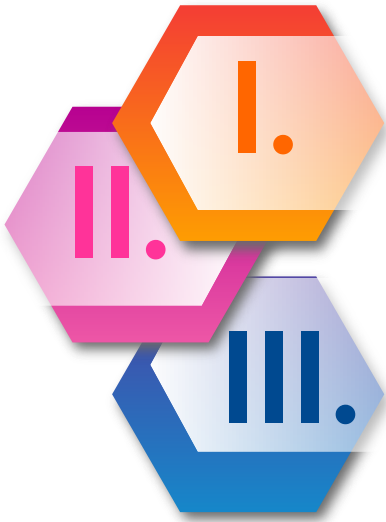


INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

FEBRERO 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 febrero de 2026 el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 889 GBTUD, lo que representó un aumento del 5 %, 40 GBTUD, respecto a enero de 2026. La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 203 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 49 % de la energía total contratada para febrero, con un precio de 8.69 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 5.96 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 44 % de la contratación total, con un precio promedio de 8.72 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario presentaron un crecimiento de 24.75 % al pasar de 408 en enero a 509 en febrero de 2026. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en febrero, 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 13.29 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** en febrero 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 Cartagena–Mamonal, Guando–Fusagasugá, Yumbo/Cali–Cali, Barranquilla–La Mami, Cartagena–Barranquilla, Ballena–La Mami, Bucaramanga–Barrancabermeja, Sincelejo–Cartagena, Gibraltar–Bucaramanga, Apiay–Usme, La Creciente–Sincelejo, Jobo–Sincelejo y Pradera–Popayán.

Por su parte, en sentido de contraflujo, se presentó en los tramos La Mami–Barranquilla, Vasconia–La Belleza, La Mami–Ballena y Barranquilla–Cartagena.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** las negociaciones de transporte presentaron una disminución del 1,9 %, al pasar de 154 en enero de 2026 a 151 en febrero de 2026.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en febrero de 2026 fue de 813 GBTUD, aumento 40 GBTUD frente a la demanda registrada en el mes de enero de 2026 (773 GBTUD), explicado principalmente por un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica de la costa y una disminución en los consumos de Refinería del interior.

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 **febrero**.

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	415	387	27	414	100%
	Gibraltar	24	22	0	22	93%
	Istanbul	23	11	0	11	47%
	Otros campos interior	66	7	29	36	54%
Costa	Arrecife	18	0	12	12	66%
	Bloque VIM 5, 21 y esperanza	153	61	10	71	46%
	Ballena y Chuchupa	68	67	0	67	99%
	Bonga/Mamey	37	25	0	25	68%
	Bullerengue	9	6	0	6	65%
	Mágico	15	10	0	10	68%
	Otros campos costa	20	2	10	12	60%
Total Potencial de Producción		848	597	88	686	81%
Planta Regasificación Cartagena***		465	203	0	203	44%
Total		1,313	800	88	889	

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 27 de febrero de 2026.

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

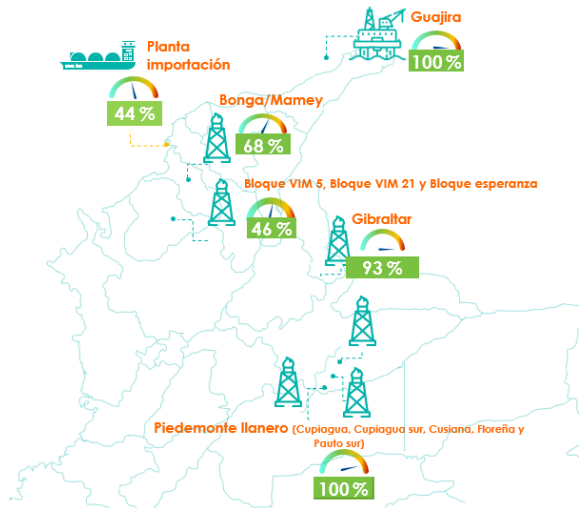
*** Capacidad total de la planta de regasificación.

Piedemonte llanero: Cupiagua, Cusiana, Floreña, Pauto Sur

Otros campos interior: Aguas Blancas, Cantagallo, Capachos, Caramelo, Cerrito, 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

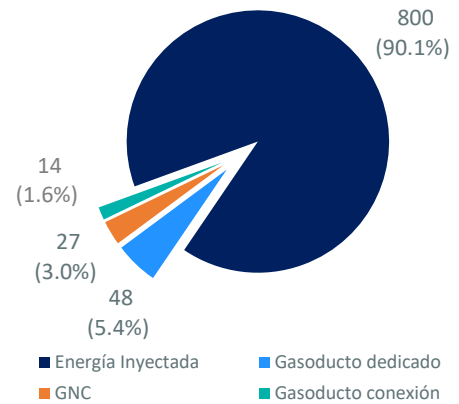
Bloque VIM 5, 21 y esperanza: Acordeón, Aguas Vivas, Alboka, Arandala Ciénaga De Oro, Arandala Porquero, Arianna, Breva-1, Cañaflecha, Cañahuatè, Clarinete, Claxon, Cornamusa, Fresa, Katana, Lulo, Nelson Ciénaga De Oro, Nelson Porquero, Níspero - Trombón, Oboe, Palmer, Pandereta, Saxofón Ciénaga De Oro,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

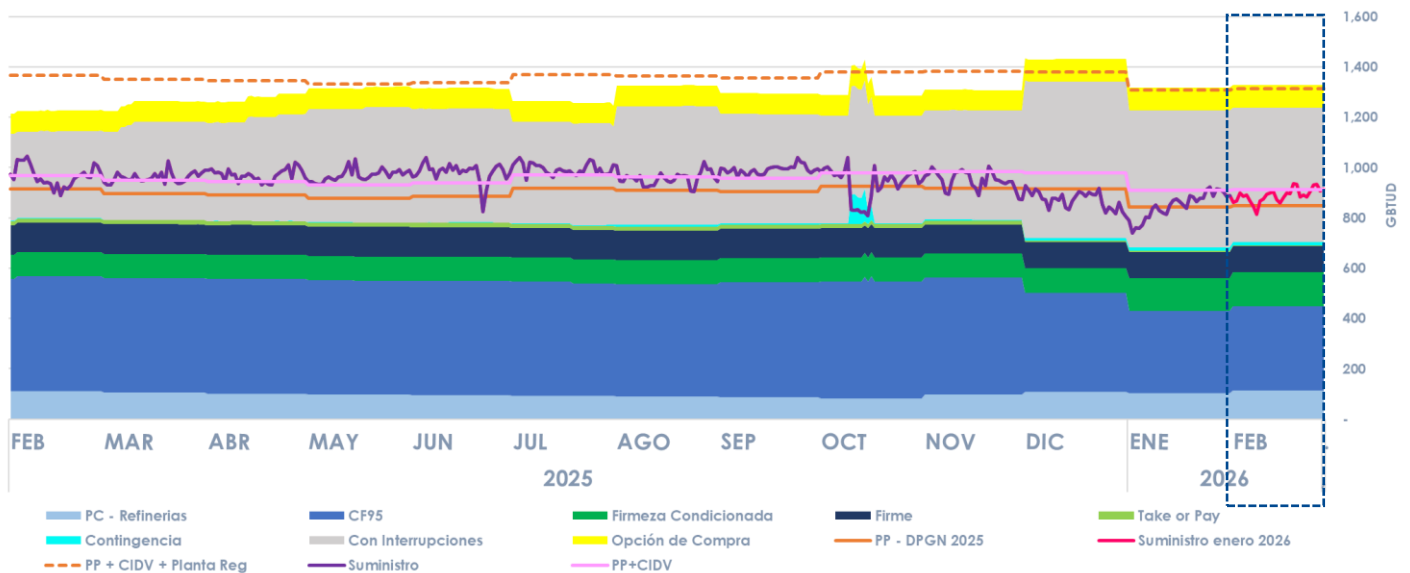


Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- La información de la contratación vigente para el periodo febrero 2025 – febrero 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 febrero la contratación¹ respaldada con firmeza representó **587 GBTUD**, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró **534 GBTUD**. El **suministro² promedio** del mes fue de **889 GBTUD**, con oscilaciones entre **813 GBTUD (min.)** y **935 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)	FEB25	MAR25	ABR25	MAY25	JUN25	JUL25	AGO25	SEP25	OCT25	NOV25	DIC25	ENE26	FEB26
Potencial de Producción	914	897	891	879	885	917	910	904	926	918	914	843	848
Suministro Min.	888	929	931	932	824	950	905	962	809	873	806	739	813
Suministro Prom.	966	961	971	969	980	995	957	992	936	948	871	849	889
Suministro Máx.	1,045	1,027	1,021	1,033	1,040	1,039	1,024	1,039	1,040	1,005	927	922	935
Producción comprometida por Refinerías	111	104	100	96	96	92	89	87	81	96	109	101	114
Garantía Firmeza*	686	687	687	685	686	682	682	690	719	696	611	580	587
Con Interrupciones	347	382	408	454	452	404	473	435	428	435	621	546	534

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 27 de febrero de 2026.

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			67	\$ 7.09			47	\$ 8.08	21	\$ 7.15	1	\$ 8.89			136	114
	Cupiagua			94	\$ 8.15			10	\$ 10.32			90	\$ 10.50			193	103
	Cupiagua Sur							10	\$ 5.40	3	N.D.	52	\$ 10.24			64	10
	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	\$ 8.48							35	\$ 7.14			42	8
	Otros Interior	6.5	\$ 5.55	3	\$ 7.81	4.2	N.D.					37	\$ 8.25			51	14
Costa	Arrecife	4.9	\$ 4.88	0	N.D.							9	\$ 5.58	2.9	N.D.	17	8
	Ballena			5	N.D.											5	5
	Chuchupa			8	\$ 9.13							20	\$ 6.43	9.5	\$ 6.52	37	17
	Bloque VIM 5	39	\$ 6.20	7	\$ 9.46			36	\$ 8.71			133	\$ 9.79			215	82
	Bloque VIM 21	18.4	\$ 10.17					6	\$ 8.78	42	N.D.	42	N.D.			108	24
	B. Esperanza PE			9	\$ 7.81							80	N.D.			89	9
	Bonga Mamey			29	\$ 4.88											29	29
	Bullerengue			32	\$ 7.37											32	32
	Mágico											21	\$ 7.73			21	0
	FSRU - Importación			65	\$ 14.01											65	65
	Otros Costa			3	N.D.							15	\$ 11.28			18	3
Total	104	\$ 5.96	335	\$ 8.69	4	N.D.	131	\$ 8.31	88	\$ 15.24	534	\$ 8.72	12.4	\$ 6.42	1,208	587	
Total (%)		8.6%		27.7%		0.3%		10.9%		7.3%		44.1%		1.0%	100 %	48.5 %	

Bloque Esperanza PE: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuate, Cañandongo.

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

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

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 Infantas, La Loma, La Salina, Lisama, Llanito, Loma Larga, Mana, Palagúa, Palermo-Santa Clara, Palogrande, Pauto, Payoya, Provincia, Río Saldaña, Sardinata, Tello, Tempranillo, Tenay, Toquí Toquí, Velásquez, Yarigui-Cantagallo.

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

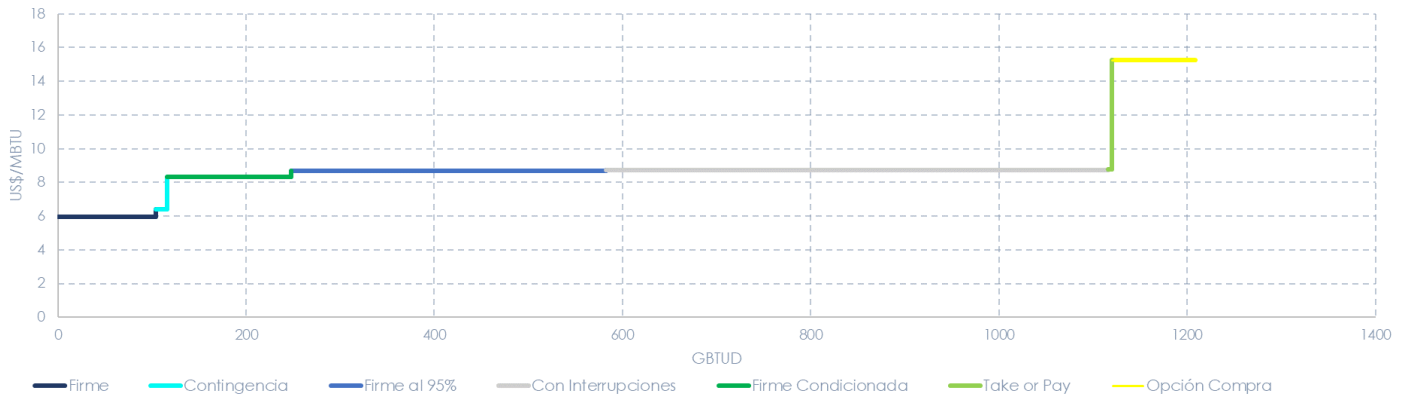
NOTA 2: La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

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 febrero se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,208 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** Con interrupciones (534 GBTUD), **ii)** CF95 (335 GBTUD) y **iii)** Firme (104 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **80 %** 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 **5.96** 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 **8.72** USD/MBTU y **8.69** 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			67	67			47	40	21	-	1	0			114	107
	Cupiagua			93	91			10	10			90	15			103	101
	Cupiagua Sur							10	8	3	-	52	14			10	8
	Floreña	35	35	4	3			17	17	17	-					55	55
	Gibraltar			4	3			6	5	6	-					10	8
	Istanbul			8	4							35	6			8	4
	Otros Interior	6	9	3	2	4	4					37	16			14	15
Costa	Arrecife	5	5	0.3	0.3							9	5	2.9	2.9	8	8
	Ballena			5	5											5	5
	Chuchupa			7	7							20	5	9.5	9.5	17	17
	Bloque VIM 5	39	18	7	4			36	17			133	-			82	38
	Bloque VIM 21	18	21					6	6	42	-	42	-			24	27
	B. Esperanza PE			9	8							80	-			9	8
	Bonga Mamey			29	25											29	25
	Bullerengue			31	8											31	8
	Mágico											21	10			-	-
	FSRU - Importación			65	64											65	64
Otros Costa			3	2							15	10			3	2	
Total		104	87	335	294	4	4	131	102	88	-	534	80	12.4	12.4	587	500
Nominado/Contratado (%)		84%		88%		87%		78%		0%		15%		100%		85 %	

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 **44 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es del **15 %**. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de estos contratos asciende al **85 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Contingencia, CF95 y Take or Pay y CF95 con el **100 %**, **88 %** y **87 %** 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 Cantidad (GBTUD)	Total garantiza firmeza Cantidad (GBTUD)
	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)		
Industrial	35	\$ 5.64	76	\$ 8.64			42	\$ 7.97	13	\$ 7.08	209	\$ 9.48	4	N.D.	378	157
Generación Térmica	35	N.D.	7	\$ 5.60			0	\$ 10.90	42	N.D.	212	\$ 7.79			297	43
Residencial	18	\$ 9.22	155	\$ 9.10	4	N.D.	41	\$ 8.14	24	\$ 13.82	30	\$ 6.48	8.4	\$ 7.02	281	226
GNVC	11	\$ 8.19	21	\$ 11.36			36	\$ 8.76	7	\$ 7.08	29.0	\$ 10.84			104	68
Comercial	1	\$ 3.38	43	\$ 8.76			3	\$ 8.07			48	\$ 9.53			96	47
Petroquímica	3	\$ 9.00					6	\$ 8.36			6	\$ 9.11			15	9
Refinería			27	\$ 4.90											27	27
Compresoras			6	\$ 10.05			3	N.D.	3	N.D.					12	9
Total	104	\$ 5.96	335	\$ 8.69	4	\$ 8.79	131	\$ 8.31	88	\$ 15.25	534	\$ 8.72	12.4	\$ 6.42	1,208	587
Total (%)	8.6%		27.7%		0.3%		10.9%		7.3%		44.2%		1.0%		100 %	48.5 %

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.

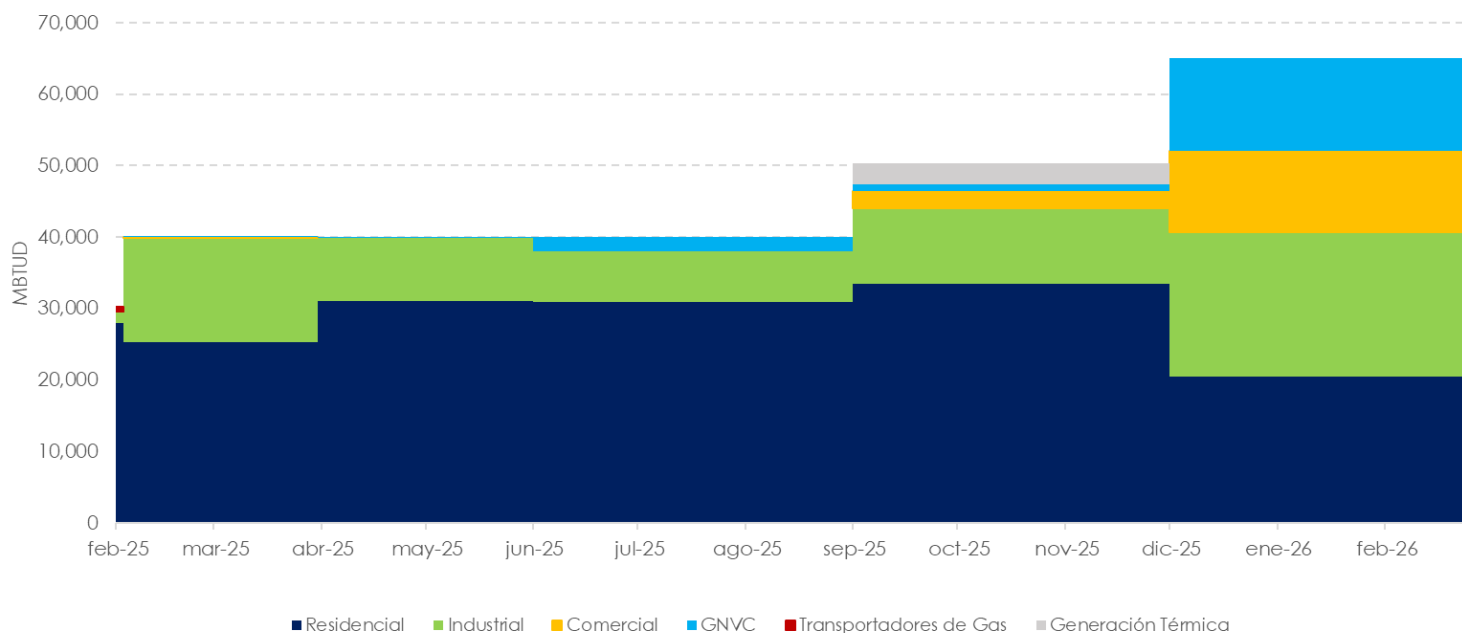
Cantidades contratadas y nominaciones finales por sector de consumo – Mercado primario

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	23	76	58			42	28	13	-	209	54	4.0	4.0	157	113
Generación Térmica	35	35	7	6			0	0.3	42	-	212	10			43	41
Residencial	18	17	155	141	4	4	41	37	24	-	30	4	8.4	8.4	226	206
GNVC	11	5	20	19			36	31	7	-	28.95	7.08			68	55
Comercial	1	1	43	42			3	1			48	4			47	44
Petroquímica	3	6					6	3			6	2			9	9
Refinería			27	23											27	23
Compresoras			6	6			3	3	2	-					9	9
Total	104	87	335	294	4	4	131	102	88	-	534	80	12.4	12.4	587	500
Total (%)	84%		88%		87%		78%		0%		15%		78%		85 %	

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.

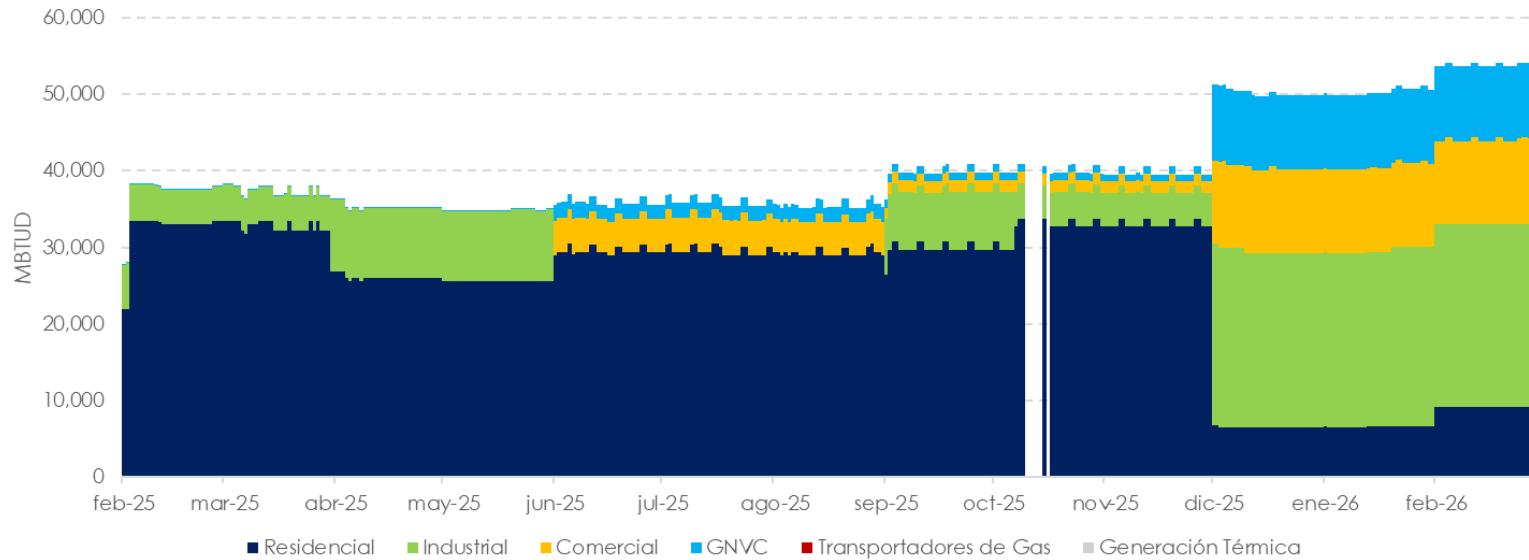
Cantidades contratadas de gas importado, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
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
feb-26	20,465	20,256	11,401	12,878	0	0

Cifras en MBTUD

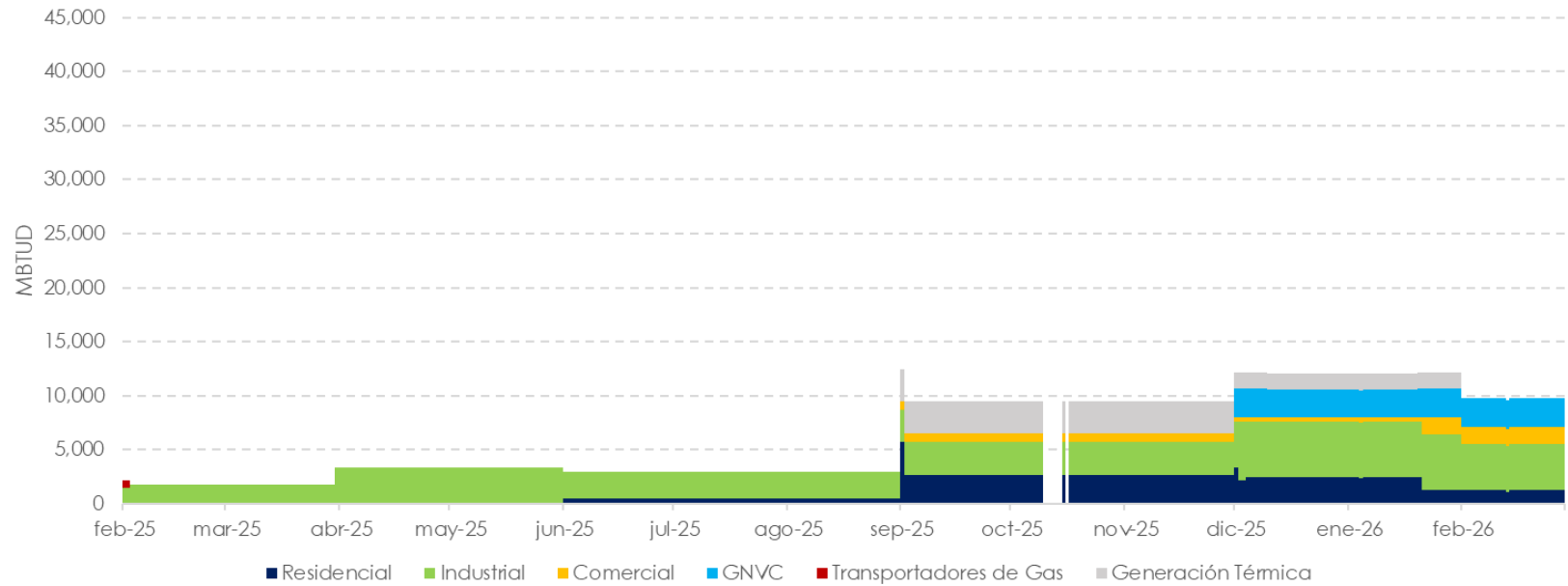
Nominaciones finales de gas importado en la región interior, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
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	26,099	4,221	1,258	782	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
feb-26	9,170	23,890	11,012	9,741	0	0

Cifras en MBTUD

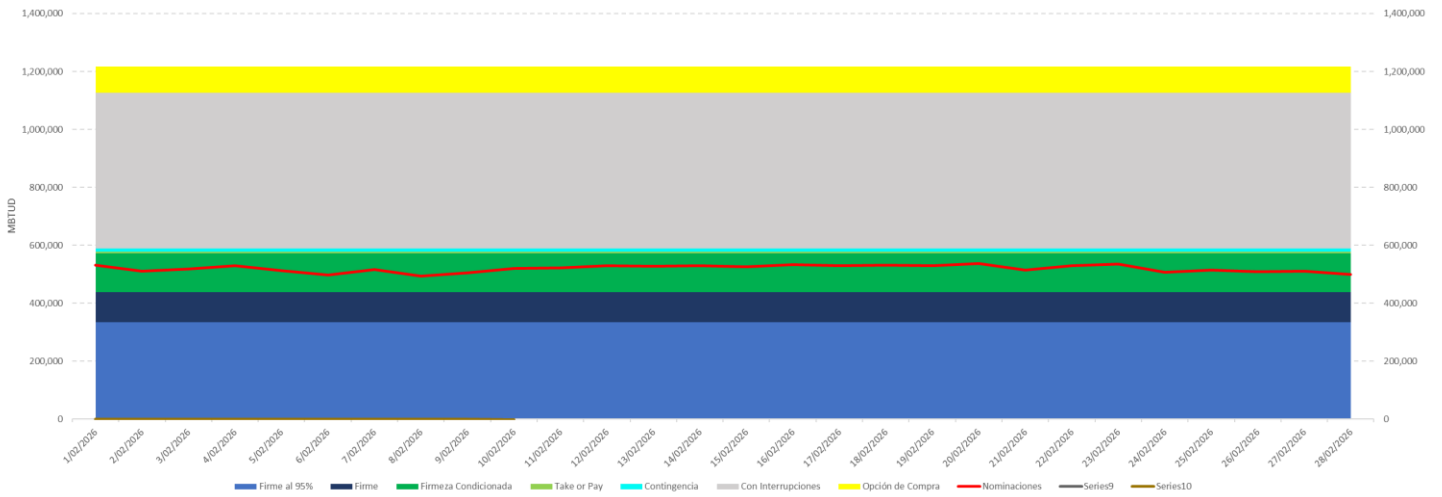
Nominaciones finales de gas importado en la región costa, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
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	2,190	2,419	628	0	0	2,419
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
feb-26	1,293	4,272	1,577	2,677	0	0

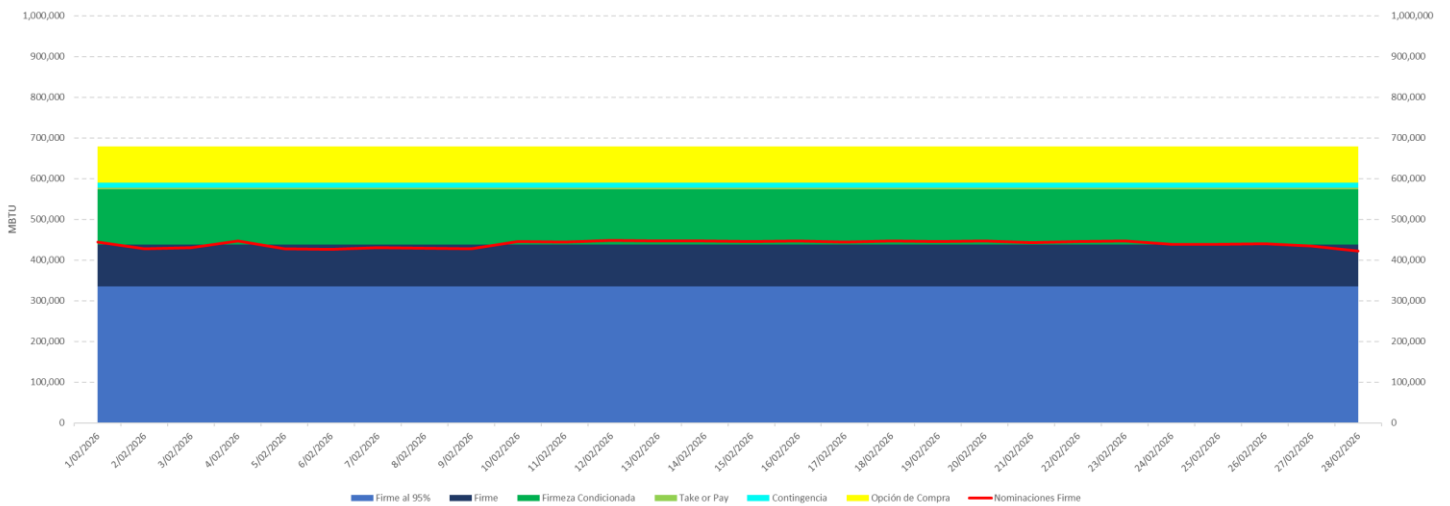
Cifras en MBTUD

Cantidades contratadas y nominaciones finales nivel nacional



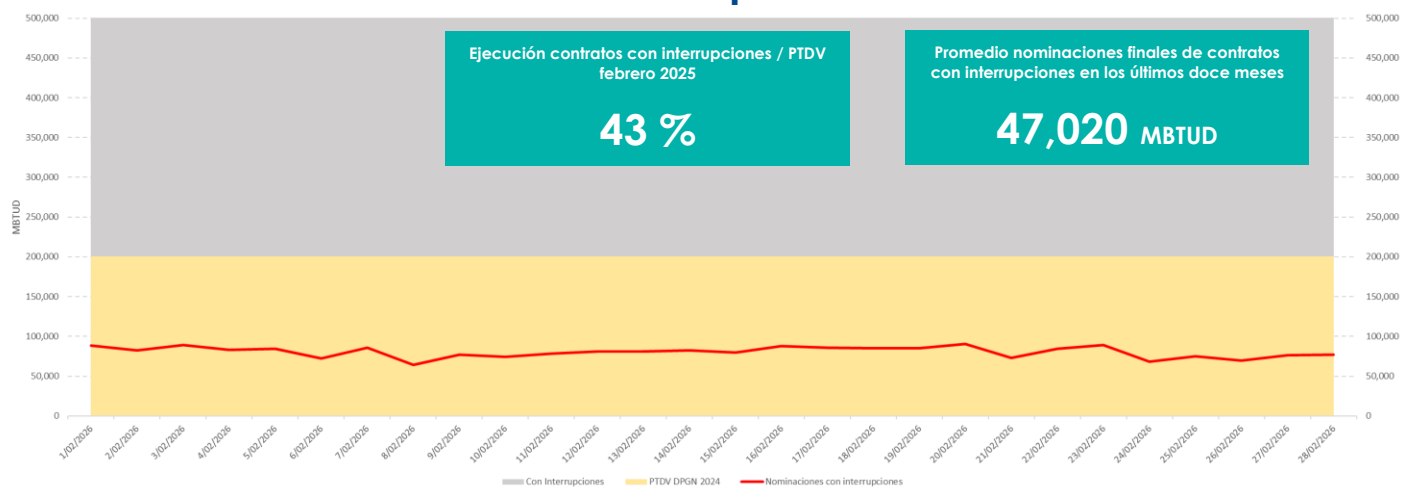
NOTA: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

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: 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.

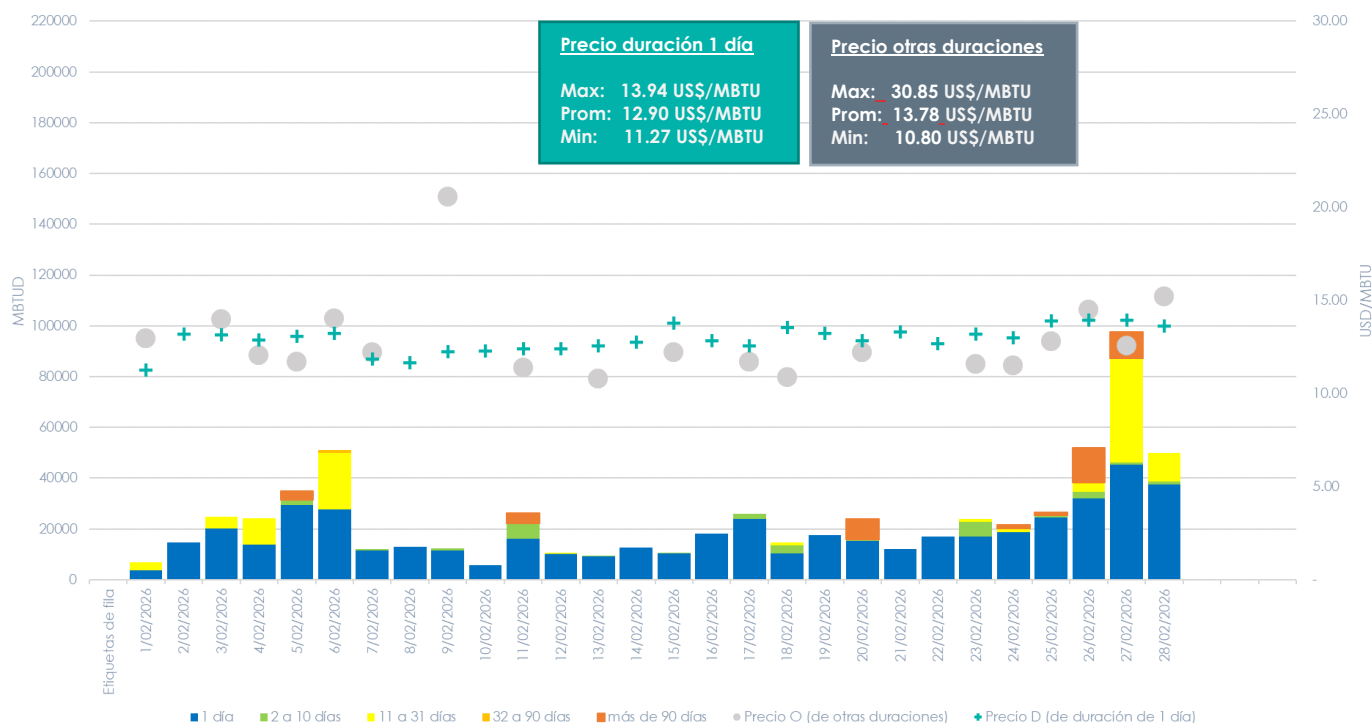
Fecha	Nominaciones finales de contratos con interrupciones
mar-25	31,816
abr-25	28,940
may-25	29,400
jun-25	24,174
jul-25	34,020
ago-25	54,771
sep-25	62,323
oct-25	55,922
nov-25	49,278
dic-25	48,485
ene-26	64,767
feb-26	80,345

Cifras en MBTUD

Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en febrero registró 507 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (330). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 11.27 USD/MBTU (febrero 01) y 13.94 USD/MBTU (febrero 26) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en febrero fue de 669,826 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.

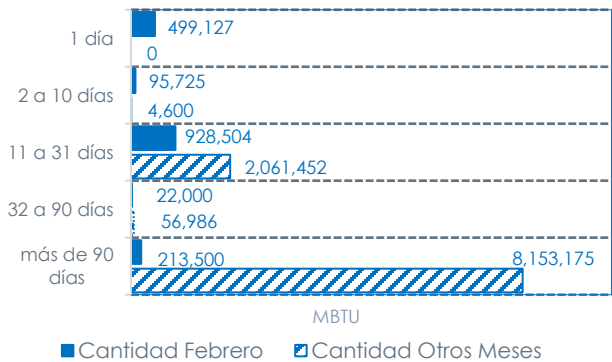
Número de operaciones en Febrero – Suministro

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	TOTAL	USD/MBTU
1 día	8	11	9	11	20	17	12	14	9	10	13	8	7	9	6	17	18	6	11	14	10	13	13	12	11	17	14	10	330	\$ 13.12
2 a 10 días					1	1	1		3	4	1	1		1	1	1						4		1	2	2	1		26	\$ 12.43
11 a 31 días	3		1	2		2					1	2											4	1		14	1	18	110	\$ 13.27
32 a 90 días						1																				3	1		5	\$ 12.24
más de 90 días					1						2													1	2	21	8		36	\$ 11.99
Total general	11	11	10	13	22	21	13	14	12	10	20	11	8	9	7	17	19	8	11	16	10	13	21	14	14	57	86	29	507	\$ 13.04

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 65.09% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 27 de febrero con 86 transacciones, equivalentes al 16.96 % 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 febrero – MBTU



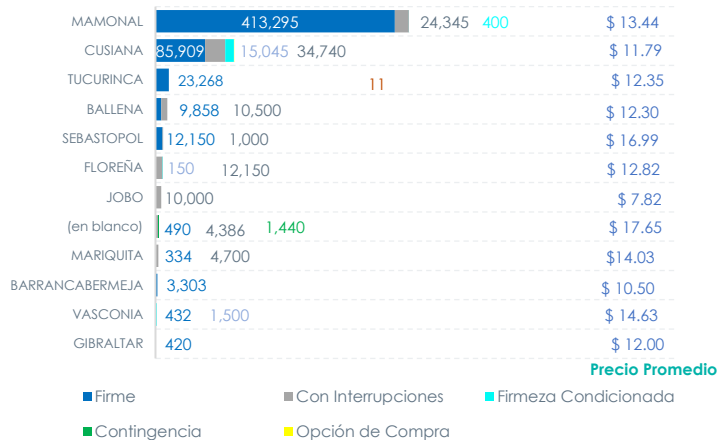
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **28.4 %** de los **1,758,856 MBTU** del volumen total transado ejecutado en febrero. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **8,366,675 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **14.6 %** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

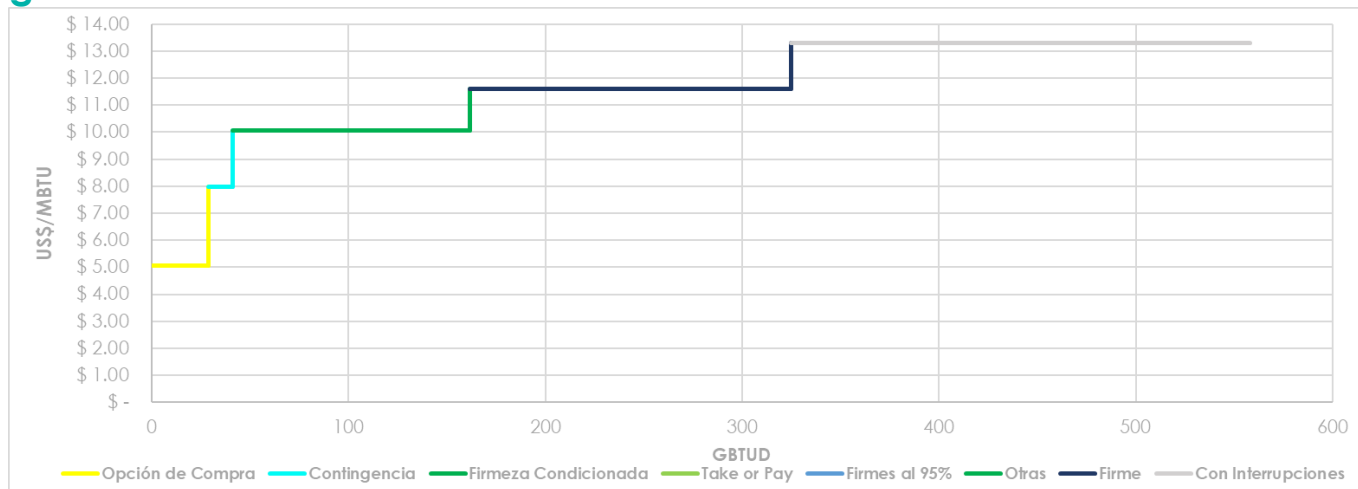
Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 438,040 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 549,459 MBTUD equivalente al 82.03% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 101,821 MBTUD, equivalente al 15.20%; la modalidad **“Firmeza Condicionada”** registró 17,095 MBTUD equivalentes al 2.55%; la modalidad **“Contingencia”** reportó 1,440 MBTU (0.21%) y **“Opción de Compra”** reportó 11 MBTU (0.0016%) en febrero. CUSIANA (208) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por, MAMONAL (172), los PUNTOS NO SNT (37), TUCURINCA (24) y BALLENA (20).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en febrero 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 \$13.29 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 71 % de la contratación total nacional agregada con 396 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en febrero 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	38.9	\$ 8.88	29.4	\$10.26	6.0	N.D.	57.9	\$ 13.63	6.0	N.D.	138.1	68.2
	Barranca	1.2	\$ 17.70					2.0	N.D.	6.0	\$ 6.34	9.2	1.2
	Vasconia			1.4	\$14.82			3.0	N.D.			4.4	1.4
	Sebastopol	3.8	\$ 21.16					8.4	\$ 13.99			12.2	3.8
	Gibraltar	2.665	\$ 7.18									2.7	2.7
	Caramelo											-	-
	Mariquita	0.15	\$ 17.95					7.8	\$ 14.44			7.9	0.2
	Corrales							1	N.D.			1.0	-
Costa	Jobo							15.0	\$ 9.25			15.0	-
	Ballena	6.0	\$ 11.39	1.5	N.D.			20.6	\$ 13.05			28.0	7.4
	Mamonal	58.7	\$ 13.58	40.8	\$ 9.19	22.8	\$ 5.83	57.0	\$ 15.16			179.3	99.5
	Bonga Mamey											-	-
	Tucurínca	42.3	\$ 9.84	46.8	\$10.46							89.0	89.0
	La Creciente											-	-
	Hocol											-	-
	Bullerengue	0.7	\$ 8.54					5.0	N.D.			5.7	0.7
No SNT*		8.6	\$ 15.48	1.0	\$ 8.32			55.9	\$11.29	0.2	\$ 35.92	65.6	9.6
Total general		162.8	\$ 11.59	120.9	\$10.05	28.8	\$ 5.06	233.5	\$ 13.29	12.2	\$ 7.97	558.2	283.7
Total (%)		29.2%		21.7%		5.2%		41.8%		2.2%		100%	50.83%

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

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS.

Región	No	Tramos*	Num agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMMMP	Volumen Mínimo (incluye 0)	Volumen Promedio	Volumen Maximo	Pareja de Cargos 80-20** (COP/KPC)
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	14	256.600	251.388	5.212	2,03 %	40.356	45.651	47.256	\$ 1.123,64
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	13	586.100	575.447	10.653	1,82 %	182.391	244.803	321.515	\$ 1.215,71
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	17	504.100	497.159	6.941	1,38 %	24.959	185.971	246.860	\$ 1.731,80
	4	CARTAGENA-MAMONAL	10	204.509	204.509	0	0,00 %	75.853	105.990	117.949	\$ 196,80
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	14	215.850	209.914	5.936	2,75 %	82.359	91.349	104.823	\$ 2.434,37
	6	JOBO-SINCELEJO	13	181.645	171.255	10.390	5,72 %	68.240	76.618	90.000	\$ 2.649,81
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	40.000	37.799	2.201	5,50 %	24.830	27.539	89.936	\$ 1.061,19
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL		13.943	0	13.943	100,00 %	0	0	0	\$ 5.061,32
	9	APIAY-OCOYA	6	24.175	16.424	7.751	32,06 %	5.484	6.636	11.656	\$ 2.024,62
	10	APIAY-USME	3	18.197	17.317	880	4,84 %	14.682	17.173	17.471	\$ 3.181,13
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	5	148.000	82.891	65.109	43,99 %	40.150	49.671	72.591	\$ 2.872,69
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	14	260.000	207.166	52.834	20,32 %	55.229	80.172	104.729	\$ 6.035,06
	13	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	2	30.190	29.576	614	2,03 %	4.424	16.428	21.604	\$ 9.086,10
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	8	203.000	95.359	107.641	53,03 %	39.377	57.019	87.855	\$ 2.463,14
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15.552	5.358	10.194	65,55 %	3.542	4.345	4.756	\$ 3.760,76
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12.015	4.127	7.888	65,65 %	2.841	3.211	3.544	\$ 6.765,06
	17	COGUA-SABANA_F	7	215.000	135.199	79.801	37,12 %	91.881	128.659	142.307	\$ 2.125,68
	18	CUSIANA-APIAY	10	70.569	53.483	17.086	24,21 %	27.984	30.952	34.024	\$ 2.941,11
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	33	470.000	317.751	152.249	32,39 %	257.621	296.885	316.808	\$ 353,50
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	28	470.000	300.378	169.622	36,09 %	256.156	295.686	315.404	\$ 4.048,87
	21	FLANDES-GUANDO	2	10.738	2.000	8.738	81,37 %	1.121	1.224	1.345	\$ 4.312,94
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2.156	1.538	618	28,66 %	1.065	1.520	3.360	\$ 4.599,40
	23	FLOREÑA-YOPAL	9	16.161	13.022	3.139	19,42 %	8.922	9.640	11.033	\$ 1.109,09
	24	GBS_J-GBS_F	12	63.744	12.028	51.716	81,13 %	9.490	10.795	13.924	\$ 4.016,99
	25	GIBALTAR-BUCARAMANGA	9	42.000	40.145	1.855	4,42 %	807	20.189	26.275	\$ 12.843,23
	26	GUALANDAY-NEIVA	2	11.000	9.165	1.835	16,68 %	6.674	7.738	13.689	\$ 21.534,33
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0,00 %	730	816	865	\$ 11.661,79
	28	LA BELLEZA-COGUA	13	223.500	137.401	86.099	38,52 %	94.611	131.267	145.007	\$ 1.404,01
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	17	305.000	214.340	90.660	29,72 %	104.388	144.389	178.137	\$ 2.127,62
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	3	20.098	15.370	4.728	23,52 %	11.124	12.855	13.715	\$ 6.231,43
	31	MARIQUITA-PEREIRA	8	168.000	130.791	37.209	22,15 %	59.743	73.084	80.826	\$ 3.552,36
	32	NEIVA-HOBO	1	2.765	1.450	1.315	47,56 %	241	847	1.245	\$ 32.807,34
	33	PEREIRA-ARMENIA	6	158.000	109.441	48.559	30,73 %	48.876	56.973	63.674	\$ 1.250,87
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3.675	3.430	245	6,67 %	2.232	3.450	3.891	\$ 10.578,56
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4.637	4.165	472	10,18 %	3.106	3.667	3.996	\$ 7.371,05
	36	SEBASTOPOL-MEPELLIN	9	78.000	60.785	17.215	22,07 %	32.620	48.793	55.941	\$ 6.656,36
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	6	143.000	61.810	81.190	56,78 %	25.361	58.134	149.260	\$ 1.033,00
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	268	92	25,56 %	197	233	264	\$ 25.813,40
	39	VASCONIA-MARIQUITA	9	192.000	149.424	42.576	22,18 %	80.500	93.980	142.883	\$ 2.048,76
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11.836	4.500	7.336	61,98 %	3.091	3.601	3.800	0
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73.600	73.600	0	0,00 %	842	30.682	34.678	\$ 432,81

TRAMOS EN CONTRAFLUJO

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	102.900	101.545	1.355	1,32 %	\$ 1.123,64
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	12	172.400	169.600	2.800	1,62 %	\$ 1.215,71
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	13	230.000	227.800	2.200	0,96 %	\$ 1.731,80
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	5	18.100	15.900	2.200	12,15 %	\$ 2.434,37
	5	SINCELEJO-JOBO	5	10.100	7.900	2.200	21,78 %	\$ 2.649,81
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	2	109.500	22.093	87.407	79,82 %	\$ 6.035,06
	7	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	5	19.726	14.935	4.791	24,29 %	\$ 9.086,10
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	7	130.000	57.800	72.200	55,54 %	\$ 2.463,14
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	2	70.900	70.211	689	0,97 %	\$ 2.127,62
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	12	206.000	99.410	106.590	51,74 %	\$ 1.033,00

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 febrero 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.

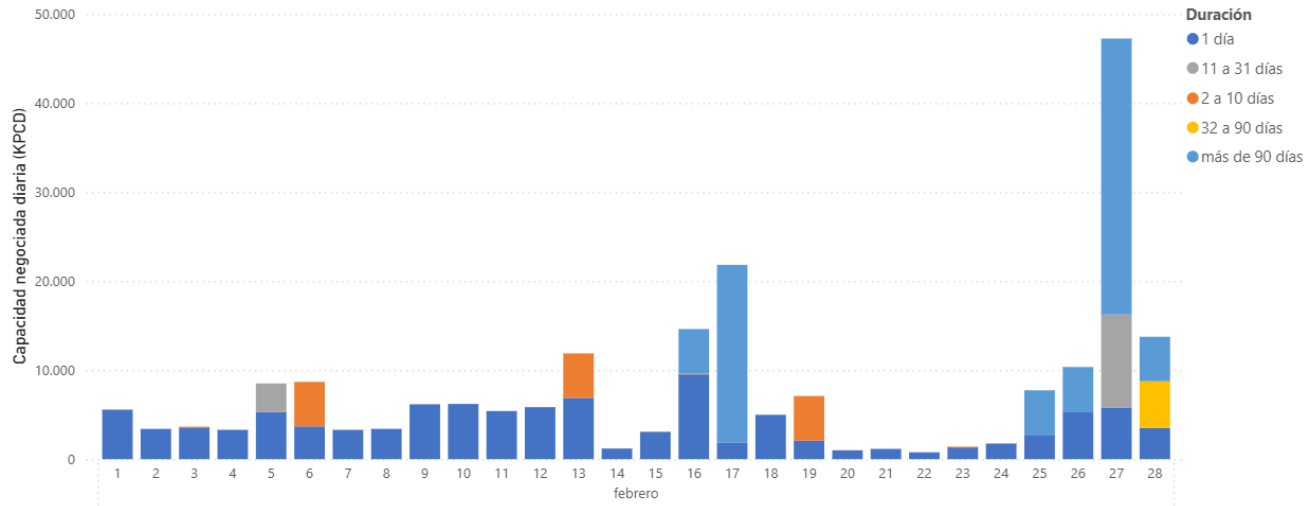
Bajo esta condición, en **sentido de flujo** los tramos que presentaron los niveles más ajustados fueron: **Cartagena-Mamonal** (0,00%), **Guando-Fusagasugá** (0,00%) y **Yumbo/Cali-Cali** (0,00%). A estos se sumaron Barranquilla-La Mami (1,38%), Cartagena-Barranquilla (1,82%), Ballena-La Mami (2,03%) y Bucaramanga-Barrancabermeja (2,03%), junto con Sincelejo-Cartagena (2,75%), Gibraltar-Bucaramanga (4,42%), Apiay-Usme (4,84%), La Creciente-Sincelejo (5,50%), Jobo-Sincelejo (5,72%) y Pradera-Popayán (6,67%), que también se ubicaron por debajo del umbral.

Por su parte, en **sentido de contraflujo**, los tramos con relación CDP/CMMP ≤ 10% correspondieron a **La Mami-Barranquilla** (0,96%), **Vasconia-La Belleza** (0,97%), **La Mami-Ballena** (1,32%) y **Barranquilla-Cartagena** (1,62%), 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 febrero del 2026 se registraron 151 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (125).

Transacciones mercado secundario Febrero – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Número de operaciones en Febrero – 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	TOTAL	
1 día	5	3	4	3	6	4	3	3	4	4	3	3	4	2	5	13	6	8	6	4	3	2	5	5	3	4	7	3	125	
2 a 10 días	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	6
11 a 31 días	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	8	
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	4	4	
más de 90 días	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	3	1	8	
TOTAL	6	3	5	3	7	5	3	3	4	4	3	3	5	2	5	15	7	8	7	4	3	2	6	5	4	5	16	8	151	

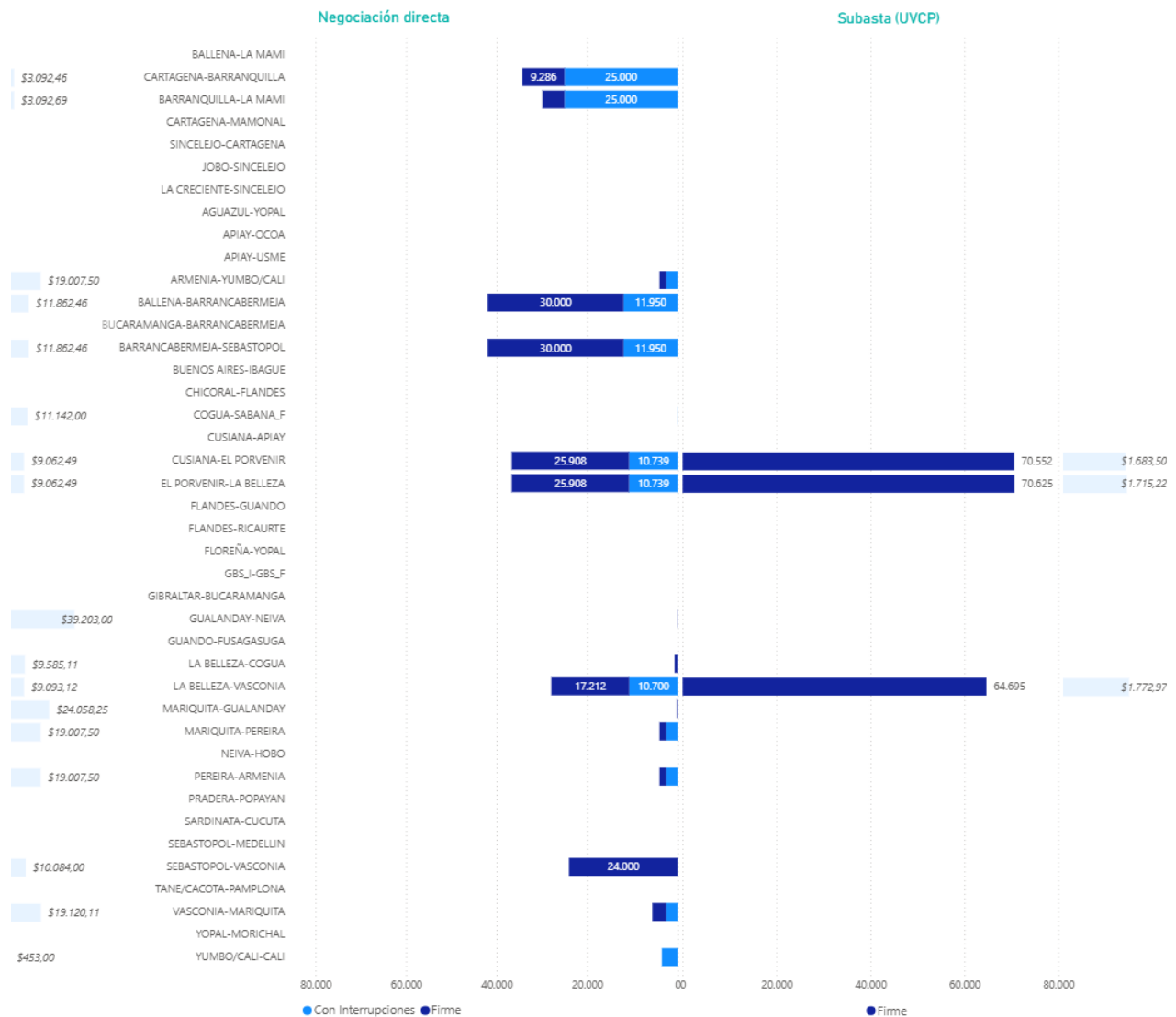
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 724,46 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 16 y 27 de febrero con 15 y 16 transacciones por día respectivamente, equivalentes al 20,52 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Del total de transacciones (151), **77 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 74 se dieron bajo negociación directa**. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las capacidades transadas por **negociación directa representaron el 59 % del total** de la capacidad negociada en el mes. **Se destaca el tramo BALLENA - BARRANCABERMEJA** para el cual se transaron 30.000 KPCD en modalidad Firme y 11.950 KPCD en modalidad Con Interrupciones.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron **CUSIANA - EL PORVENIR** con 116 transacciones (42 asignadas mediante negociación directa y 74 asignadas mediante subasta), **EL PORVENIR - LA BELLEZA** con 116 transacciones (42 asignadas mediante negociación directa y 74 asignadas mediante subasta), **LA BELLEZA - VASCONIA** con 81 transacciones (26 asignadas mediante negociación directa y 55 asignadas mediante subasta), **CARTAGENA - BARRANQUILLA** con 11 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), **BALLENA - BARRANCABERMEJA** con 8 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), **BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL** con 8 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).

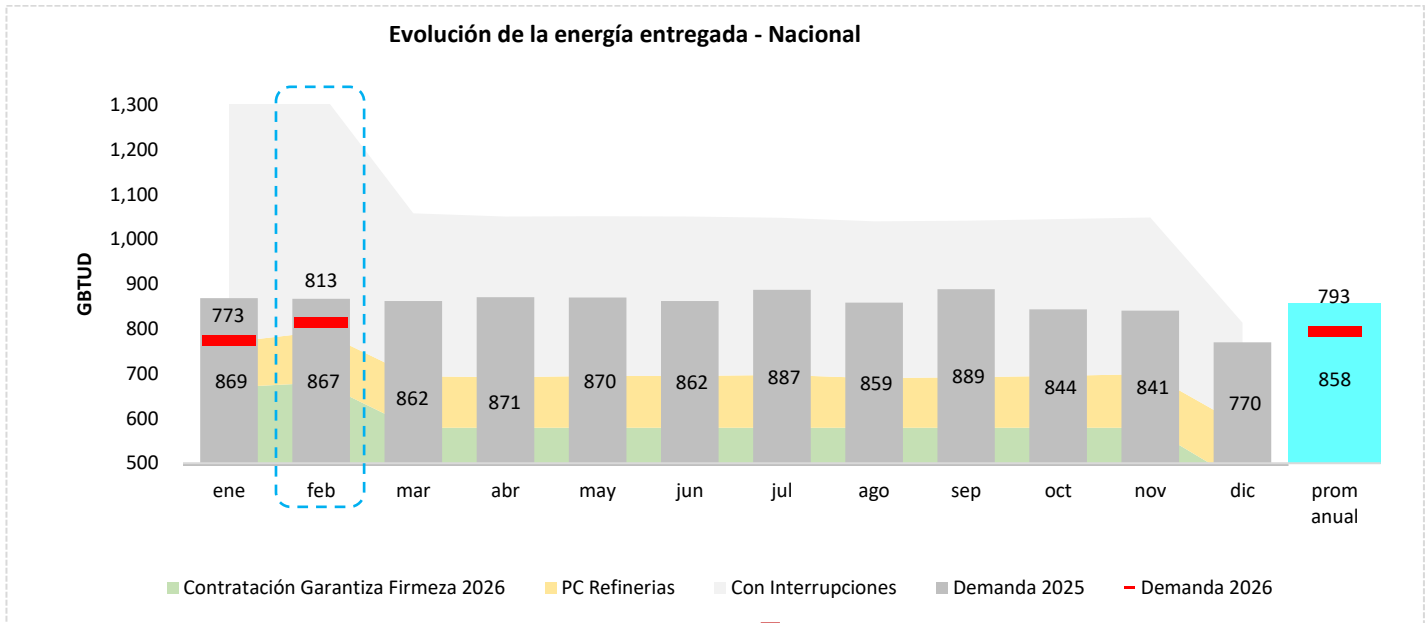


Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de **febrero de 2026** se observa una demanda promedio de **813 GBTUD**, esto es **6.2% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2025 que se situó en 867 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2026 es de **793 GBTUD**, estando por debajo un **7.5%** al promedio anual del 2025 (858 GBTUD).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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.

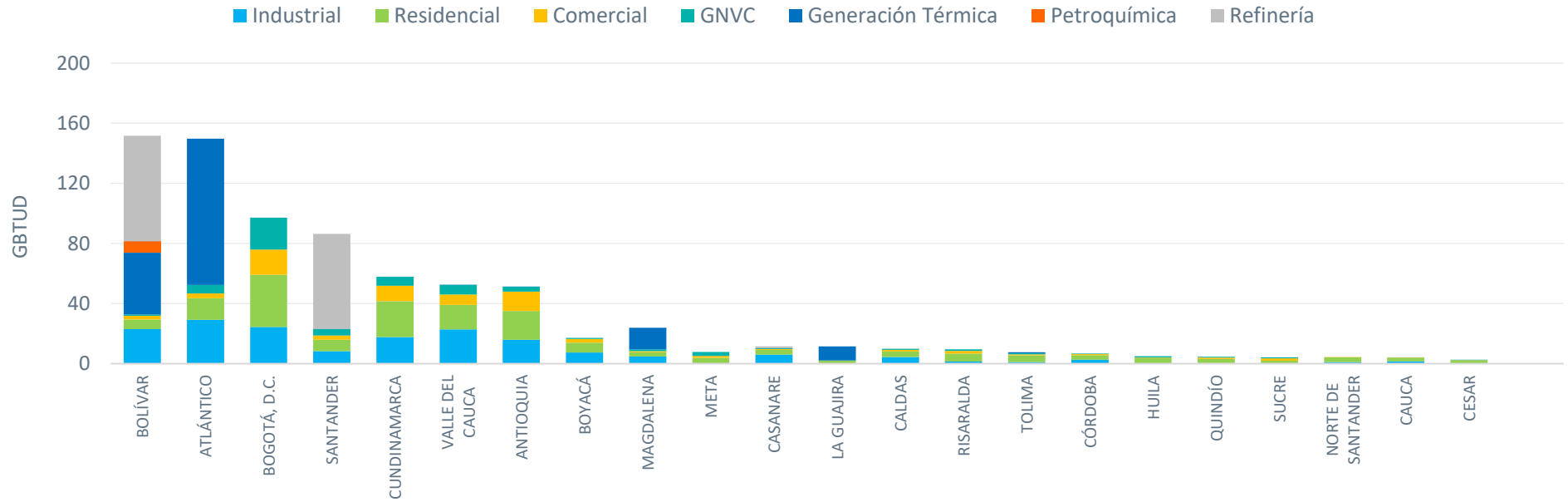
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **febrero de 2026** la demanda **térmica** fue 11 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2025; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 66 GBTUD.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2025	185 / 685	152 / 716	159 / 703	175 / 696	153 / 717	170 / 692	190 / 697	169 / 690	187 / 702	158 / 686	169 / 672	134 / 636
2026	144 / 629	163 / 650										

Térmica
 No Térmica

Energía entregada promedio por departamento y sector de consumo - SNT



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

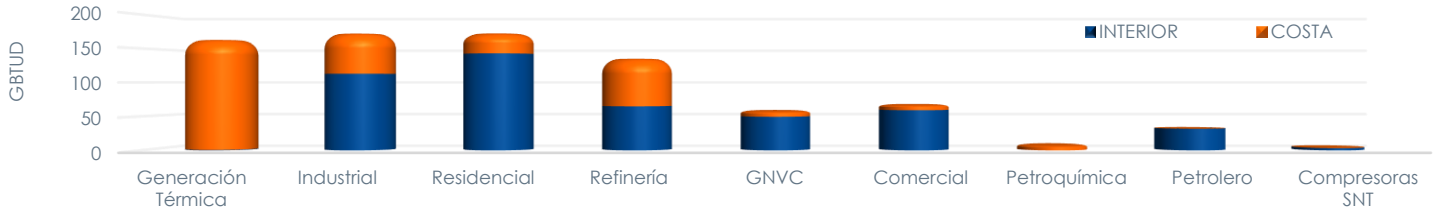
	Residencial	6.4	14.3	34.8	7.7	24.0	16.2	19.1	6.5	3.0	3.7	3.3	2.1	3.7	5.3	4.3	3.1	3.7	2.8	1.7	3.1	2.1	1.7	173
	Comercial	2.5	3.1	16.8	2.8	10.1	6.9	12.8	2.4	0.6	1.2	0.5	0.0	1.1	1.8	0.7	0.6	0.3	0.9	1.5	0.1	0.4	0.3	67
	Industrial	23.0	29.3	24.4	8.2	17.6	22.9	15.9	7.4	4.7	0.2	6.0	0.0	4.4	1.4	1.1	2.6	0.1	0.3	0.3	1.0	1.6	0.2	173
	GNVC	0.8	5.6	21.2	4.2	6.1	6.4	3.2	0.9	1.2	2.6	0.5	0.0	0.7	1.1	0.8	0.4	0.9	0.6	0.7	0.0	0.0	0.5	58
	Generación Térmica	41.1	97.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.4	0.0	0.0	9.4	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	163
	Refinería	70.3	0.0	0.0	63.5	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	0.0	135
	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	0.0	25.4	0.0	6.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32
	Compresoras	0.6	0.0	0.0	1.9	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.2	0.1	0.2	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	4
	TOTAL	152	150	97	88	58	52	51	43	24	14	12	12	10	10	8	7	5	5	4	4	4	3	813

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 **febrero de 2026** el sector que registra mayor energía tomada es el industrial con 173 GBTUD en promedio, de los cuales 113 GBTUD corresponden a la región Interior y 60 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 173 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 143 GBTUD respecto a la costa con 30 GBTUD.












	Generación Térmica	Industrial	Residencial	Refinería	GNVC	Comercial	Petroquímica	Petrolero	Compresoras SNT
COSTA	162	60	30	70	9	8	8	0	1
INTERIOR	1	113	143	65	49	59	0	32	3
TOTAL Nacional	163	173	173	135	58	67	8	32	4
% Segmento	20.1%	21.2%	21.3%	16.6%	7.2%	8.3%	1.0%	3.9%	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 **febrero de 2026**, con respecto enero de 2026 se observa un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica de la costa y una disminución en los consumos de refinería del interior.

TIPO DE USUARIO			Septiembre 2025		Octubre 2025		Noviembre 2025		Diciembre 2025		Enero 2026		Febrero 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	8
		Interior	0	59	0	58	0	58	0	55	0	55	0	59
	Generación Térmica	Costa	169	0	147	0	165	0	133	0	142	0	162	0
		Interior	17	0	11	0	3	0	1	0	2	0	1	0
	GNVC	Costa	8	0	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0
		Interior	52	0	52	0	51	0	50	0	45	0	49	0
	Industrial	Costa	59	8	51	6	50	6	51	5	52	5	55	5
		Interior	142	21	142	21	141	21	94	20	91	20	92	21
	Petroquímica	Costa	9	0	8	0	8	0	8	0	8	0	8	0
		Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Refinería	Costa	68	0	60	0	61	0	67	0	69	0	70	0
		Interior	67	0	71	0	63	0	70	0	76	0	65	0
	Residencial	Costa	0	30	0	29	0	28	0	31	0	30	0	30
		Interior	0	142	0	142	0	139	0	135	0	134	0	143
	Petrolero	Costa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Interior	25	0	25	0	24	0	29	0	27	0	32	0
	Compresoras SNT	Costa	5	0	6	0	4	0	4	0	1	0	1	0
		Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	3	0
Subtotal UR/UNR			Septiembre 2025		Octubre 2025		Noviembre 2025		Diciembre 2025		Enero 2026		Febrero 2026	
		Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
		Costa	318	45	279	43	299	41	272	44	279	42	304	44
		Interior	304	222	301	221	282	218	245	210	243	209	242	223
TOTAL			889		844		841		770		773		813	

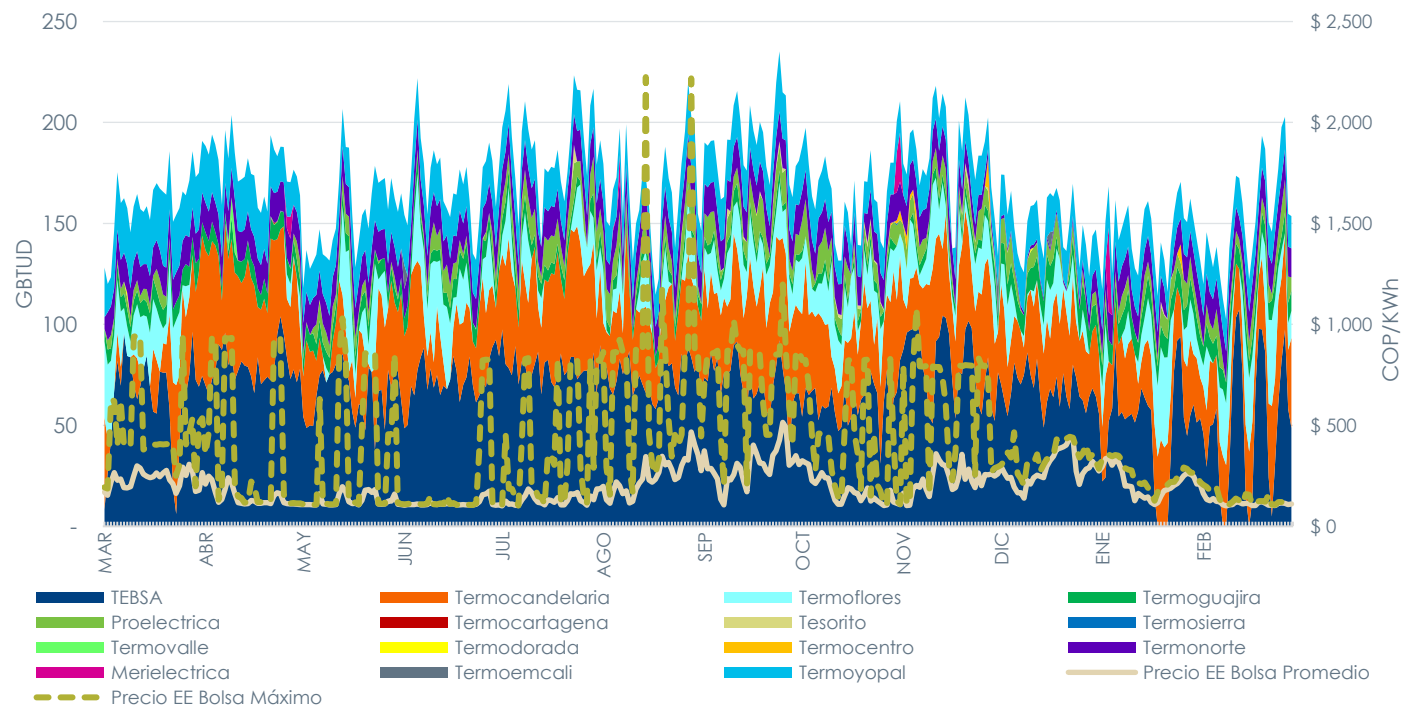
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

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 febrero fue en promedio 152 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



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

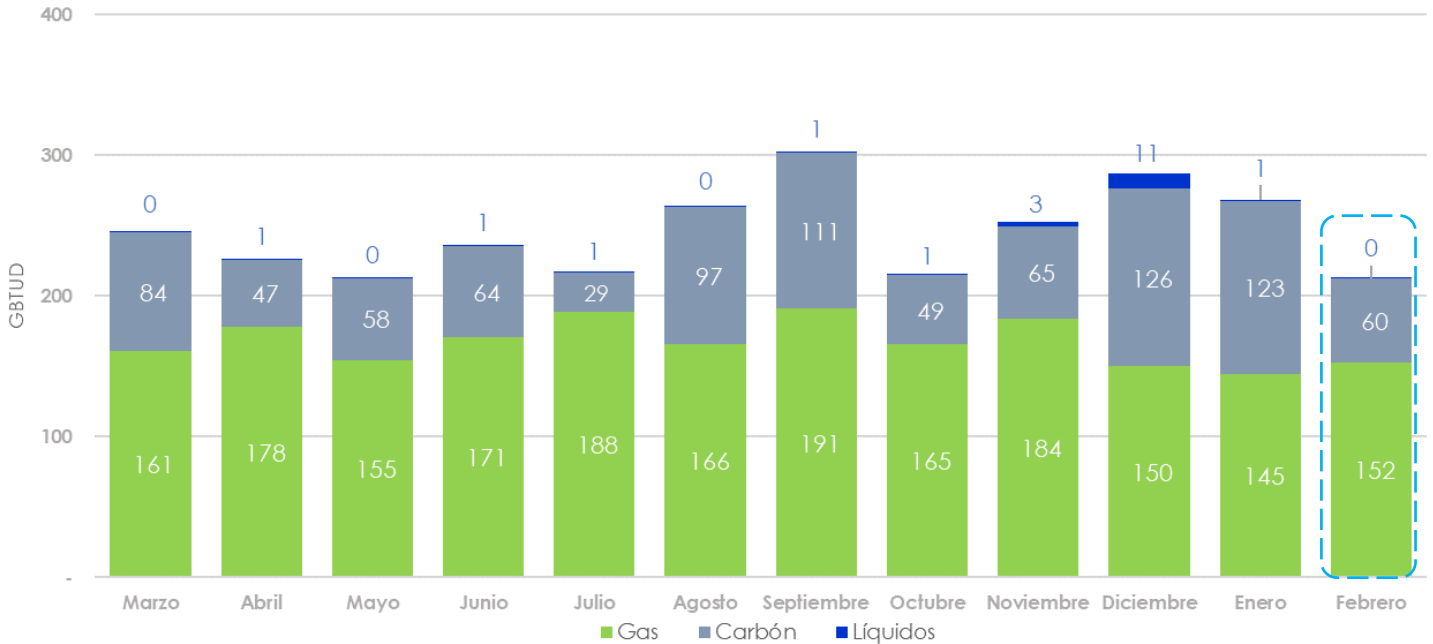
Para el mes de febrero las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 102 GBTUD y 203 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (51 GBTUD), Termocandelaria (33 GBTUD), Termoflores (19 GBTUD), Termoyopal (17 GBTUD), Termonorte (14 GBTUD), Termoguajira (9 GBTUD) y Proeléctrica (8 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 febrero el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 152 GBTUD¹ que representó el 71.5 % del total, carbón con 60 GBTUD (28.3 %) y los combustibles líquidos consumieron 0.3 GBTUD (0.2 %).

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

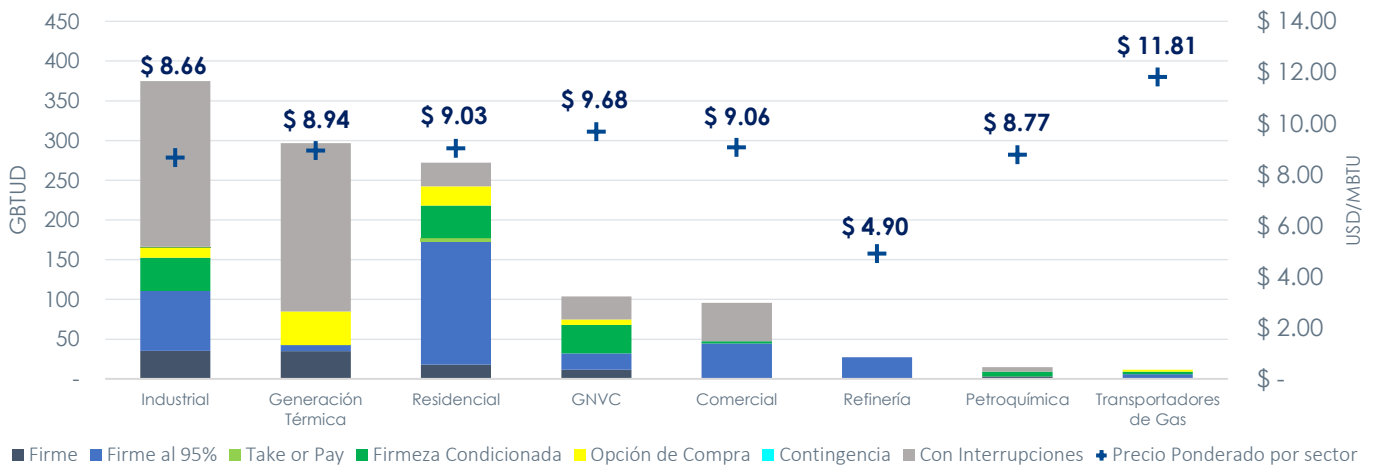
Consumo de combustible para generación eléctrica



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 Yaguara), Frontera Energy (Campo La Creciente), CNE Oil & Gas (Acordeón, Alboka, Clarinete, Claxón, Oboe, Pandereta y Saxofón), y CNEOG Colombia Sucursal Colombia (Aguas Vivas, Arandala, Brega, 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