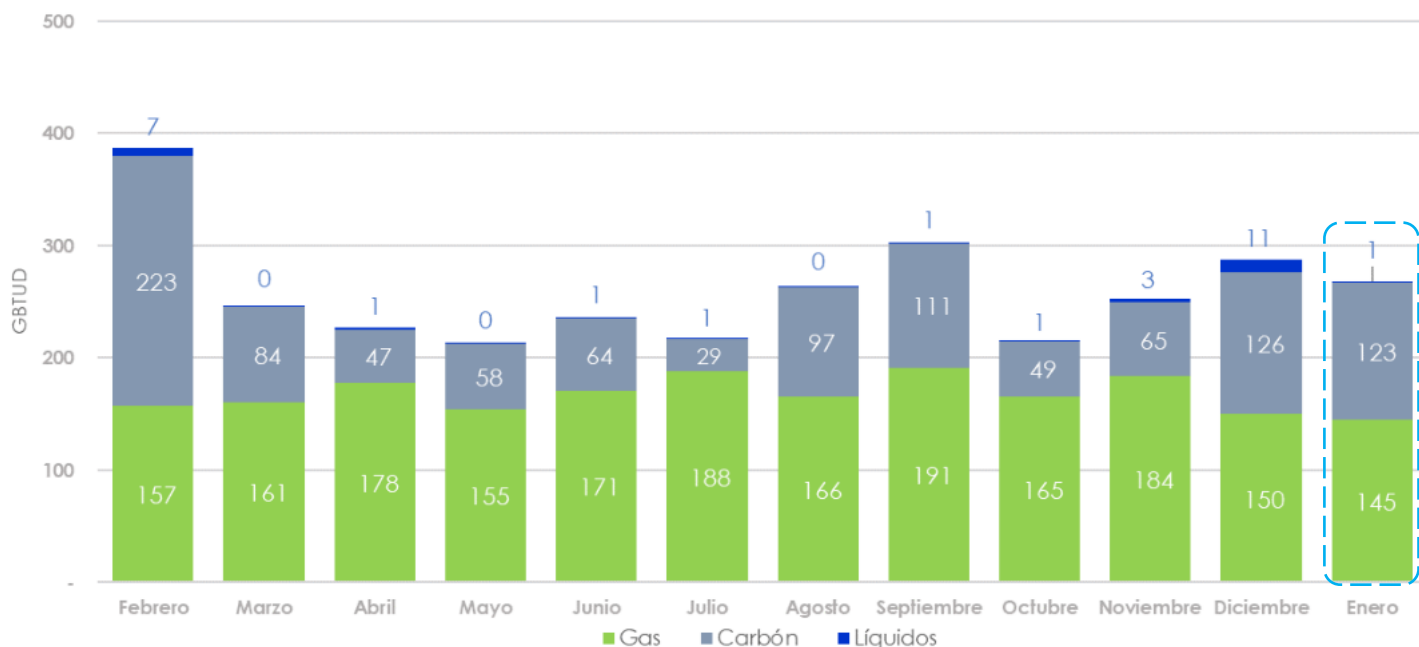
Para el mes de enero las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 114 GBTUD y 171 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (49 GBTUD), Termocandelaria (31 GBTUD), Termoyopal (18 GBTUD), Termoflores (16 GBTUD), Termonorte (12 GBTUD), Termoguajira (10 GBTUD) y Proelectrica (7 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de enero el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 145 GBTUD¹ que representó el 54 % del total, carbón con 123 GBTUD (45.8 %) y los combustibles líquidos consumieron 1 GBTUD (0.2 %).

¹ Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

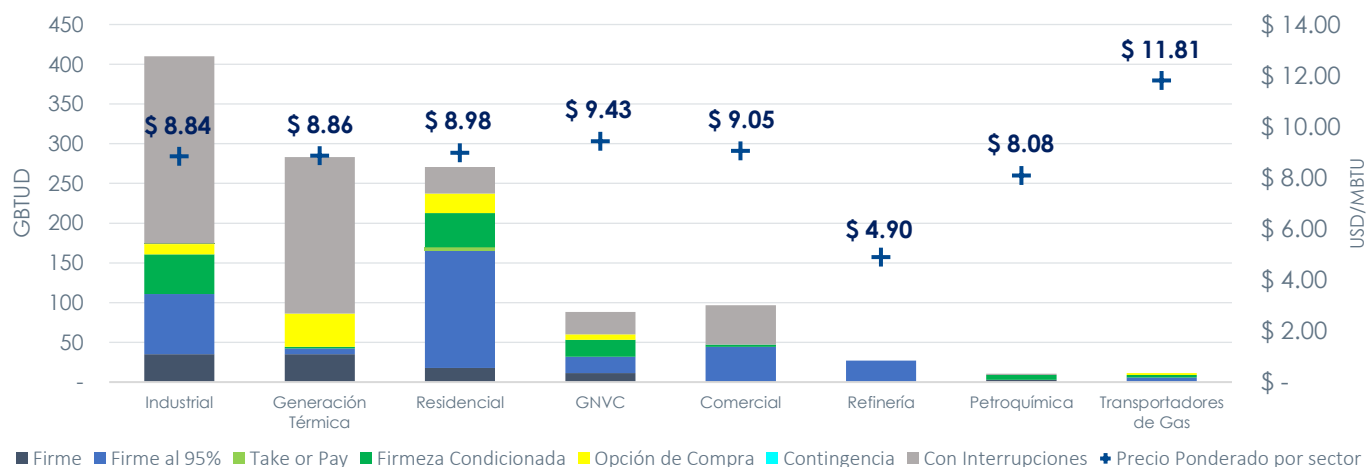
Consumo de combustible para generación eléctrica



Fuente: Elaboración Gestor del Mercado de Gas Natural con información de XM.

Contratación vigente por sector – Mercado Primario

La siguiente gráfica presenta las modalidades contractuales que son registradas en el mercado primario con destino a los diferentes segmentos de consumo, y el precio promedio ponderado para cada sector. Esta información es reportada por los compradores del mercado primario (comercializadores y usuarios no regulados).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Convenciones y Terminología:

BTU = British Thermal Unit (medida de energía) equivale a 0,29 watt/hora; **1 GBTUD** = 1.000 MBTUD; **1 MBTUD** = 1 millón de BTU por día, **KPCD** = 1000 PCD, **1PCD** = pie cúbico por día. **SUVCP** = Subasta Úselo o Véndalo de corto plazo, **GNVC** = Gas natural vehicular comprimido, **SNT** = Sistema Nacional de Transporte, **OTMM** = Otras Transacciones del mercado mayorista; **USD** = Dólares de los Estados Unidos de América

Notas Aclaratorias

Sección I. SUMINISTRO. Suministro por Fuente.

La información del Potencial de Producción es tomada de la publicación del Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución 00478 del 30 de mayo de 2023, y adicionalmente, tiene en cuenta las actualizaciones realizadas por los agentes Lewis (Bullerengue), Ecopetrol (San Roque, Tisquirama y Yaguará), Frontera Energy (Campo La Creciente), CNE Oil & Gas (Acordeón, Alboka, Clarinete, Claxón, Oboe, Pandereta y Saxofón), y CNEOG Colombia Sucursal Colombia (Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Nelson, Nispero, Palmer y Toronja) remitidas al MME y al Gestor mediante correo.

Sección I. SUMINISTRO. Perfil Contratación vs Suministro de gas natural.

La información de suministro corresponde a las declaraciones realizadas diariamente por los productores-comercializadores y comercializadores de gas natural importado en virtud del anexo 1 de la Resolución CREG 186 de 2020.

Sección III. DEMANDA.

La información de consumo operativo publicada en las diferentes subsecciones de la sección III. Demanda se consolida a partir de los reportes de "Entregas a Usuarios Finales" realizados por los comercializadores (frecuencia diaria) y usuarios no regulados (frecuencia semanal) de acuerdo con el cumplimiento de las resoluciones CREG 186 de 2020. Debido a que no todos los usuarios y sectores de consumo tienen medición en tiempo real o en puntos de salida (ejemplo: sectores residencial y comercial), los reportes de los comercializadores mencionados anteriormente pueden incluir estimaciones en las distribuciones de consumos de los puntos asociados a estos usuarios y sectores. Por lo anterior, la información de consumo operativo por sector de consumo que es consolidada con estos reportes no necesariamente coincidirá con la información de facturación de cada sector de consumo que se obtiene posteriormente por los comercializadores con las lecturas de los medidores.

La información del sector industrial y petroquímico es complementada con reportes de energía tomada para los puntos de salida: Amocar (Amoniacos del Caribe), Amocar Materia Prima, Argos Zona Franca y Colclinker generación.

Subsección - Demanda promedio por Sector de consumo y Región.

En esta sección la información correspondiente a consumo del sector térmico considera las plantas que consumen gas del Sistema Nacional de Transporte-SNT, que son las siguientes: Barranquilla 3, Barranquilla 4, Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Flores 1 Flores 4B, Guajira 1, Guajira 2, Proeléctrica 1, TEBSAB, Termocandelaria 1, Termocandelaria 2, Termonorte, Merilectrica 1, Termocentro CC, Termodorada 1, Termoemcali 1, Termosierra B, Termovalle 1, Termo-Ocoa y Termosuria B. Lo anterior implica que plantas no conectadas al SNT (tales como Termoyopal y Termomechero, entre otras) no son consideradas.

Subsección - Demanda Sector Termoeléctrico.

En esta sección se considera las plantas que son despachadas centralmente en el mercado eléctrico, información que es extraída del reporte de consumo de combustible de XM. Lo anterior implica que incluye a Termoyopal y excluye a Termomechero, Termo-Ocoa y Termosuria.

Información de Suministro y Demanda.

La información de Suministro referenciada en la Sección I corresponde a la reportada por los productores-comercializadores y comercializadores de gas natural importado que se subclasifica en: 1) aquella que es suministrada a través del SNT y 2) aquella que es suministrada a través de gasoductos dedicados, infraestructura de transporte de gas natural comprimido (gasoductos virtuales), o redes que no componen el Sistema Nacional de Transporte. La información de Demanda incluida en la Sección III corresponde a la reportada por los comercializadores y usuarios no regulados que adquieren gas natural a través del SNT. Por lo tanto, la información de la Sección III. DEMANDA es comparable con la oferta que es suministrada a través del SNT.

Las posibles diferencias presentadas entre el total de energía suministrada y total de entregas a usuarios finales pueden ser ocasionadas por almacenamientos en el sistema de transporte (empaquetamientos), pérdidas y consumos no reportados.

Los datos mostrados en este informe provienen principalmente de SEGAS y en los casos en donde es tomada de otras fuentes se especifica puntualmente el respectivo origen en los apartes de este documento.

Contáctenos para más información: gestordegas@bolsamercantil.com.co
Atención de consultas e inquietudes: informesenergeticos@bolsamercantil.com.co



@MMEnergéticos



Gestor del Mercado de Gas Natural