

INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

JULIO 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 julio de 2026 el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 1,029 GBTUD, aumentando en un 5 % con respecto a mayo de 2026 (45 GBTUD). La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 317 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 50 % de la energía total contratada para julio, con un precio de 8.81 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 6.09 USD/MBTU para la modalidad firme. Resalta que el precio promedio de la modalidad Opción de Compra alcanza los 15.17 USD/MBTUD. Por su parte, la modalidad con Interrupciones representó el 50 % de la contratación total, con un precio promedio de 8.99 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario presentaron un crecimiento de 57.63% al pasar de 524 en junio a 826 en julio de 2026. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en julio, la modalidad "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con 5.06 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Firmeza Condicionada (CGNIGT)" representa el valor más alto sobre los 17.36 USD/MBTU. Por parte de los contratos con la modalidad "Con Interrupciones", se presenta un precio promedio ponderado de 16.20 USD/MBTU y los contratos "Firme", presentan un precio promedio ponderado de 12.91 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** en julio de 2026, el SNT operó con capacidad disponible primaria limitada en varios tramos, tanto en sentido de flujo como en contraflujo. En flujo, los tramos Ballena-La Mami, Cartagena-Mamonal, Guando-Fusagasugá y Yumbo/Cali-Cali no registraron capacidad disponible primaria frente a la capacidad máxima de mediano plazo. También presentaron una relación CDP/CMMP inferior al 10 % los tramos Cartagena-Barranquilla, Barranquilla-La Mami, Sincelejo-Cartagena, Jobo-Sincelejo, La Creciente-Sincelejo, Apiay-Usme, Gibraltar-Bucaramanga, Pradera-Popayán y Sardinata-Cúcuta. En contraflujo, los tramos críticos fueron La Mami-Ballena, Barranquilla-Cartagena, La Mami-Barranquilla y Vasconia-La Belleza, todos con una relación CDP/CMMP inferior al 2 %.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** en julio de 2026, el mercado secundario de transporte registró 276 operaciones, lo que representó un incremento del 3,0 % frente a junio. La actividad se concentró principalmente en contratos con duración de un día, con 247 operaciones, equivalentes al 89,5 % del total. La jornada con mayor actividad fue el 1 de julio, con 15 operaciones; seguida por los días 8, 10 y 30 de julio, con 12 operaciones cada uno, y el 24 de julio, con 11 operaciones. Por mecanismo de negociación, la Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo —SUVCP— concentró 95 operaciones, equivalentes al 34,4 % del total, mientras que la negociación directa registró 181 operaciones, con una participación del 65,6 %.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en julio de 2026 fue de 910 GBTUD, aumentó 32 GBTUD frente a la demanda registrada en el mes de junio de 2026 (878 GBTUD), explicado principalmente un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica de la costa y del interior y una disminución en el sector refinera 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 **julio**.

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	425	390	36	426	100%
	Gibraltar	29	30	0	30	101%
	Istanbul	21	15	0	15	69%
	Otros campos interior	63	6	32	38	60%
Costa	Arrecife	18	0	11	11	60%
	Bloque VIM 5, 21 y esperanza	118	52	9	61	52%
	Ballena y Chuchupa	69	66	0	66	96%
	Bonga/Mamey	29	23	0	23	78%
	Bullerengue	0	5	0	5	-
	Mágico	32	26	0	26	81%
	Otros campos costa	12	2	10	12	101%
Total Potencial de Producción		817	615	97	712	87%
Planta Regasificación Cartagena***		465	317	0	317	68%
Total		1,282	932	97	1,029	

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 Resolución No. 01375 del 27 de julio de 2026.

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

*** En la declaración de producción con Resolución No. 01375 del 27 de julio de 2026 no se encuentra información de Bullerengue

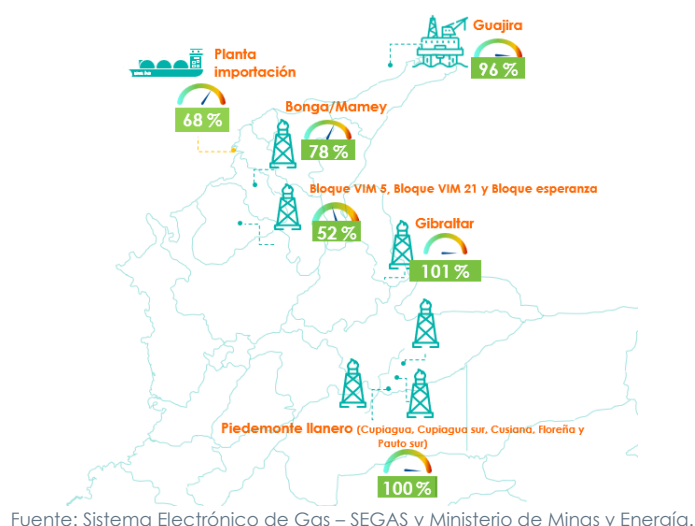
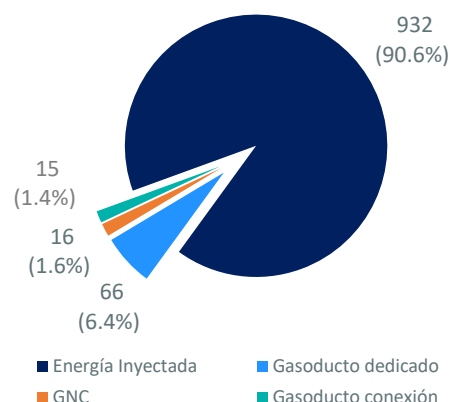
**** Capacidad total de la planta de regasificación.

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, Toqui Toqui

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

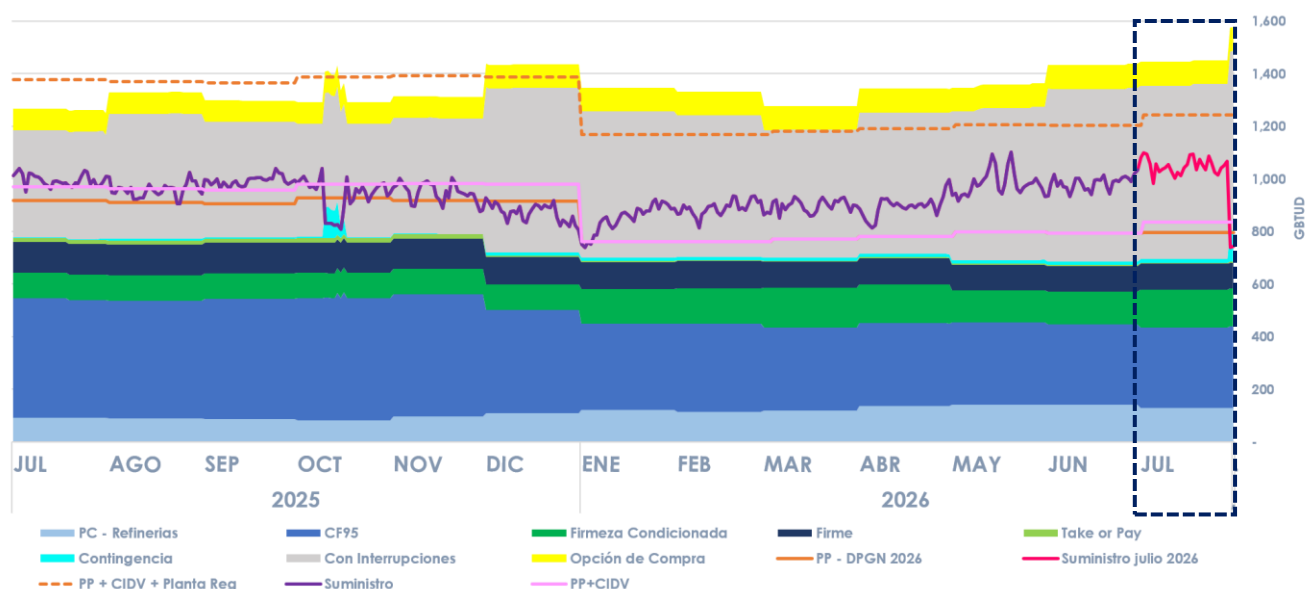

Suministro mensual promedio (GBTUD)


Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- La información de la contratación vigente para el periodo julio 2025 – julio 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 julio la contratación¹ respaldada con firmeza representó **662 GBTUD**, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró **664 GBTUD**. El **suministro² promedio** del mes fue de **1,029 GBTUD**, con oscilaciones entre **738 GBTUD (min.)** y **1,099 GBTUD (máx.)**.



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>).

VARIABLE (GBTUD)	JUL25	AGO25	SEP25	OCT25	NOV25	DIC25	ENE26	FEB26	MAR26	ABR26	MAY26	JUN26	JUL26
Potencial de Producción	917	910	904	926	918	914	760	760	771	782	798	795	795
Suministro Min.	950	905	962	809	875	806	739	813	850	813	916	932	738
Suministro Prom.	995	957	992	936	948	871	849	890	897	896	983	984	1,029
Suministro Máx.	1,039	1,024	1,039	1,040	1,005	927	922	936	932	996	1,102	1,035	1,099
Producción comprometida por Refinerías	92	89	87	81	96	109	121	114	120	136	140	142	128
Garantía Firmeza	764	764	772	800	777	701	669	679	671	668	641	635	662
Con Interrupciones	408	477	439	432	439	625	557	538	485	538	575	656	664

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.

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	\$ 7.09			64	\$ 8.85	21	\$ 7.25	185	\$ 10.49	3.7	\$ 15.91	337	152
	Cupiagua			77	\$ 7.83			1	N.D.					1.3	\$ 17.38	79	79
	Cupiagua Sur							11	\$ 6.11	3	N.D.	46	\$ 8.89	1.2	\$ 15.71	61	15
	Floreña	35	N.D.	4	\$ 8.23			17	\$ 9.80	17	\$ 18.52					73	73
	Gibraltar			4	\$ 5.47			7	\$ 4.34	7	\$ 7.11					18	18
	Istanbul			8	\$ 8.53							42	\$ 8.11			50	8
	Otros Interior	6.5	\$ 5.55	3	\$ 7.64	4.2	N.D.					39	\$ 8.12			53	14
Costa	Arrecife	4.9	\$ 4.88	5.3	\$ 11.77							9	\$ 5.59	3.2	\$ 6.33	22	13
	Ballena			5	N.D.											5	5
	Chuchupa			7	\$ 8.65							22	\$ 6.34	10.9	\$ 7.07	40	18
	Bloque VIM 5	34	\$ 6.56	7	\$ 10.01			36	\$ 9.16			133	\$ 9.79			210	77
	Bloque VIM 21	18.4	\$ 10.27					6	\$ 9.24	42	N.D.	42	N.D.			108	66
	B. Esperanza PE			9	\$ 7.81							80	N.D.			89	9
	Bonga Mamey			29	\$ 4.88											29	29
	Bullerengue			32	\$ 7.39											32	32
	Mágico											51	\$ 9.66			51	0
	FSRU - Importación			52	\$ 15.86											52	52
	Otros Costa			3	N.D.							15	\$ 11.35	0.1	\$ 8.29	18	3
Total		99	\$ 6.09	307	\$ 8.81	4	\$ 8.79	142	\$ 8.59	90	\$ 15.17	664	\$ 8.99	20.4	\$ 9.73	1,326	662
Total (%)		7.4%		23.1%		0.3%		10.7%		6.8%		50.1%		1.5%		100 %	50 %

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, Brevia, 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 West, Corrales, Dina Cretáceo, Dina Norte, Dina Terciario, Kananaskis, La Cañada Norte, La Cira Infantas, La Loma, La Salina, Lisama, Llanito, Loma Larga, Mana, Palagua, Palermo-Santa Clara, Palogrande, Pauto, Payoa, Provincia, Rio Saldaña, Sardinata, Tello, Tempranillo, Tenay, Toquí Toquí, Velásquez, Yarigui-Cantagallo.

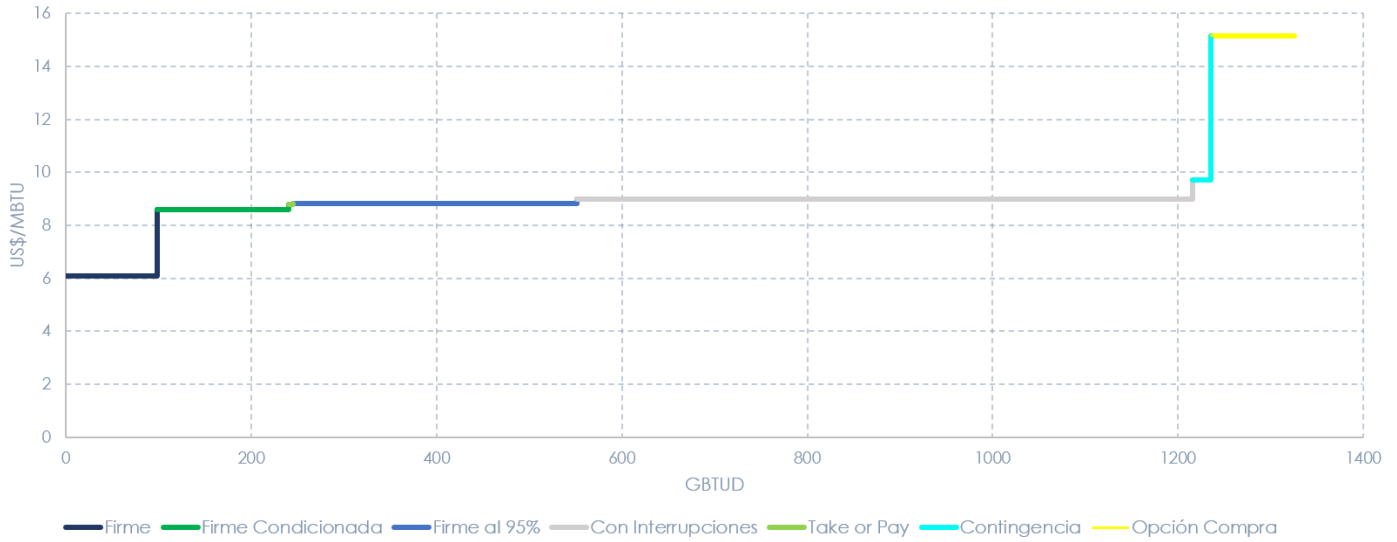
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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.

Al cierre de julio se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,326 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** Con interrupciones (664 GBTUD), **ii)** CF95 (307 GBTUD) y **iii)** Firme (99 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

*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 **6.09** USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de Compra representa el valor más alto con **15.17** USD/MBTU. Las modalidades Con interrupciones y CF95 presentaron unos precios de **8.99** USD/MBTU y **8.81** 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 ⁴	Cantidad nominada
Interior	Cusiana			63	65			64	61	21	-	185	27	3.7	3.7	131	129
	Cupiagua			77	75			1	1					1.3	1.3	79	77
	Cupiagua Sur							11	10	3	-	46	6	1.2	1.2	12	11
	Floreña	35	35	4	4			17	17	17	-					56	55
	Gibraltar			4	4			7	7	7	-					11	11
	Istanbul			8	6							42	9			8	6
	Otros Interior	6	9	3	2	4	3					39	13			14	15
Costa	Arrecife	5	4	5.3	4.0							9	0	3.2	2.5	13	10
	Ballena			5	5											5	5
	Chuchupa			7	6							22	4	10.9	10.2	17	16
	Bloque VIM 5	34	13	7	3			36	12			133	0			77	28
	Bloque VIM 21	18	19					6	6	42	-	42	1.4			24	25
	B. Esperanza PE			9	7							80	-			9	7
	Bonga Mamey			29	22											29	22
	Bullerengue			31	7											31	7
	Mágico											50	26			-	-
	FSRU - Importación			52	42											52	42
	Otros Costa			3	2							15	9	0.1	0.1	3	2
Total		99	80	307	253	4	3	142	114	90	-	664	97	20.4	19.0	572	469
Nominado/Contratado (%)		81%		83%		82%		80%		0%		15%		93%		82%	

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 **50 %** 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 **82 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Contingencia, CF95, Take or Pay y Firme el **93 %, 83 %, 82 % y 81 %** 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	30	\$ 5.88	68	\$ 8.19			39	\$ 8.08	13	\$ 7.15	286	\$ 9.69	4	N.D.	440	153
Generación Térmica	35	N.D.	13	\$ 8.22					42	N.D.	224	\$ 7.95	5.6	\$ 15.30	319	95
Residencial	18	\$ 9.22	141	\$ 9.50	4	N.D.	68	\$ 9.28	25	\$ 13.93	35	\$ 7.02	10.1	\$ 7.98	301	266
GNVC	11	\$ 8.57	9	\$ 9.04			24	\$ 7.31	8	\$ 7.23	69.3	\$ 10.21	0.1	\$ 15.71	122	52
Comercial	1	\$ 3.38	44	\$ 10.03			3	\$ 8.50			48	\$ 9.52	0.6	\$ 15.71	96	49
Petroquímica	3	\$ 9.00					6	N.D.			2	N.D.			11	9
Refinería			27	\$ 4.90											27	27
Compresoras			5	\$ 9.56			3	N.D.	3	N.D.					10	10
Total	99	\$ 6.09	307	\$ 8.81	4	\$ 8.79	142	\$ 8.59	90	\$ 15.18	664	\$ 8.99	20.4	\$ 9.70	1,326	662
Total (%)	7.5%		23.1%		0.3%		10.7%		6.8%		50.1%		1.5%		100 %	50 %

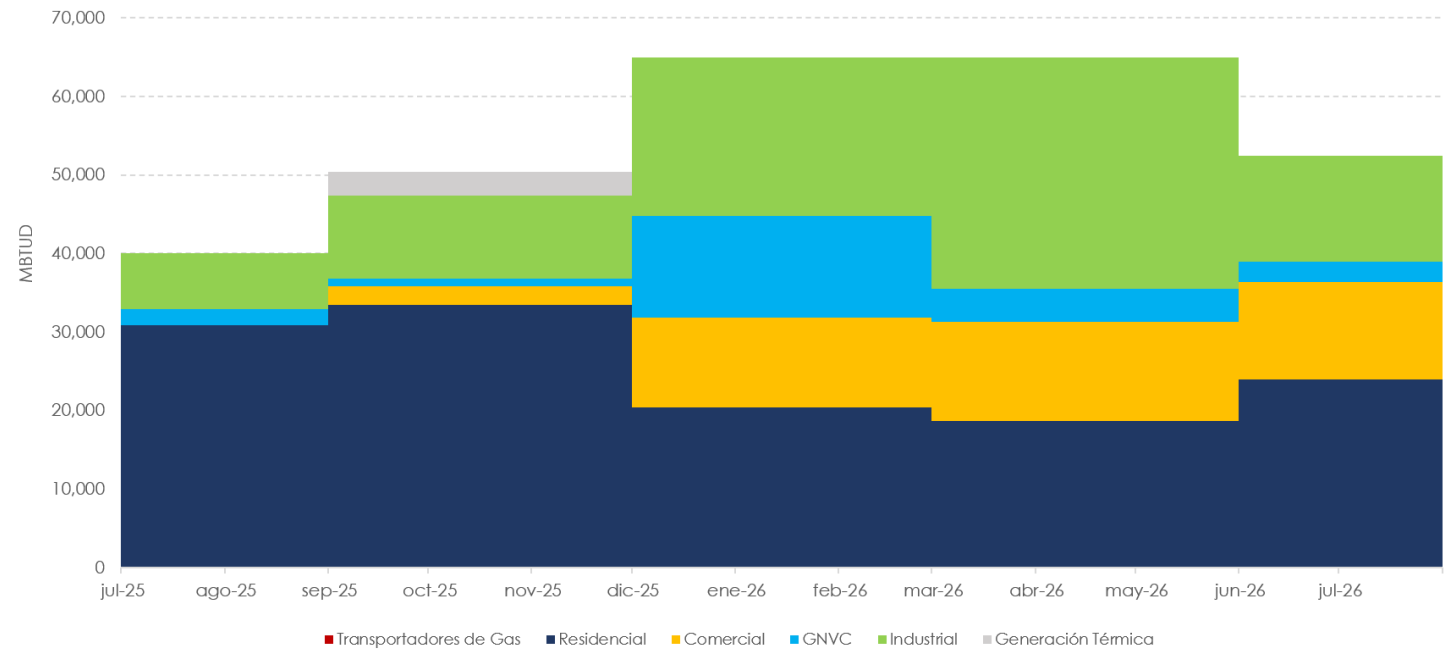
Cantidades contratadas y nominaciones finales por sector de consumo – Mercado primario

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 ²	Cantidad nominada
Industrial	30	15	68	44			39	22	13	-	286	59	4.0	3.7	141	85
Generación Térmica	35	35	12	10					42	-	224	6	5.6	5.1	53	50
Residencial	18	16	141	124	4	3	68	64	25	-	35	7	10.1	9.5	241	217
GNVC	11	5	9	8			24	23	8	-	69	23	0.1	0.1	44	37
Comercial	1	1	44	42			3	1			48	1	0.6	0.6	49	45
Petroquímica	3	7					6	1			2				9	8
Refinería			27	20											27	20
Compresoras			5	5			3	3	2	-					8	8
Total	99	80	307	253	4	3	142	114	90	-	664	97	20.4	19.0	572	469
Total (%)	81%		83%		82%		80%		0%		15%		93%		82 %	

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.

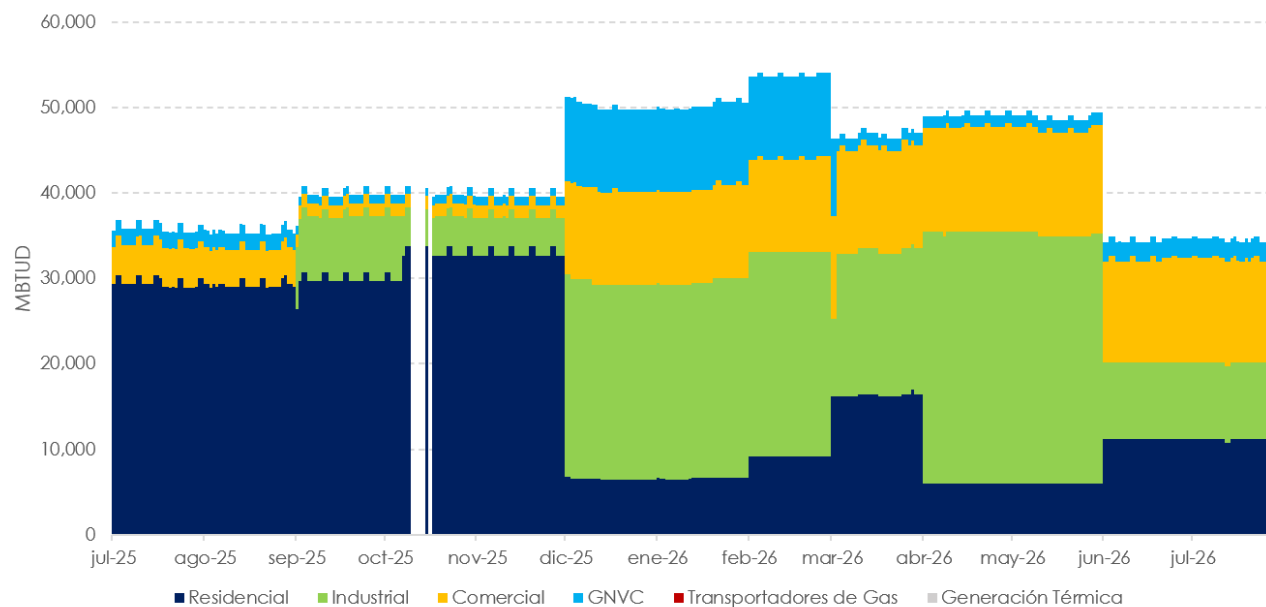
Cantidades contratadas de gas importado, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
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
mar-26	18,651	29,444	12,708	4,177	0	0
abr-26	18,651	29,444	12,708	4,177	0	0
may-26	18,651	29,444	12,708	4,177	0	0
jun-26	23,954	13,500	12,424	2,565	0	0
jul-26	23,954	13,500	12,424	2,565	0	0

Cifras en MBTUD

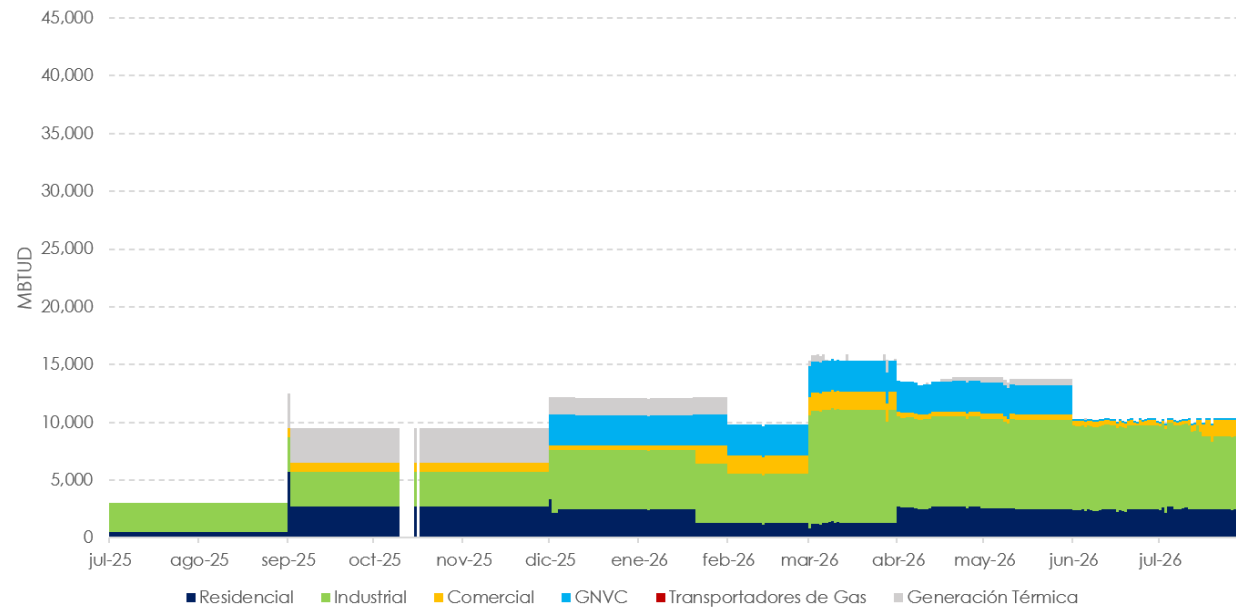
Nominaciones finales de gas importado en la región interior, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
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
mar-26	16,357	16,331	12,241	1,915	0	0
abr-26	5,978	29,545	12,287	1,425	0	0
may-26	5,978	29,174	12,372	1,425	0	0
jun-26	11,175	8,999	12,094	2,284	0	0
jul-26	10,427	8,412	11,404	2,133	0	0

Cifras en MBTUD

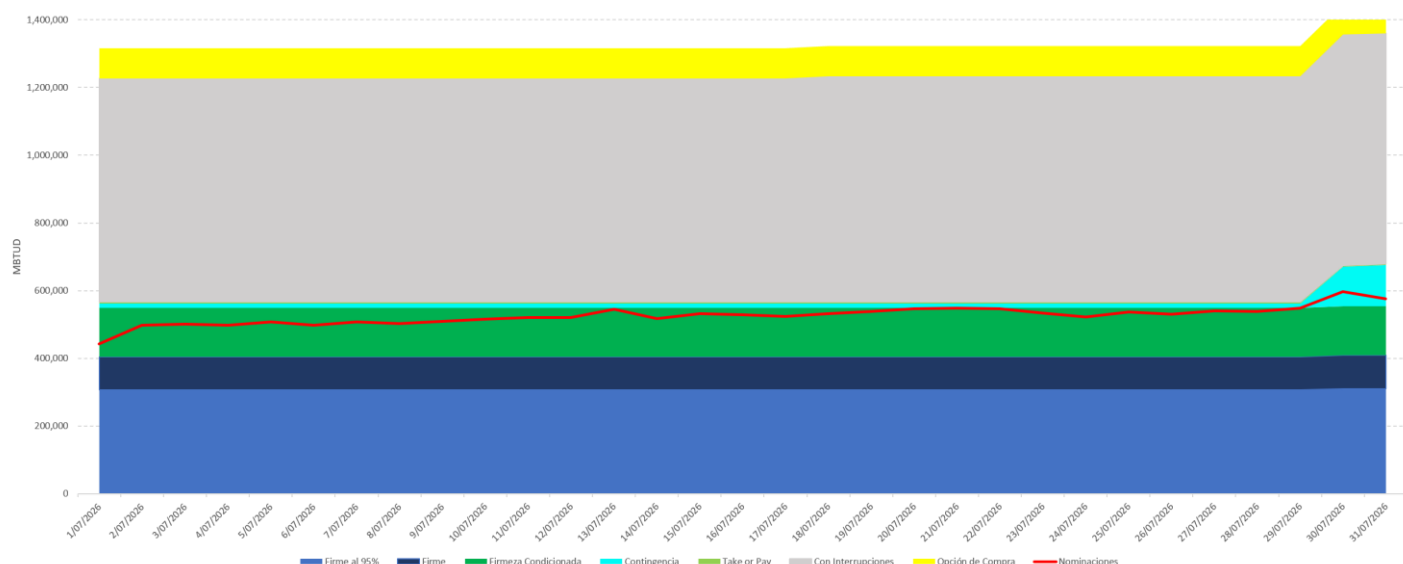
Nominaciones finales de gas importado en la región costa, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
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
mar-26	1,280	9,740	1,579	2,677	0	193
abr-26	2,668	7,772	428	2,629	0	160
may-26	2,486	7,750	428	2,593	0	544
jun-26	2,413	7,272	419	165	0	7
jul-26	2,305	6,321	830	154	0	0

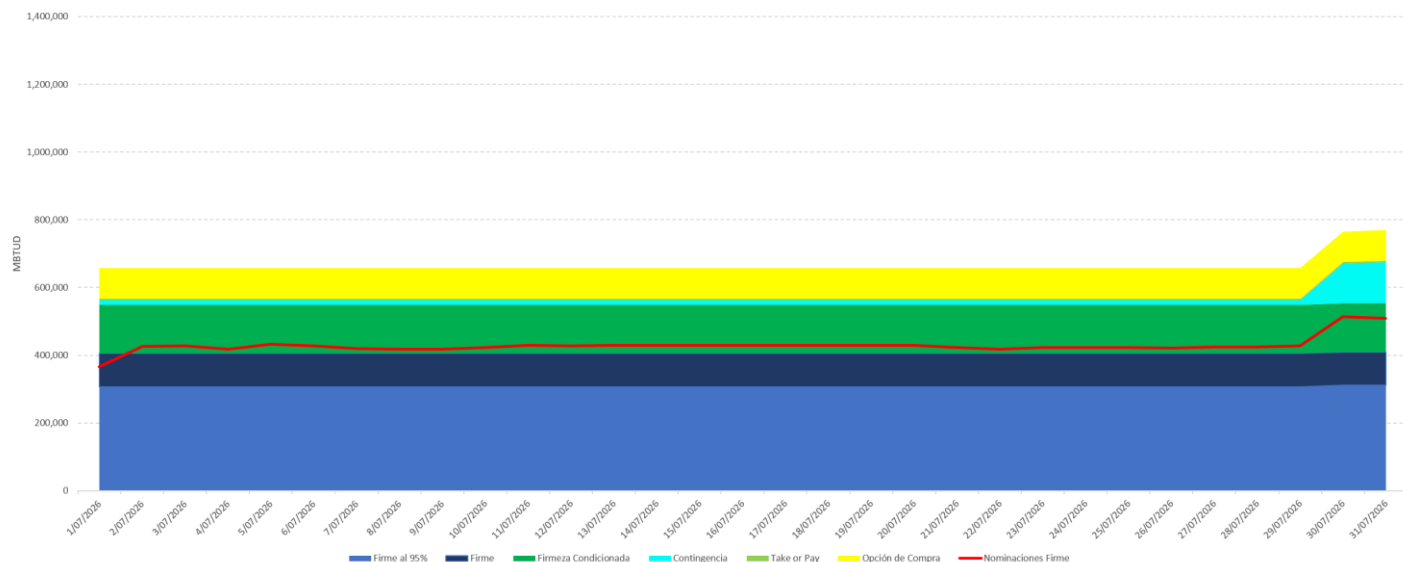
Cifras en MBTUD

Cantidades contratadas y nominaciones finales nivel nacional



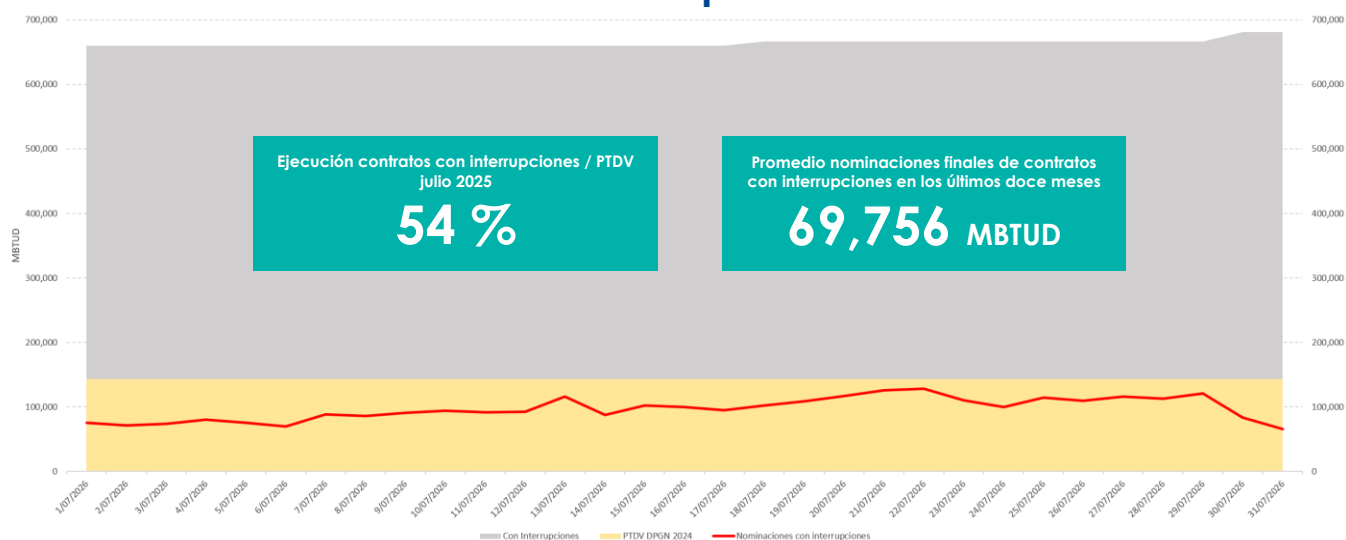
NOTA: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

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.

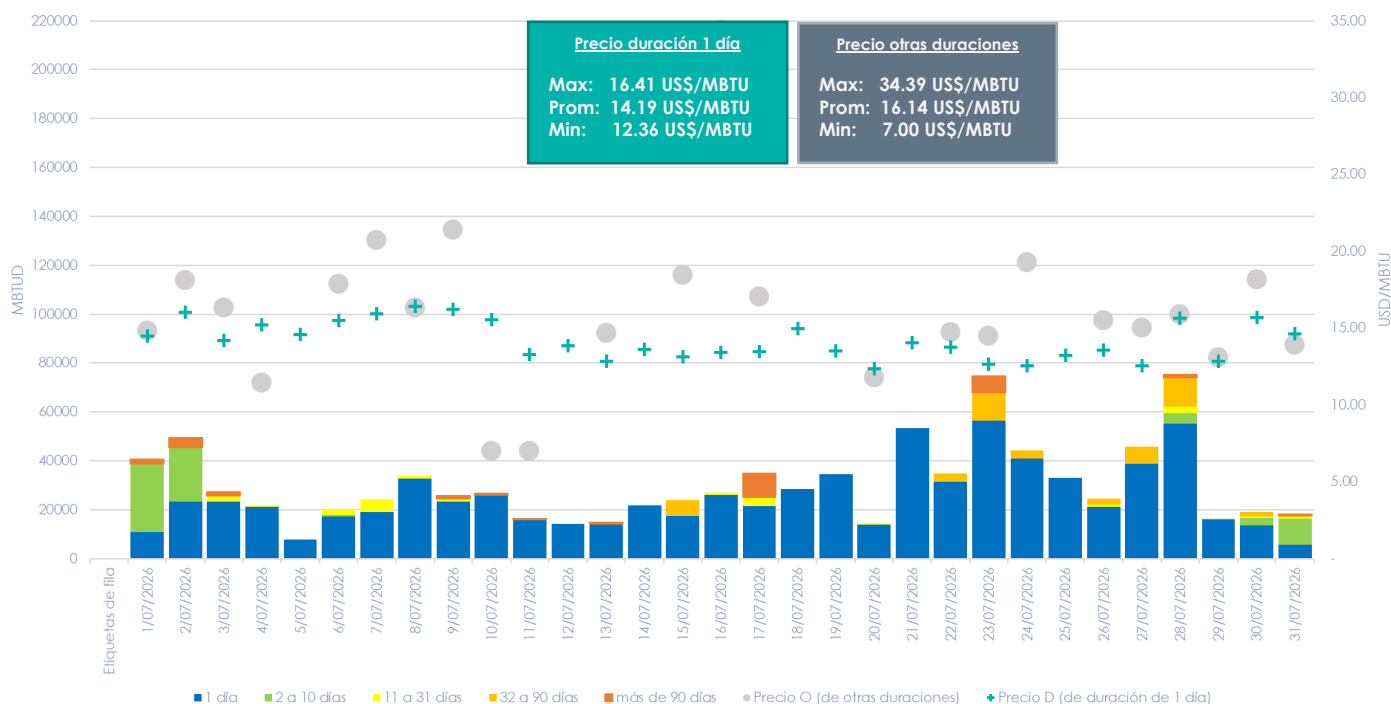
Fecha	Nominaciones finales de contratos con interrupciones
ago-25	54,771
sep-25	62,323
oct-25	55,922
nov-25	49,278
dic-25	48,485
ene-26	64,767
feb-26	80,345
mar-26	81,927
abr-26	70,783
may-26	96,447
jun-26	75,008
jul-26	97,017

Cifras en MBTUD

Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en julio registró 826 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (670). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 12.36 USD/MBTU (julio 20) y 16.41 USD/MBTU (julio 08) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en julio fue de 946,320 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.

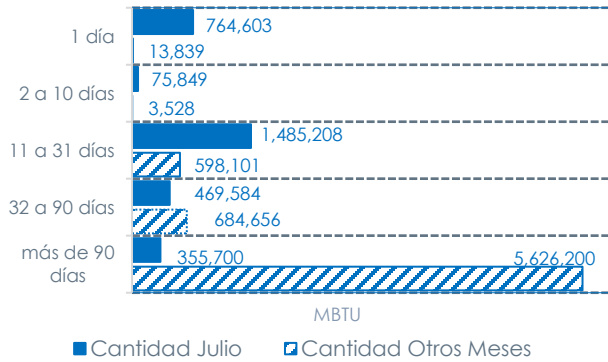
Número de operaciones en Julio – Suministro

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	19	20	23	22	14	17	19	16	17	26	17	21	17	15	24	29	20	31	23	11	33	19	37	22	21	11	26	39	22	22	17	670	\$ 14.13
11 a 31 días	25	3				1																					32	1	11	18	91	\$ 15.84	
2 a 10 días		1	2	2		2	1	3	4				2		2	2	3			2		1		1		1		2		2	2	35	\$ 17.95
32 a 90 días	2	2	1						1	2	1		2				1						4					1			1	18	\$ 16.04
más de 90 días															2							1	3	1		1	1	2		1	12	\$ 14.17	
Total general	46	26	26	24	14	20	20	19	22	28	18	21	21	15	28	31	24	31	23	13	33	21	44	24	21	13	27	76	23	36	38	826	\$ 14.51

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 81.11% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 28 de julio con 76 transacciones, equivalentes al 9.20 % 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 julio – MBTU



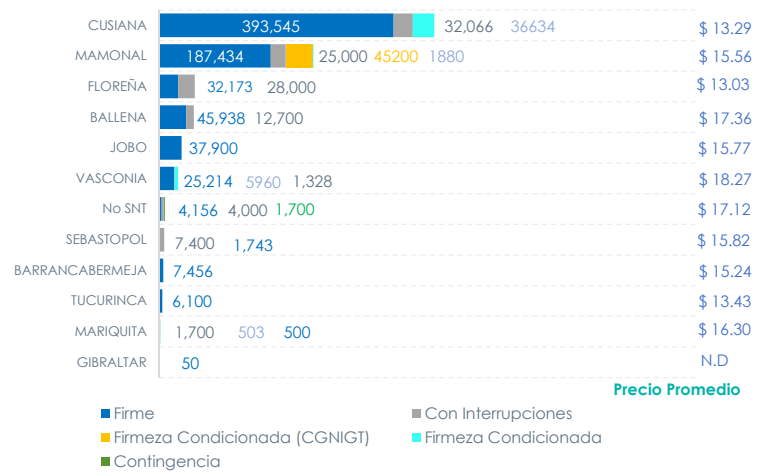
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **24.3 %** de los **3,150,944 MBTU** del volumen total transado ejecutado en julio. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **5,981,900 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **31.3 %** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

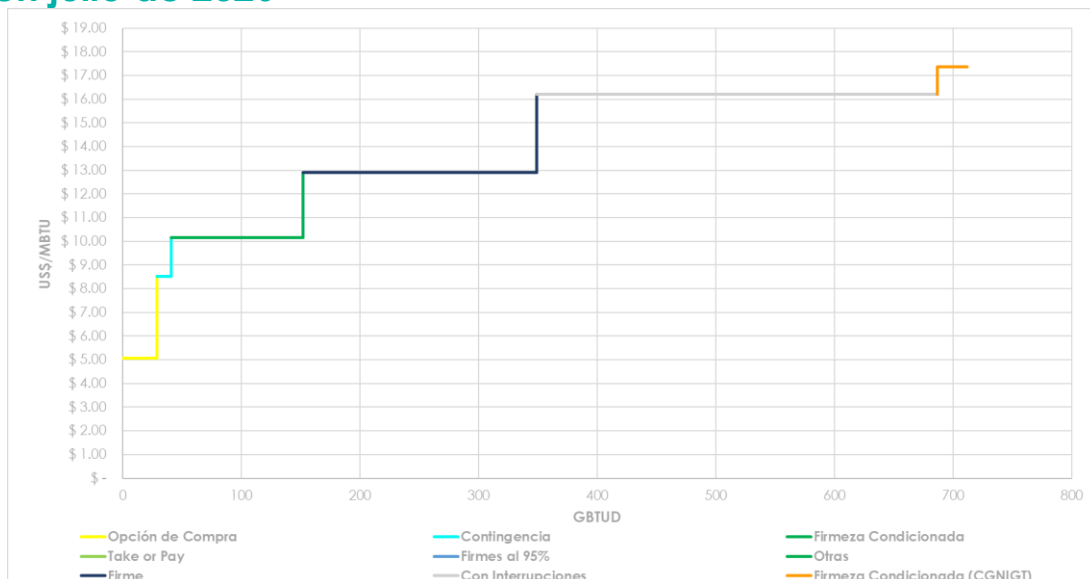
Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue CUSIANA con 462,245 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 742,209 MBTUD equivalente al 78.43% del total de las cantidades negociadas; la modalidad "**Con interrupciones**" registró 112,194 MBTUD, equivalente al 11.86%; la modalidad "**Firmeza Condicionada (CGNIGT)**" registró 45,200 MBTUD equivalentes al 4.78%; la modalidad "**Firmeza Condicionada**" registró 44,977 MBTUD equivalentes al 4.75% y "**Contingencia**" reportó 1,740 MBTU equivalente al 0.18% en julio. CUSIANA (527) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por, MAMONAL (95), FLOREÑA (54), los PUNTOS NO SNT (40), VASCONIA (33) y JOBO (24).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en julio de 2026



*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 “Firmeza Condicionada (CGNIGT)” representa el valor más alto sobre los \$17.36 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 75.1 % de la contratación total nacional agregada con 535 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes. Finalmente, se destaca que para el mes de julio sigue tomando relevancia la contratación con modalidad “Firmeza Condicionada” con unas cantidades promedio de 110.8 GBTUD, adicionalmente, las contrataciones con la modalidad “Con Interrupciones” presentaron un precio promedio ponderado de \$16.20 USD/MBTU.

Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en julio 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		Firmeza Condicionada (CGNIGT)		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)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	44.6	\$ 9.59	16.6	\$ 9.01	6.0	N.D.	93.6	\$ 14.04	6.0	N.D.			166.8	61.2
	Barranca	1.4	\$ 19.49					2.0	N.D.	6.0	\$ 6.34			9.4	1.4
	Vasconia	0.94	\$ 17.03	2.4	\$ 6.48			7.2	\$ 16.02					10.6	3.4
	Sebastopol	3.6	\$ 19.39					9.7	\$ 15.23					13.2	3.6
	Gibraltar	3.075	\$ 7.83											3.1	3.1
	Caramelo													-	-
	Mariquita	0.02	N.D.	0.5	N.D.			4.2	\$ 15.55					4.7	0.5
Costa	Corrales							1	N.D.					1.0	-
	Jobo	4.38	\$ 11.32					15.0	\$ 8.93					19.4	4.4
	Ballena	18.1	\$ 16.65	2.3	\$ 15.36			41.1	\$ 18.67					61.5	20.4
	Mamonal	68.5	\$ 15.50	41.5	\$ 9.55	22.8	\$ 5.83	95.2	\$ 19.28			25.3	\$ 17.36	253.3	135.3
	Bonga Mamey													-	-
	Tucurínca	41.6	\$ 9.80	46.8	\$ 10.46			15.0	\$ 25.33					103.4	88.4
	La Creciente													-	-
	Hocol													-	-
	Bullerengue	0.7	\$ 8.80					5.0	N.D.					5.7	0.7
	No SNT*	9.8	\$ 15.09	0.8	\$ 8.14			48.9	\$ 11.95	0.4	\$ 34.39			59.9	10.6
	Total general	196.7	\$ 12.91	110.8	\$ 10.15	28.8	\$ 5.06	337.9	\$ 16.20	12.4	\$ 8.51	25.26	\$ 17.36	712	332.8
Total (%)		27.6 %		15.6 %		4.0 %		47.5 %		1.7 %		3.5 %		100%	46.75%

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, firmeza condicionada, firmeza condicionada (CGNIGT) 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 - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMMP	Volumen Mínimo (incluye 0)	Volumen Promedio	Volumen Maximo	Pareja de Cargos 80-20** (COP/KPC)
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	15	256.600	262.105	0	0,00 %	38.850	56.360	168.765	\$ 1.123,64
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	20	586.100	599.591	0	0,00 %	24.063	410.873	506.700	\$ 1.215,71
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	20	504.100	519.071	0	0,00 %	170.689	322.413	371.533	\$ 1.731,80
	4	CARTAGENA-MAMONAL	11	204.509	204.509	0	0,00 %	74.667	99.945	113.578	\$ 196,80
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	15	215.850	213.768	2.082	0,96 %	79.501	95.583	105.390	\$ 2.434,37
	6	JOBO-SINCELEJO	14	181.645	179.123	2.522	1,39 %	68.283	82.043	91.374	\$ 2.649,81
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	40.000	37.800	2.200	5,50 %	22.147	22.696	23.208	\$ 1.061,19
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL		13.943	0	13.943	100,00 %	0	0	0	\$ 5.061,32
	9	APIAY-OCOA	6	24.175	16.287	7.888	32,63 %	12.970	14.108	14.881	\$ 1.926,64
	10	APIAY-USME	3	18.197	17.898	299	1,65 %	6.867	13.559	17.322	\$ 3.048,73
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	6	148.000	85.915	62.085	41,95 %	33.087	41.662	47.189	\$ 2.776,60
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	14	260.000	228.079	31.921	12,28 %	24.699	74.320	113.290	\$ 5.802,69
	13	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	3	30.190	26.591	3.599	11,92 %	18.249	19.930	22.107	\$ 9.086,10
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	7	203.000	84.275	118.725	58,49 %	40.020	58.878	183.320	\$ 2.361,18
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15.552	5.358	10.194	65,55 %	3.677	4.142	4.555	\$ 3.569,63
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12.015	4.127	7.888	65,65 %	2.796	3.100	3.307	\$ 6.484,29
	17	COGUA-SABANA_F	9	215.000	170.153	44.847	20,86 %	88.957	124.762	144.383	\$ 2.045,33
	18	CUSIANA-APIAY	10	70.569	53.342	17.227	24,41 %	26.933	38.717	43.912	\$ 2.821,00
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	36	470.000	344.609	125.391	26,68 %	267.040	294.228	338.781	\$ 336,69
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	32	470.000	327.155	142.845	30,39 %	265.801	293.118	337.828	\$ 3.852,22
	21	FLANDES-GUANDO	2	10.738	2.000	8.738	81,37 %	1.064	1.207	1.353	\$ 4.284,90
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2.156	1.538	618	28,66 %	1.161	1.382	1.536	\$ 4.451,22
	23	FLOREÑA-YOPAL	11	16.161	13.712	2.449	15,15 %	8.889	11.702	12.902	\$ 1.109,09
	24	GBS_J-GBS_F	12	63.744	12.307	51.437	80,69 %	9.543	11.364	13.563	\$ 3.848,58
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	9	42.000	38.257	3.743	8,91 %	26.728	27.003	27.251	\$ 12.843,23
	26	GUALANDAY-NEIVA	4	11.000	9.830	1.170	10,64 %	6.516	7.296	8.002	\$ 20.549,45
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0,00 %	730	819	870	\$ 11.278,49
	28	LA BELLEZA-COGUA	17	223.500	166.396	57.104	25,55 %	91.484	127.668	147.419	\$ 1.328,05
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	21	305.000	214.142	90.858	29,79 %	113.854	145.938	195.762	\$ 2.021,26
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	6	20.098	16.175	3.923	19,52 %	10.718	12.239	13.280	\$ 5.930,62
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168.000	133.883	34.117	20,31 %	56.671	68.059	74.765	\$ 3.429,76
	32	NEIVA-HOBO	1	2.765	1.450	1.315	47,56 %	577	860	1.134	\$ 31.040,84
	33	PEREIRA-ARMENIA	7	158.000	112.515	45.485	28,79 %	42.904	52.314	58.166	\$ 1.208,60
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3.675	3.430	245	6,67 %	2.686	3.325	4.831	\$ 10.170,78
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4.637	4.198	439	9,47 %	0	3.384	4.053	\$ 7.471,93
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	9	78.000	64.508	13.492	17,30 %	37.680	45.937	54.100	\$ 6.656,36
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	7	143.000	59.045	83.955	58,71 %	15.704	60.308	200.144	\$ 984,56
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	268	92	25,56 %	200	230	261	\$ 24.500,80
	39	VASCONIA-MARIQUITA	13	192.000	153.322	38.678	20,14 %	70.616	83.239	91.905	\$ 1.959,30
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11.836	3.800	8.036	67,89 %	2.093	3.784	4.300	\$ 2.065,68
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73.600	73.600	0	0,00 %	20.661	27.399	31.328	\$ 432,81

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS.

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/KPCD)
COSTA	1	LA MAMI-BALLENA	19	102.900	121.512	0	0,00 %	\$ 1.123,64
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	14	172.400	172.970	0	0,00 %	\$ 1.215,71
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	14	230.000	235.770	0	0,00 %	\$ 1.731,80
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	6	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	4	109.500	9.864	99.636	90,99 %	\$ 5.802,69
	7	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	5	19.726	15.970	3.756	19,04 %	\$ 9.086,10
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	12	130.000	65.859	64.141	49,34 %	\$ 2.361,18
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	2	70.900	70.211	689	0,97 %	\$ 2.021,26
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	16	206.000	102.286	103.714	50,35 %	\$ 984,56

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.

Durante **julio de 2026**, los **aumentos** de la capacidad disponible respecto al mes anterior se concentraron en los tramos **Sebastopol-Vasconia**, con un aumento de 785 KPCD; **Bucaramanga-Barrancabermeja**, con 15 KPCD adicionales; y **Barranquilla-La Mami**, con un incremento de 10 KPCD.

Las principales **reducciones** de CDP frente a junio se registraron en **Ballena-Barrancabermeja**, con una disminución de 37.304 KPCD; **Jobo-Sincelejo**, con 6.540 KPCD; **Cogua-Sabana**, con 6.012 KPCD; **Cusiana-El Porvenir**, con 5.687 KPCD; El **Porvenir-La Belleza**, con 5.678 KPCD; La **Belleza-Vasconia**, con 5.452 KPCD; y **Cartagena-Barranquilla**, con 4.204 KPCD menos. En particular, el tramo **Ballena-La Mami** pasó de una disponibilidad de 2.200 KPCD en junio a no presentar disponibilidad en julio.

Los tramos en flujo cuya **capacidad disponible fue igual o menor del 10 %** de su capacidad máxima de mediano plazo —CMMP— fueron: Ballena-La Mami, Cartagena-Barranquilla, Barranquilla-La Mami, Cartagena-Mamonal, Sincelejo-Cartagena, Jobo-Sincelejo, La Creciente-Sincelejo, Apiay-Usme, Gibraltar-Bucaramanga, Guando-Fusagasugá, Pradera-Popayán, Sardinata-Cúcuta y Yumbo/Cali-Cali.

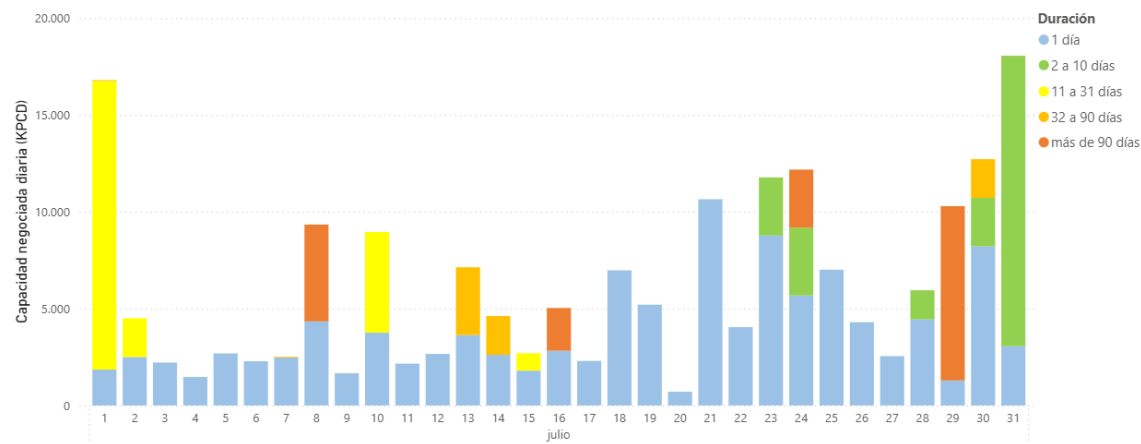
En los tramos **en contraflujo no se presentaron aumentos de CPD durante julio**. Las mayores reducciones se observaron en **Vasconia-Sebastopol**, con 6.429 KPCD menos; **Sebastopol-Barrancabermeja**, con una disminución de 5.552 KPCD; **Barrancabermeja-Ballena**, con 5.420 KPCD; **Barranquilla-Cartagena**, con 2.800 KPCD; **La Mami-Barranquilla**, con 2.200 KPCD; y **Sincelejo-Jobo**, con 1.899 KPCD menos.

Los tramos **en contraflujo con una CDP inferior al 10 % de su CMMP** fueron La Mami-Ballena, Barranquilla-Cartagena, La Mami-Barranquilla y Vasconia-La Belleza.

Mercado secundario de Transporte

Durante **julio de 2026** se registraron **276 operaciones en el mercado secundario de transporte**, lo que representa un aumento del 3,0 % frente a las 268 operaciones reportadas en junio. De estas, **247 operaciones tuvieron una duración de un día**, equivalentes al 89,5 % del total, mientras que las **29 operaciones restantes, correspondientes al 10,5 %, tuvieron plazos superiores a un día**.

Transacciones mercado secundario julio – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Número de operaciones en julio – 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	7	8	9	5	10	8	9	11	10	9	9	8	8	8	8	7	8	8	7	4	9	9	9	8	8	6	6	6	7	10	8	247
2 a 10 días	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	1	0	1	1	6
11 a 31 días	7	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
32 a 90 días	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	5
más de 90 días	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	3	0	0	6
TOTAL	15	9	9	5	10	8	10	12	10	12	9	8	9	9	9	8	8	8	7	4	9	9	10	11	8	6	6	7	10	12	9	276

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

El día con mayor actividad fue el 1 de julio, con 15 operaciones. Le siguieron los **días 8, 10 y 30**, con 12 operaciones cada uno; el 24 de julio, con 11; y los días 5, 7, 9, 23 y 29, con 10 operaciones cada uno. En conjunto, **estas fechas concentraron el 40,6 % de las operaciones del mes**.

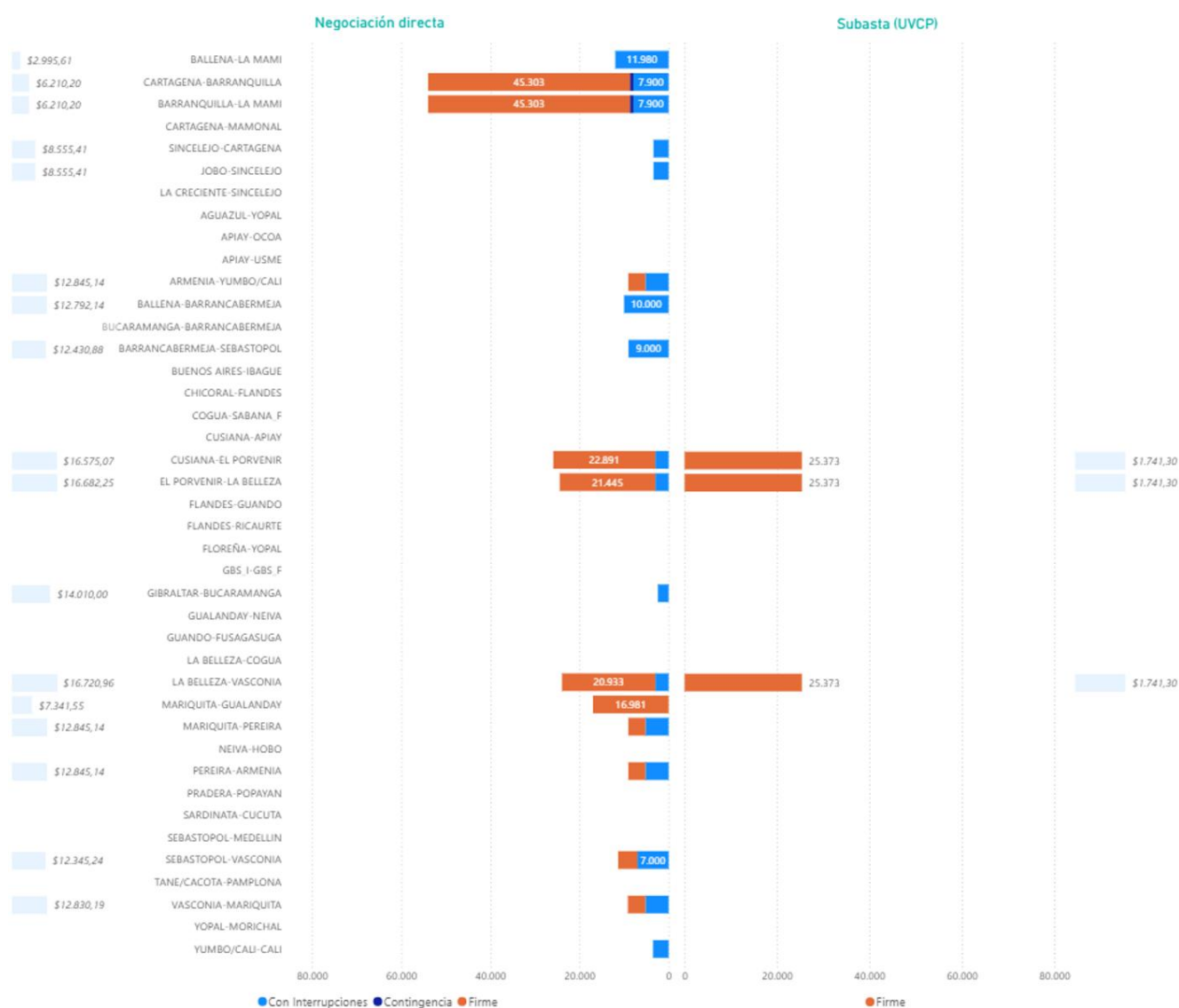
La capacidad total negociada por operación alcanzó 191.472 KPCD, **con un promedio de 693,74 KPCD por operación**. Las **operaciones de un día** representaron 116.172 KPCD, equivalentes al 60,7 % de la capacidad negociada. Por su parte, las operaciones con duración de **2 a 10 días** sumaron 25.500 KPCD —13,3 %—; las de **11 a 31 días**, 23.000 KPCD —12,0 %—; las de **32 a 90 días**, 7.594 KPCD —4,0 %—; y las de **más de 90 días**, 19.206 KPCD —10,0 %—. En total, las 23 operaciones con plazos **superiores a 10 días representaron 49.800 KPCD**, equivalentes al 26,0 % de la capacidad negociada durante el mes.

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

De las **276 operaciones registradas** en julio, **95 se realizaron mediante la Subasta Úselo o Véndalo de Corto Plazo —SUVCP—**, equivalentes al 34,4 %, mientras que **181 correspondieron a negociaciones directas**, que representaron el 65,6 %. Al discriminar la **capacidad negociada por los tramos del SNT** representados en la visual, el total alcanzó 474.319 KPCD³. De este volumen, 76.119 KPCD —16,0 %— correspondieron a operaciones efectuadas mediante SUVCP y 398.200 KPCD —84,0 %— a negociaciones directas.

En las **negociaciones directas** se destacaron los tramos **Cartagena–Barranquilla y Barranquilla–La Mami**, con 53.203 KPCD cada uno, compuestos por 45.303 KPCD en modalidad firme y 7.900 KPCD con interrupciones. Les siguieron **La Mami–Ballena**, con 48.803 KPCD —41.803 firmes y 7.000 con interrupciones—, y **Vasconia–Sebastopol**, con 35.314 KPCD —11.114 firmes y 24.200 con interrupciones—.

En las operaciones realizadas **mediante SUVCP**, la capacidad se concentró en los tramos **Cusiana–El Porvenir**, **El Porvenir–La Belleza** y **La Belleza–Vasconia**, con 25.373 KPCD en cada uno.



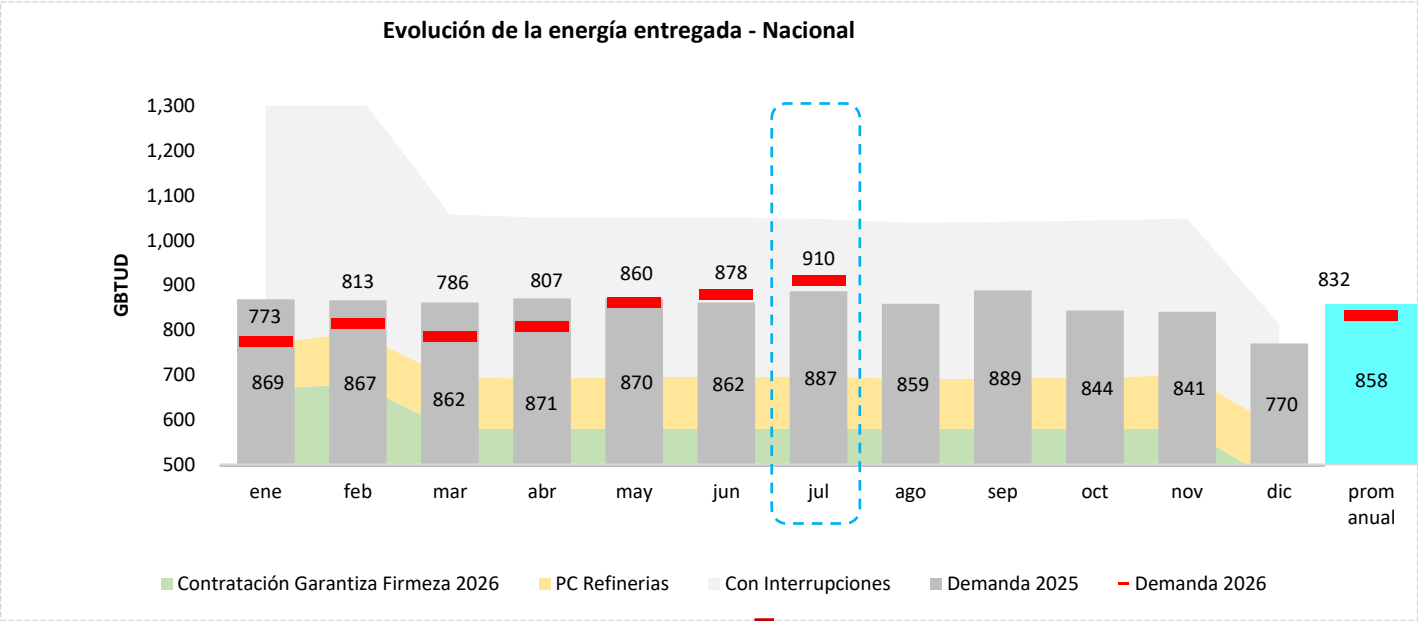
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

³ La suma de la capacidad discriminada por tramo puede ser superior a la capacidad total por operación, dado que una misma operación puede involucrar más de un tramo del SNT.

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de **julio de 2026** se observa una demanda promedio de **910 GBTUD**, esto es **2.6% superior** a la energía entregada en el mismo mes del 2025 que se situó en 887 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2026 es de **832 GBTUD**, estando por debajo un **2.9%** 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.

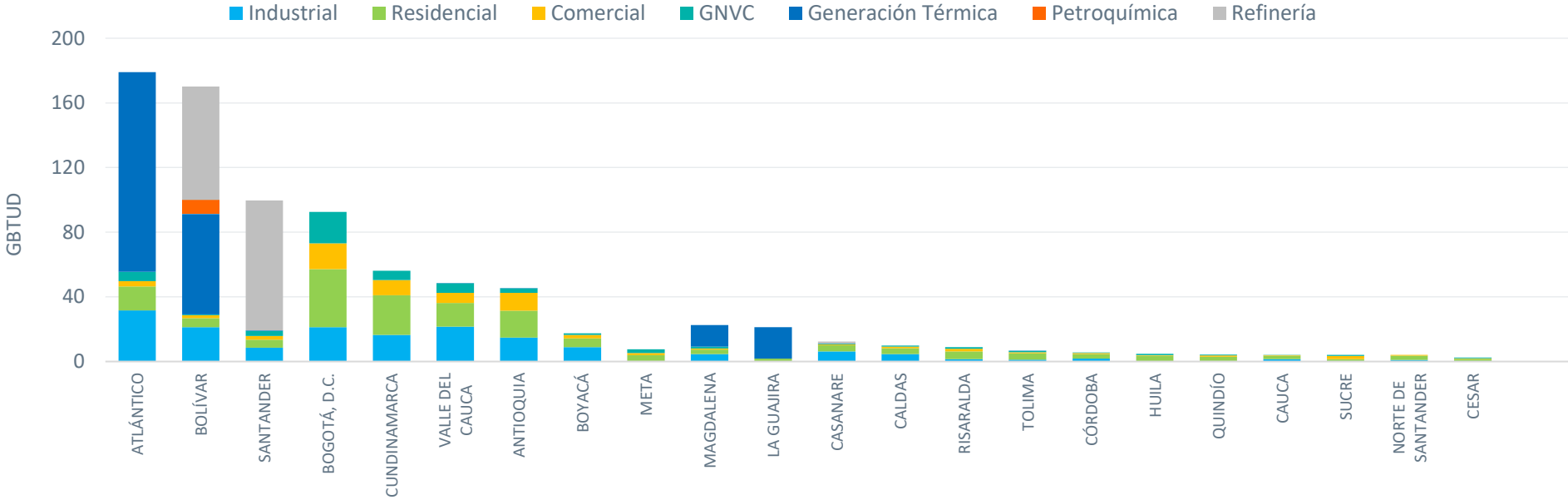
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **julio de 2026** la demanda **térmica** fue 76 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2025; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 53 GBTUD.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2025	185685	152716	159703	175696	153717	170692	190697	169690	187702	158686	169672	134636
2026	144629	163650	146639	165642	209651	209659	266644					



Energía entregada promedio por departamento y sector de consumo - SNT



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

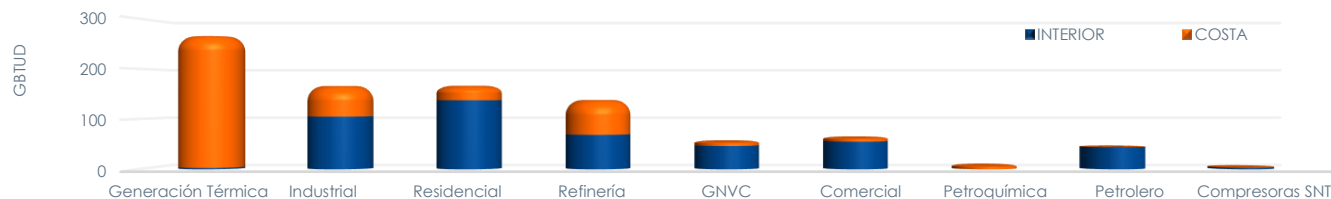
	Residencial	5.1	14.7	37.1	7.7	24.4	16.8	5.0	14.7	3.8	3.3	1.9	3.7	3.5	4.7	3.9	2.7	2.2	2.7	1.4	2.9	2.7	1.5	166
	Comercial	2.0	3.2	16.5	2.4	9.5	11.1	2.2	6.1	1.3	0.6	0.0	0.5	1.0	1.6	0.7	0.8	0.4	0.8	1.7	0.3	0.4	0.3	63
	Industrial	21.1	32.7	22.1	7.8	15.9	15.1	7.3	19.6	0.3	5.0	0.0	5.9	5.2	1.2	1.1	1.9	1.9	0.3	0.3	0.1	1.0	0.1	166
	GNVC	0.9	5.8	20.0	3.1	5.7	2.9	0.7	6.6	2.6	1.2	0.0	0.6	0.6	1.0	0.8	0.4	0.0	0.5	0.8	0.9	0.0	0.5	55
	Generación Térmica	89.3	139.1	0.0	2.6	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	13.7	21.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	266
	Refinería	69.0	0.0	0.0	67.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	138
	Petroquímica	7.8	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	25.0	0.0	18.8	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	44
	Compresoras	0.7	0.0	0.0	1.5	0.2	0.1	0.2	0.0	0.1	0.0	0.2	0.1	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	4
	TOTAL	196	196	96	92	56	46	40	47	27	24	23	12	10	8	7	6	5	4	4	4	4	3	910

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 **julio de 2026** el sector que registra mayor energía tomada es el de Generación Térmica con 266 GBTUD en promedio, de los cuales 3 GBTUD corresponden a la región Interior y 263 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 166 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 137 GBTUD respecto a la costa con 29 GBTUD.



COSTA	263	61	29	69	9	8	8	0	1
INTERIOR	3	105	137	69	46	55	0	44	3
TOTAL Nacional	266	166	166	138	55	63	8	44	4
% Segmento	29.2%	18.2%	18.3%	15.1%	6.1%	7.0%	0.9%	4.8%	0.4%

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 **julio de 2026**, con respecto junio de 2026 se observa principalmente un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica de la costa y del interior y una disminución en el sector refinería del interior.

TIPO DE USUARIO			Febrero 2026		Marzo 2026		Abril 2026		Mayo 2026		Junio 2026		Julio 2026		
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	Comercial	Costa	0	8	0	8	0	7	0	7	0	8	0	8	
		Interior	0	59	0	58	0	56	0	54	0	54	0	55	
	Generación Térmica	Costa	162	0	145	0	164	0	209	0	218	0	263	0	
		Interior	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	3	0	
	GNVC	Costa	9	0	10	0	9	0	10	0	9	0	9	0	
		Interior	49	0	48	0	47	0	47	0	45	0	46	0	
	Industrial	Costa	55	5	54	6	54	7	54	7	52	7	54	7	
		Interior	92	21	86	20	83	20	90	20	88	20	85	20	
	Petroquímica	Costa	8	0	7	0	7	0	6	0	9	0	8	0	
		Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Refinería	Costa	70	0	61	0	75	0	71	0	70	0	69	0	
		Interior	65	0	70	0	70	0	77	0	82	0	69	0	
	Residencial	Costa	0	30	0	29	0	30	0	29	0	29	0	29	
		Interior	0	143	0	144	0	138	0	133	0	135	0	137	
	Petrolero	Costa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		Interior	32	0	33	0	36	0	42	0	45	0	44	0	
	Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	
		Interior	3	0	3	0	3	0	3	0	4	0	3	0	
Subtotal UR/UNR			Febrero 2026		Marzo 2026		Abril 2026		Mayo 2026		Junio 2026		Julio 2026		
			Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
			Costa	304	44	278	43	310	44	350	43	359	44	404	44
			Interior	242	223	242	223	239	214	260	207	266	209	250	212
TOTAL			813		786		807		860		878		910		

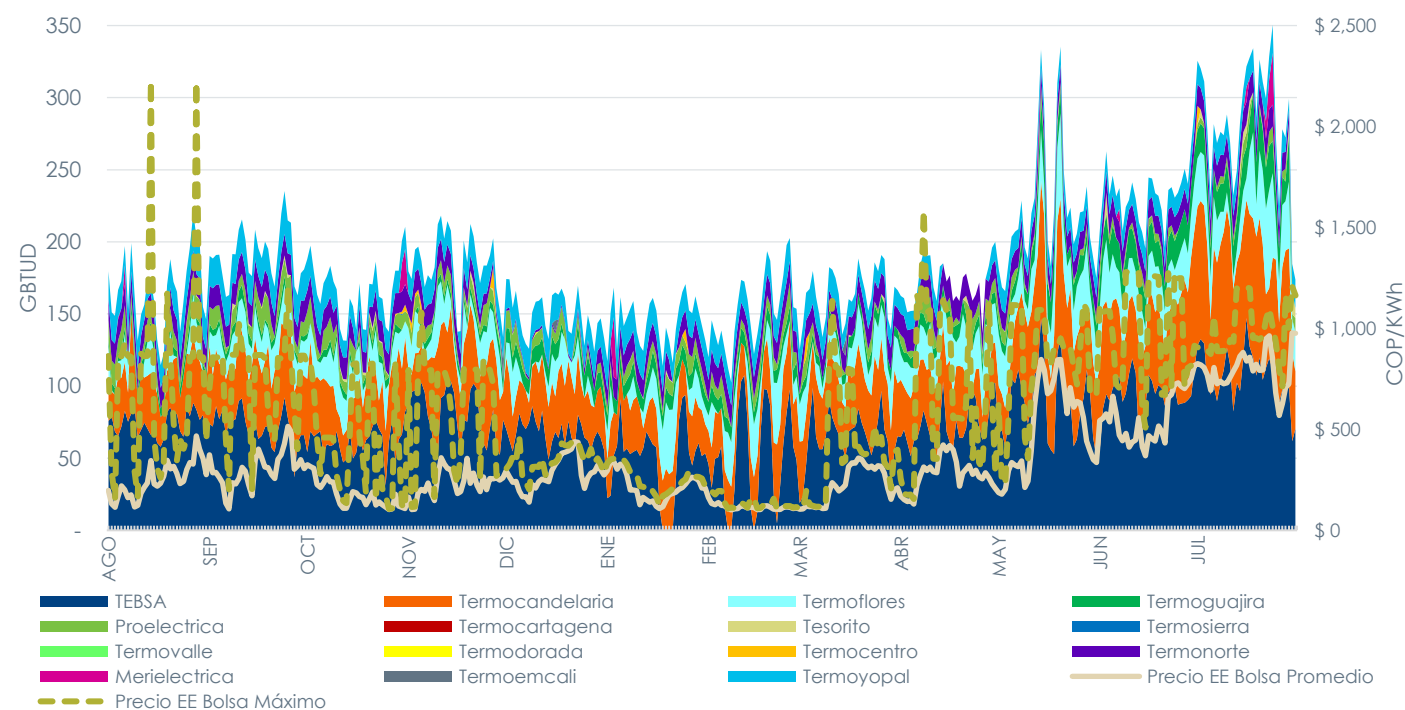
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

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 julio fue en promedio 283 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



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

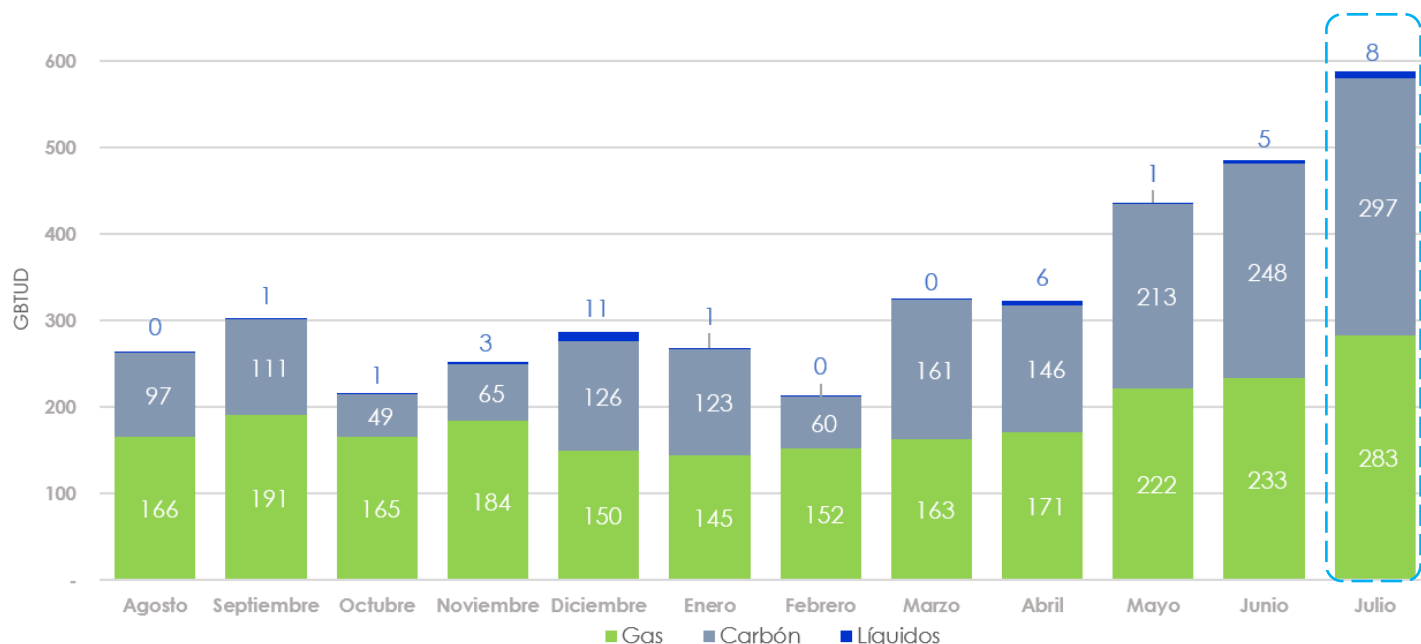
Para el mes de julio las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 174 GBTUD y 350 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (107 GBTUD), Termocandelaria (85 GBTUD), Termoflores (32 GBTUD), Termoguajira (21 GBTUD), Termoyopal (15 GBTUD), Termonorte (14 GBTUD), Proelectrica (5 GBTUD) y Merielectrica (3 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 julio el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el carbón con 297 GBTUD¹ que representó el 50.4 % del total, gas natural con 283 GBTUD (48.2 %) y los combustibles líquidos consumieron 8 GBTUD (1.4 %).

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

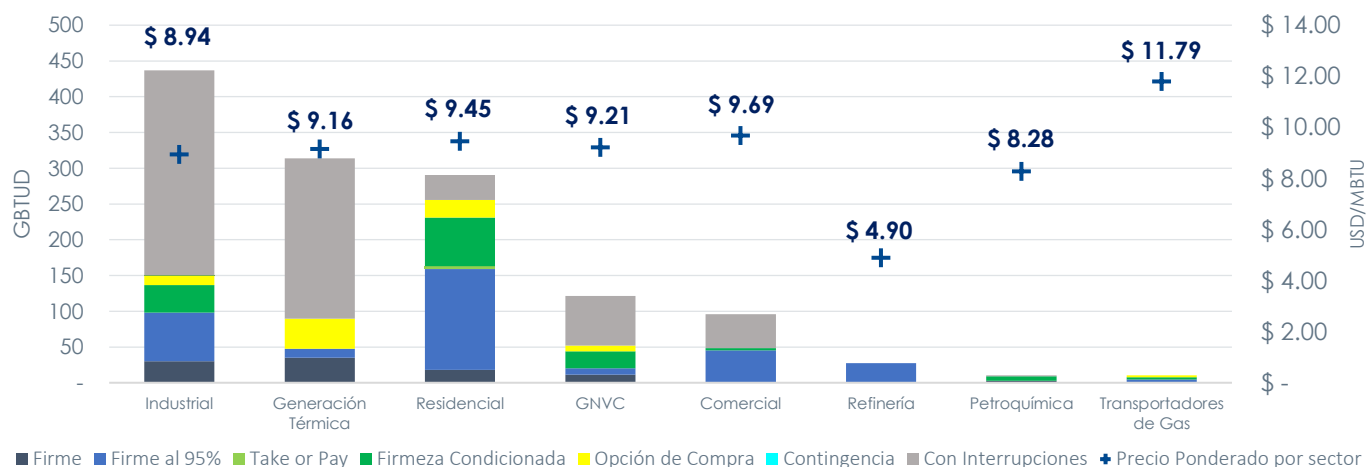
Consumo de combustible para generación eléctrica



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