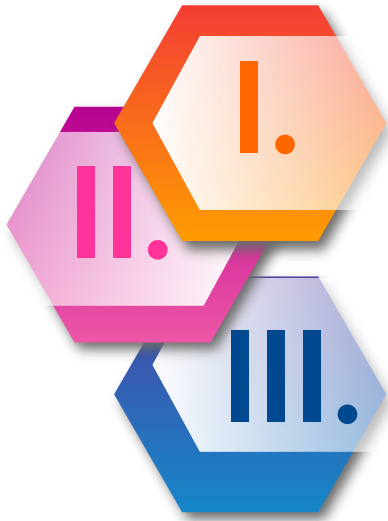


# INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

## MAYO 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 mayo de 2026 el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 970 GBTUD, lo que representa un incremento de 75 GBTUD (8 %) con respecto a abril de 2026. La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 283 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 53 % de la energía total contratada para mayo, con un precio de 8.58 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 47 % de la contratación total, con un precio promedio de 8.87 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario presentaron un crecimiento de 29.19% al pasar de 483 en abril a 624 en mayo de 2026. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en mayo, la modalidad “Opción de Compra” presenta el valor más bajo con **5.07 USD/MBTU**, mientras que la modalidad “Con Interrupciones” representa el valor más alto sobre los **13.70 USD/MBTU**. Por parte de los contratos con la modalidad “Firmeza Condicionada (CGNIGT)”, se presenta un precio promedio ponderado de 13.57 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** En **mayo de 2026**, el SNT operó con capacidad disponible primaria limitada en varios tramos, tanto en flujo como en contraflujo. En sentido de flujo, se destacaron como más críticos los tramos **Cartagena–Barranquilla, Barranquilla–La Mami, Cartagena–Mamonal, Guando–Fusagasugá y Yumbo/Cali–Cali**, los cuales **no registraron capacidad disponible primaria** frente a la capacidad máxima de mediano plazo. También se ubicaron por debajo del umbral del 10 % los tramos **Ballena–La Mami, Sincelajo–Cartagena, Jobo–Sincelajo, La Creciente–Sincelajo, Apiay–Usme, Floreña–Yopal y Pradera–Popayán**. En **contraflujo**, los tramos críticos fueron **La Mami–Ballena, La Mami–Barranquilla, Barranquilla–Cartagena y Vasconia–La Belleza**.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** En **mayo de 2026**, el mercado secundario de transporte **registró 203 operaciones**, lo que representó un **incremento de 39,0 % frente a abril**. La actividad se concentró principalmente en **contratos de 1 día, con 181 operaciones**, equivalentes al 89,2 % del total. Las jornadas con mayor actividad fueron el **30 de mayo, con 14 operaciones; seguido por el 21 de mayo, con 13 operaciones**. Por mecanismo de negociación, **la subasta úselo o véndalo de corto plazo (SUVCP) concentró 95 operaciones**, equivalentes al 46,8 % del total, mientras que la **negociación directa registró 108 operaciones**, con una participación de 53,2 %.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en mayo de 2026 fue de 860 GBTUD, aumentó 53 GBTUD frente a la demanda registrada en el mes de abril de 2026 (807 GBTUD), explicado principalmente por un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica de la costa e Industrial 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 **mayo**.

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	409	385	34	419	102%
	Gibraltar	28	28	0	28	101%
	Istanbul	12	8	0	8	64%
	Otros campos interior	66	6	30	36	54%
Costa	Arrecife	18	0	13	13	70%
	Bloque VIM 5, 21 y esperanza	119	59	12	71	60%
	Ballena y Chuchupa	68	67	0	67	98%
	Bonga/Mamey	29	15	0	15	50%
	Bullerengue	0	5	0	5	-
	Mágico	33	3	0	3	8%
	Otros campos costa	12	14	10	24	203%
<b>Total Potencial de Producción</b>		<b>793</b>	<b>589</b>	<b>98</b>	<b>687</b>	<b>87%</b>
Planta Regasificación Cartagena***		465	283	0	283	61%
<b>Total</b>		<b>1,258</b>	<b>872</b>	<b>98</b>	<b>970</b>	

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. 00598 del 11 de mayo 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. 00598 del 11 de mayo de 2026 no se encuentra información de Bullerengue

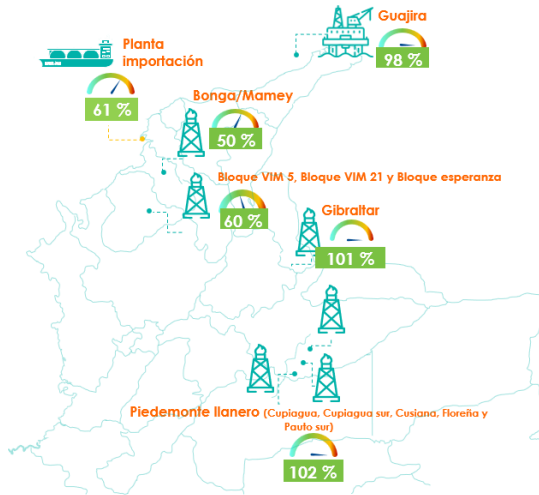
\*\*\*\* Capacidad total de la planta de regasificación.

**Piedemonte llanero:** Cupiagua, Cusiana, Floreña, Pauto Sur

**Otros campos interior:** Aguas Blancas, Cantagallo, Capachos, Caramelo, 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, Toqui Toqui

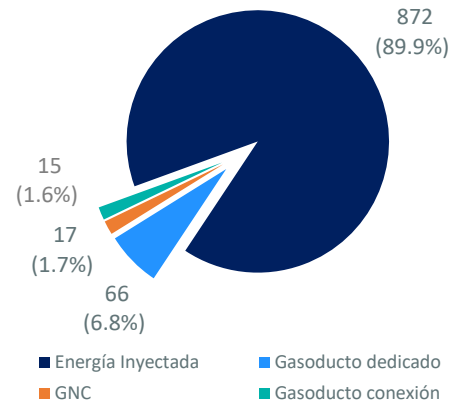
**Bloque VIM 5, 21 y esperanza:** Acordeón, Aguas Vivas, Alboka, Arandala Ciénaga De Oro, Arandala Porquero, Arianna, Breva-1, Cañaflecha, Cañahuatú, Clarinete, Claxon, Comamusa, Fresa, Katana, Lulo, Nelson Ciénaga De Oro, Nelson Porquero, Nispero - Trombón, Oboe, Palmer, Pandereta, Saxofón Ciénaga De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

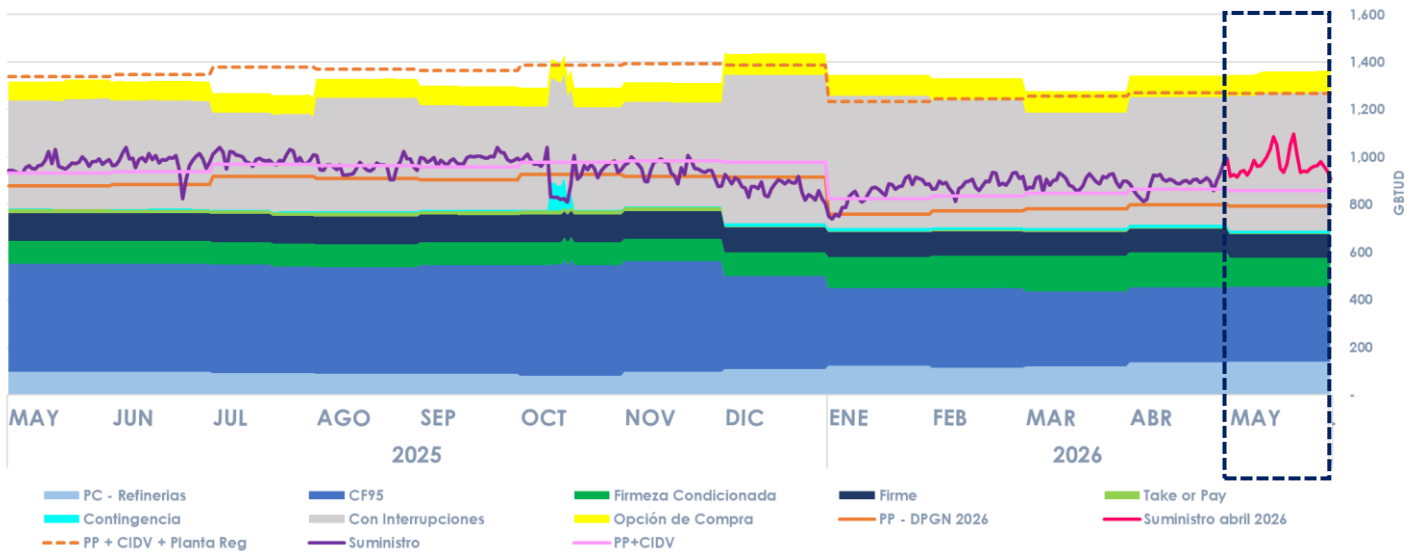


## Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el periodo mayo 2025 – mayo 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.
- ii) La variación de suministro de energía en el sistema durante los meses del presente año. El suministro incluye la inyección total realizada por la planta de regasificación.
- iii) Los referentes de Potencial de Producción y capacidad de la planta de importación de gas natural.

Se resalta que para el mes de mayo la contratación<sup>1</sup> respaldada con firmeza representó **639 GBTUD**, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró **575 GBTUD**. El **suministro<sup>2</sup> promedio** del mes fue de **970 GBTUD**, con oscilaciones entre **908 GBTUD (min.)** y **1,096 GBTUD (máx.)**.



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

<sup>1</sup> Los detalles de esta información se pueden obtener en el Bolefín Electrónico Central -BEC en la ruta (<https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/contratos>).  
<sup>2</sup> 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 Bolefín Electrónico Central -BEC en la ruta (<https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/oferta>).

<b>VARIABLE (GBTUD)</b>	<b>MAY25</b>	<b>JUN25</b>	<b>JUL25</b>	<b>AGO25</b>	<b>SEP25</b>	<b>OCT25</b>	<b>NOV25</b>	<b>DIC25</b>	<b>ENE26</b>	<b>FEB26</b>	<b>MAR26</b>	<b>ABR26</b>	<b>MAY26</b>
Potencial de Producción	879	885	917	910	904	926	918	914	760	772	782	798	<b>793</b>
Suministro Min.	932	824	950	905	962	809	875	806	739	813	850	813	<b>908</b>
Suministro Prom.	969	980	995	957	992	936	948	871	849	890	896	895	<b>970</b>
Suministro Máx.	1,033	1,040	1,039	1,024	1,039	1,040	1,005	927	922	936	932	996	<b>1,096</b>
Producción comprometida por Refinerías	96	96	92	89	87	81	96	109	121	114	120	136	<b>140</b>
Garantía Firmeza	767	767	764	764	772	800	777	701	669	679	671	668	<b>639</b>
Con Interrupciones	458	456	408	477	439	432	439	625	557	538	485	538	<b>575</b>

**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			36	\$ 7.24	21	\$ 7.25	162	\$ 10.49			282	120
	Cupiagua			77	\$ 7.83			1	N.D.							78	78
	Cupiagua Sur							17	\$ 7.77	3	N.D.	15	\$ 8.89			34	20
	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	\$ 8.48							35	\$ 7.14			42	8
	Otros Interior	6.5	\$ 5.55	3	\$ 7.84	4.2	N.D.					34	\$ 8.46			48	14
Costa	Arrecife	4.9	\$ 4.88	0.3	N.D.							11	\$ 5.90	2.9	N.D.	20	8
	Ballena			5	N.D.											5	5
	Chuchupa			6	\$ 8.55							13	\$ 6.31	9.6	\$ 6.56	29	16
	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											34	\$ 8.71			34	0
	FSRU - Importación			65	\$ 13.63											65	65
	Otros Costa			3	N.D.							15	\$ 11.34			18	3
<b>Total</b>	<b>99</b>	<b>\$ 6.09</b>	<b>314</b>	<b>\$ 8.58</b>	<b>4</b>	<b>N.D.</b>	<b>120</b>	<b>\$ 8.17</b>	<b>90</b>	<b>\$ 15.17</b>	<b>575</b>	<b>\$ 8.87</b>	<b>12.5</b>	<b>\$ 6.45</b>	<b>1,214</b>	<b>639</b>	
<b>Total (%)</b>	<b>8.1%</b>		<b>25.8%</b>		<b>0.3%</b>		<b>9.9%</b>		<b>7.4%</b>		<b>47.4%</b>		<b>1.0%</b>		<b>100 %</b>	<b>53 %</b>	

**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, Llanoito, Loma Larga, Mana, Palagua, Palermo-Santa Clara, Palogrande, Pauto, Payoa, Provincia, Rio Saldaña, Sardinata, Tello, Tempranillo, Tenay, Toquí Toquí, Velásquez, Yarigui-Cantagallo.

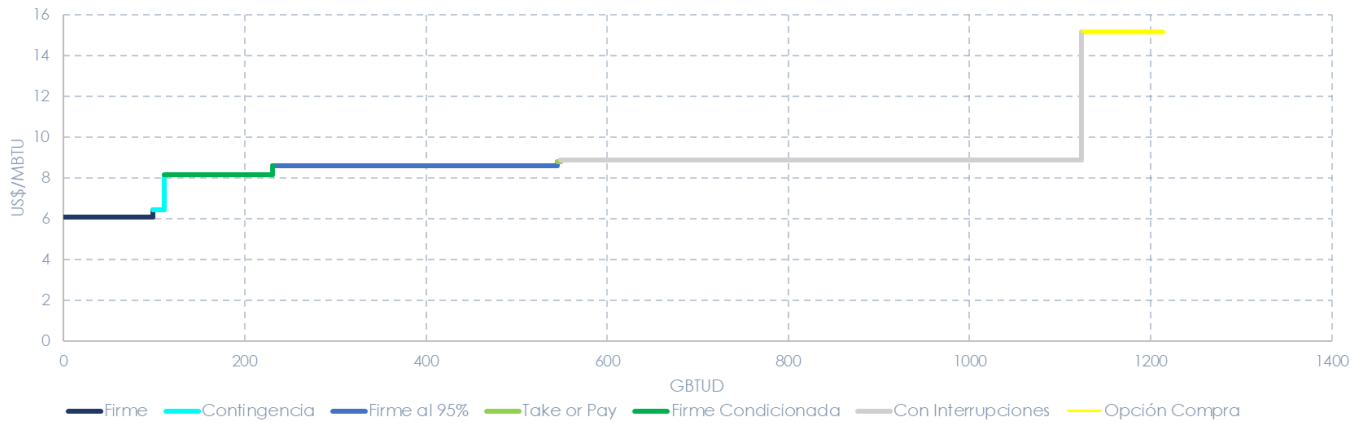
**NOTA 1:** La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

**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 mayo se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,214 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** Con interrupciones (575 GBTUD), **ii)** CF95 (314 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 **8.87** USD/MBTU y **8.58** 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 <sup>4</sup>	Cantidad nominada
Interior	Cusiana			63	62			36	35	21	-	162	32			99	97
	Cupiagua			77	78			1	1							78	79
	Cupiagua Sur							17	14	3	-	15	3			17	14
	Floreña	35	35	4	4			17	17	17	0					56	55
	Gibraltar			4	4			7	7	7	-					11	11
	Istanbul			8	3							35	5			8	3
	Otros Interior	6	9	3	2	4	3					34	16			14	15
Costa	Arrecife	5	5	0.3	0.3							11	5	2.9	2.9	8	8
	Ballena			5	5											5	5
	Chuchupa			6	6							13	6	9.6	9.6	16	16
	Bloque VIM 5	34	18	7	4			36	17			133	0			77	39
	Bloque VIM 21	18	21					6	6	42	-	42	-			24	27
	B. Esperanza PE			9	8							80	-			9	8
	Bonga Mamey			29	21											29	21
	Bullerengue			31	6											31	6
	Mágico											34	20			-	-
	FSRU - Importación			65	63											65	63
Otros Costa			3	2							15	9			3	2	
<b>Total</b>		<b>99</b>	<b>89</b>	<b>314</b>	<b>267</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>120</b>	<b>96</b>	<b>90</b>	<b>0</b>	<b>575</b>	<b>96</b>	<b>12.5</b>	<b>12.5</b>	<b>549</b>	<b>468</b>
<b>Nominado/Contratado (%)</b>		<b>90%</b>		<b>85%</b>		<b>80%</b>		<b>80%</b>		<b>0%</b>		<b>17%</b>		<b>100%</b>		<b>85 %</b>	

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 **47 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es del **17 %**. 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, Firme, CF95 y Take or Pay el **100 %**, **90 %**, **85 %** y **80 %** 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	30	\$ 5.88	84	\$ 9.23			39	\$ 8.08	13	\$ 7.15	222	\$ 9.41	4	N.D.	391	169
Generación Térmica	35	N.D.	7	\$ 5.63					42	N.D.	220	\$ 7.99			304	84
Residencial	18	\$ 9.22	136	\$ 8.96	4	N.D.	56	\$ 8.92	25	\$ 13.93	30	\$ 7.33	8.5	\$ 7.06	276	247
GNVC	11	\$ 8.57	11	\$ 8.69			14	\$ 4.72	8	\$ 7.23	53.1	\$ 10.64			97	44
Comercial	1	\$ 3.38	45	\$ 8.82			3	\$ 8.50			48	\$ 9.54			97	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.	1.1	N.D.			11	10
<b>Total</b>	<b>99</b>	<b>\$ 6.09</b>	<b>314</b>	<b>\$ 8.58</b>	<b>4</b>	<b>N.D.</b>	<b>120</b>	<b>\$ 8.17</b>	<b>90</b>	<b>\$ 15.18</b>	<b>575</b>	<b>\$ 8.88</b>	<b>12.5</b>	<b>\$ 6.45</b>	<b>1,214</b>	<b>639</b>
<b>Total (%)</b>	<b>8.1%</b>		<b>25.8%</b>		<b>0.3%</b>		<b>9.9%</b>		<b>7.4%</b>		<b>47.4%</b>		<b>1.0%</b>		<b>100 %</b>	<b>53 %</b>

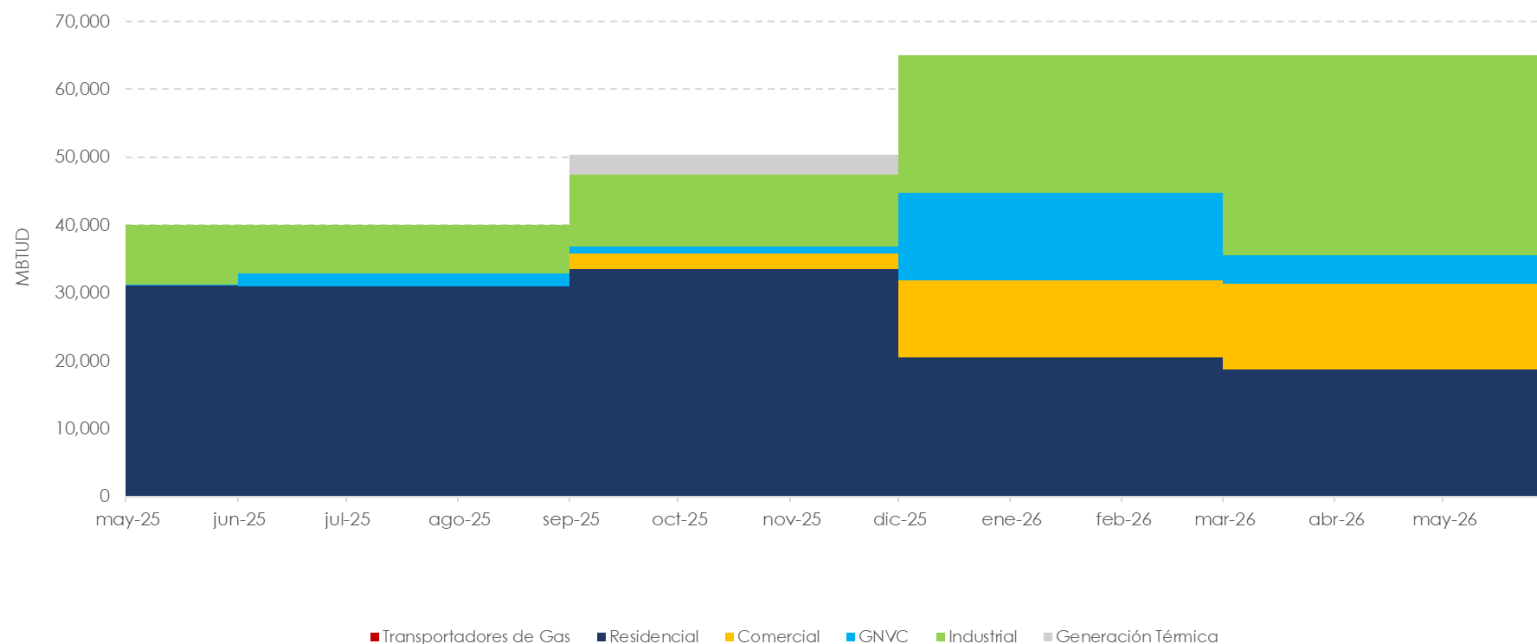
## Cantidades contratadas y nominaciones finales por sector de consumo – Mercado primario

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 <sup>2</sup>	Cantidad nominada
Industrial	30	24	84	64			39	25	13	-	222	52	4.0	4.0	156	116
Generación Térmica	35	35	7	6					42	-	219	5			42	41
Residencial	18	17	136	121	4	3	56	52	25	0.0	30	8	8.5	8.5	222	201
GNVC	11	5	11	10			14	13	8	-	53.08	28.72			36	28
Comercial	1	1	45	44			3	1			48	3			49	46
Petroquímica	3	7					6	3			2				9	10
Refinería			27	18											27	18
Compresoras			5	5			3	3	2	-	1.1	0.2			8	8
<b>Total</b>	<b>99</b>	<b>89</b>	<b>314</b>	<b>267</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>120</b>	<b>96</b>	<b>90</b>	<b>0</b>	<b>575</b>	<b>96</b>	<b>12.5</b>	<b>12.5</b>	<b>549</b>	<b>468</b>
<b>Total (%)</b>	<b>90%</b>		<b>85%</b>		<b>80%</b>		<b>80%</b>		<b>0%</b>		<b>17%</b>		<b>100%</b>		<b>85 %</b>	

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.

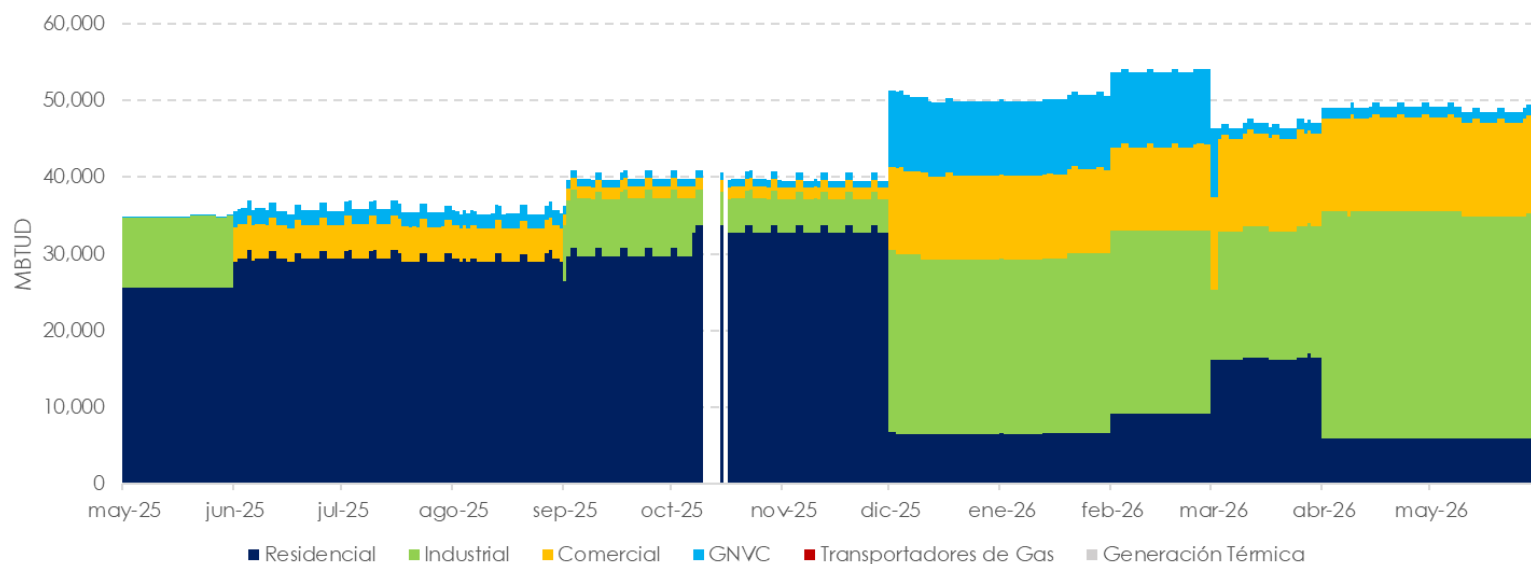
## Cantidades contratadas de gas importado, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
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
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

Cifras en MBTUD

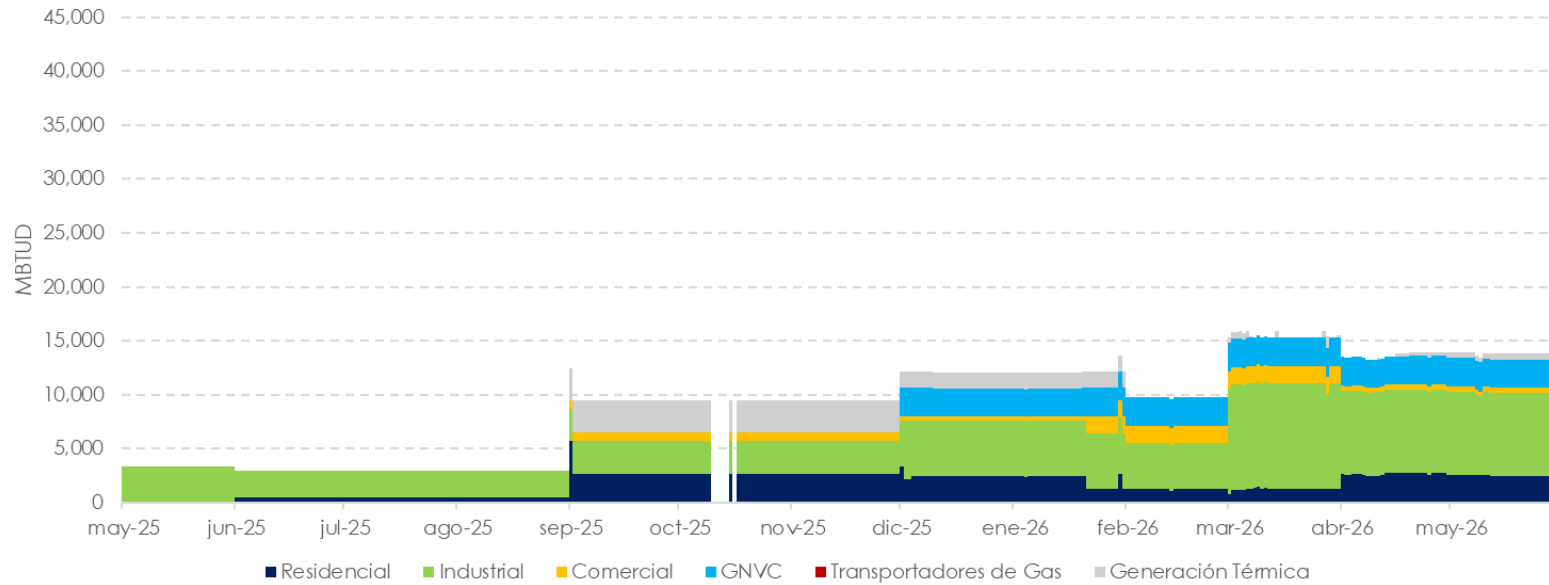
## Nominaciones finales de gas importado en la región interior, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
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
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

Cifras en MBTUD

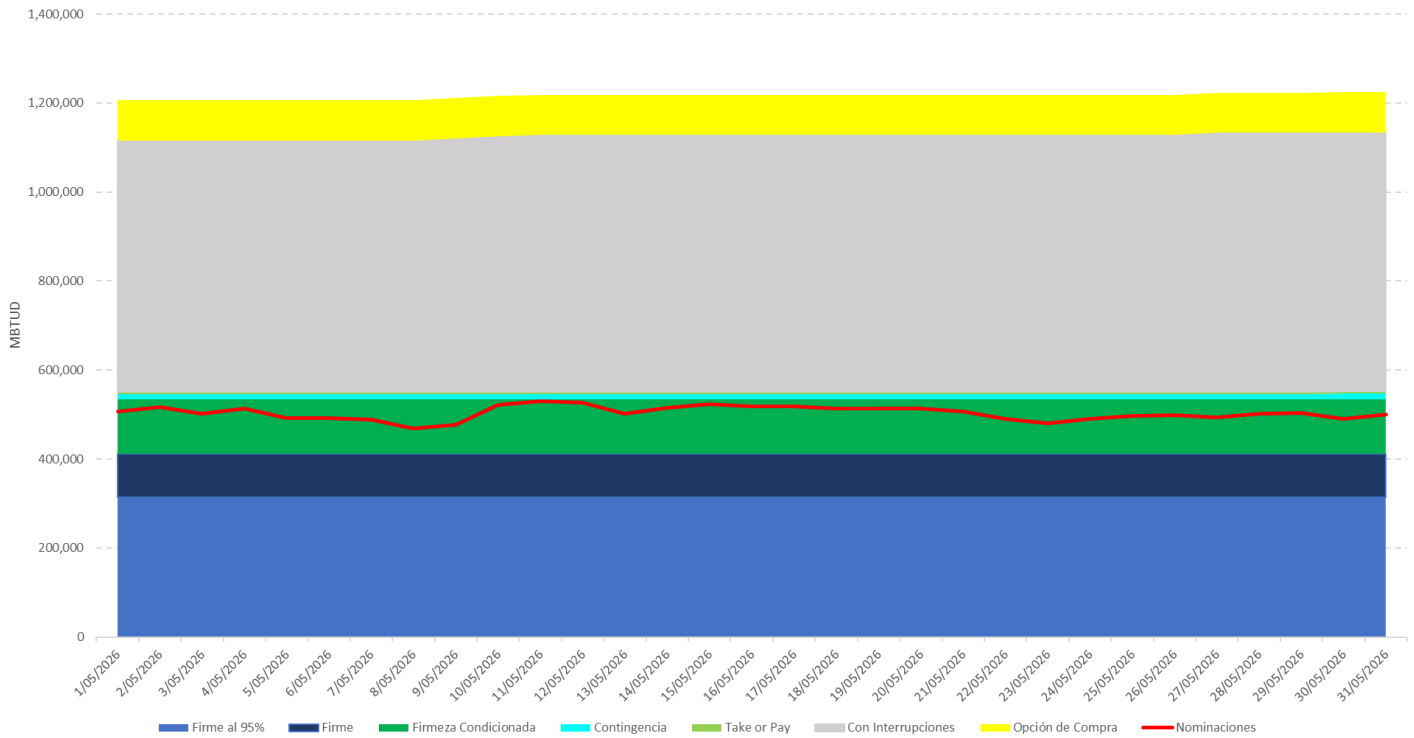
## Nominaciones finales de gas importado en la región costa, sin incluir Grupo Térmico



Fecha	Residencial	Industrial	Comercial	GNVC	Compresores	Termoeléctrico
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	2,085	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	2,666	7,772	428	2,629	0	160
may-26	2,486	7,750	428	2,593	0	544

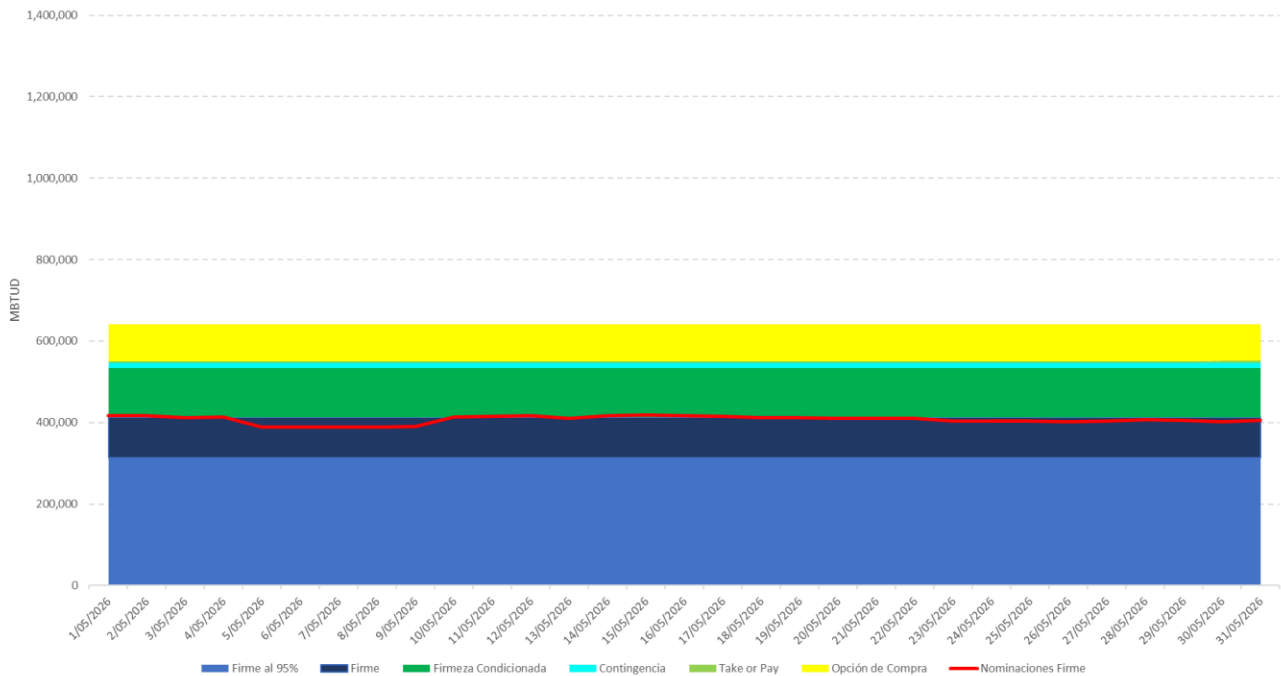
Cifras en MBTUD

## Cantidades contratadas y nominaciones finales nivel nacional



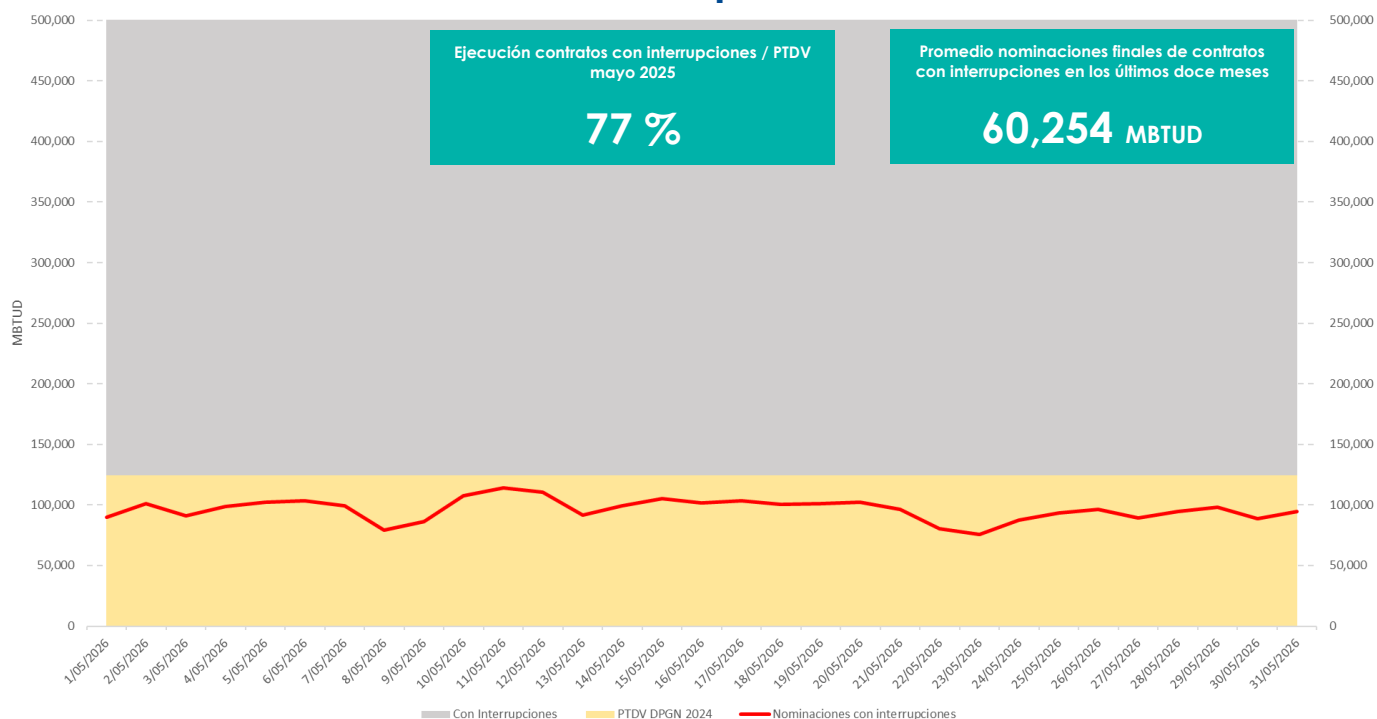
**NOTA:** en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

## 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.

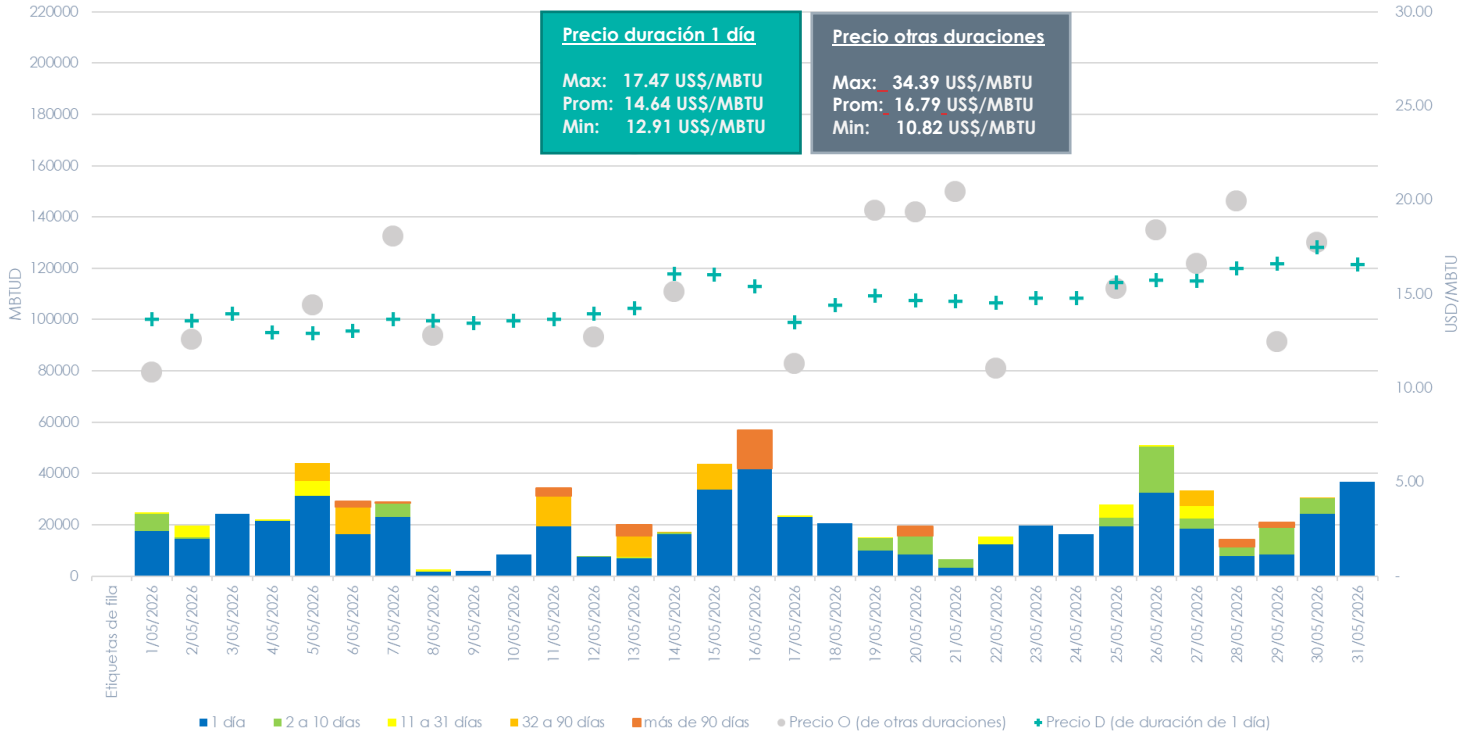
Fecha	Nominaciones finales de contratos con interrupciones
jun-25	24,174
jul-25	34,020
ago-25	54,771
sep-25	62,323
oct-25	55,922
nov-25	49,278
dic-25	48,485
ene-26	64,767
feb-26	80,345
mar-26	81,927
abr-26	70,783
may-26	96,256

Cifras en MBTUD

## Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en mayo registró 624 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (442). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 12.91 USD/MBTU (mayo 05) y 17.47 USD/MBTU (mayo 30) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en mayo fue de 736,515 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.

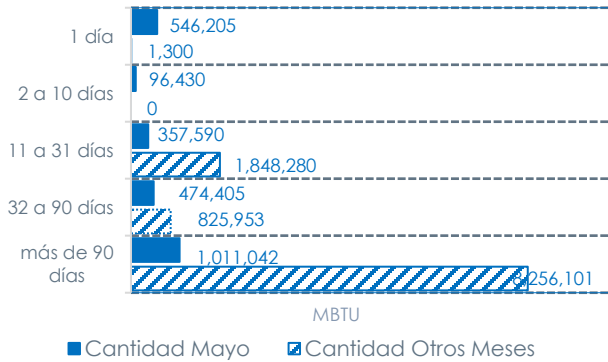
### Número de operaciones en Mayo – Suministro

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	12	14	19	16	21	12	15	5	6	10	12	8	6	12	18	21	16	8	10	7	9	17	25	21	17	23	15	14	13	17	23	442	\$ 14.80	
11 a 31 días	13	2					1					1	1	2					2	2	1					5	9	37	3	42	2	123	\$ 16.49	
2 a 10 días	1	4		2	5		1	1					1				3		1	3		1			2	2	1					18	\$ 15.81	
32 a 90 días						2	1					1		3		1					2							1		2			13	\$ 17.07
más de 90 días					1	3					2		1	2	2						2						1			5	1		18	\$ 16.41
Total general	26	20	19	18	27	17	18	6	6	10	15	9	12	16	20	22	19	8	13	14	10	18	25	21	24	34	54	18	62	20	23	624	\$ 15.23	

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 70.83% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 29 de mayo con 62 transacciones, equivalentes al 9.93 % 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 mayo – MBTU



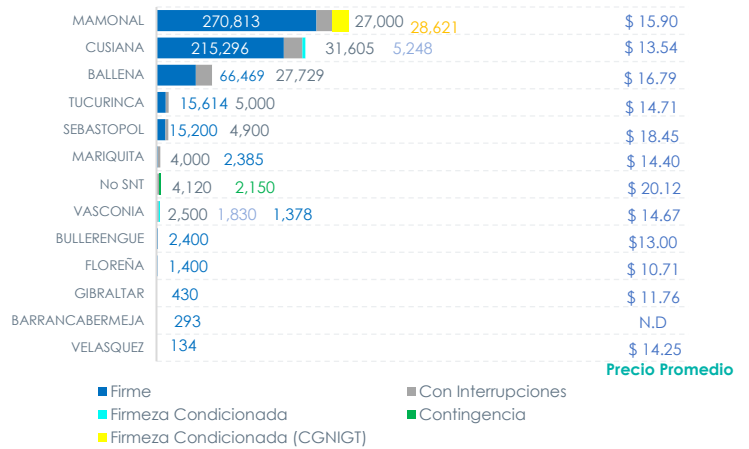
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **22 %** de los **2,485,672 MBTU** del volumen total transado ejecutado en mayo. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **9,267,143 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **18.5 %** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

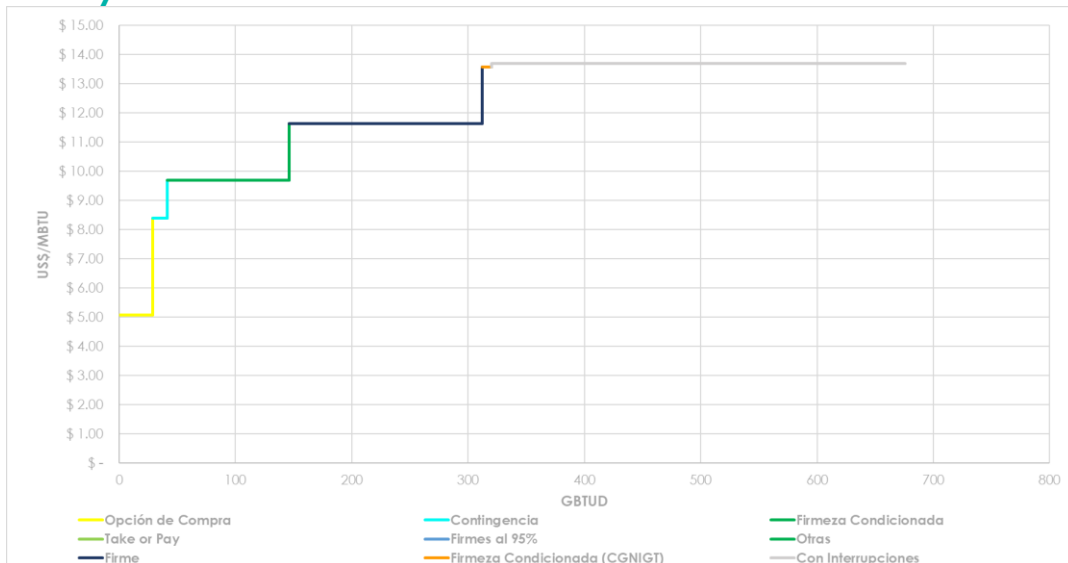
## Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 326,434 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 591,812 MBTUD equivalente al 80.03% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 106,854 MBTUD, equivalente al 14.51%; la modalidad **“Firmeza Condicionada (CGNIGT)”** registró 28,621 MBTUD equivalentes al 3.89%; la modalidad **“Firmeza Condicionada”** registró 7,078 MBTUD equivalentes al 0,96% y **“Contingencia”** reportó 2,150 MBTU equivalente al 0.29% en mayo. CUSIANA (367) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por, MAMONAL (125), los PUNTOS NO SNT (37), BALLENA (33) y SEBASTOPOL (14).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

## Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en mayo 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 \$ 5.07 USD/MBTU, mientras que la modalidad “Con Interrupciones” representa el valor más alto sobre los \$13.70 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 77.2 % de la contratación total nacional agregada con 522 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes. Finalmente, se destaca que para el mes de mayo tomo relevancia la contratación con modalidad “Firmeza Condicionada” con unas cantidades promedio de 105.1 GBTUD, adicionalmente, se registraron contrataciones con la modalidad “Firmeza Condicionada (CGNIGT)” con un precio promedio ponderado de \$13.57 USD/MBTU.

## Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en mayo 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 Cantidad (GBTUD)	Total garantiza firmeza Cantidad (GBTUD)
		Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)		
Interior	Cusiana	44.4	\$ 9.52	15.3	\$ 8.40	6.0	\$ 2.18	116.0	\$ 13.37	6.0	N.D.			187.7	59.7
	Barranca							2.0	N.D.	6.0	\$ 6.34			8.0	0.0
	Vasconia	0.48	\$ 10.31	1.8	\$ 13.93			3.0	\$ 13.97					5.3	2.3
	Sebastopol	4.3	\$ 21.52					9.4	\$ 13.70					13.7	4.3
	Gibraltar	3.05	\$ 7.81											3.1	3.1
	Caramelo													-	-
	Mariquita	0.08	\$ 13.99					6.4	\$ 14.32					6.5	0.1
Corrales							1	N.D.					1.0	-	
Costa	Jobo							15.0	\$ 8.93					15.0	-
	Ballena	7.8	\$ 12.75	1.5	N.D.			38.7	\$ 16.33					48.0	9.3
	Mamonal	54.5	\$ 13.47	39.0	\$ 9.00	22.8	\$ 5.83	80.3	\$ 15.74			8.0	\$ 13.57	204.6	101.5
	Bonga Mamey													-	-
	Tucurínca	41.9	\$ 9.83	46.8	\$ 10.46			2.7	N.D.					91.5	88.7
	La Creciente													-	-
	Hocol													-	-
	Bullerengue	0.8	\$ 9.22					5.0	N.D.					5.8	0.8
<b>No SNT*</b>		8.7	\$ 15.49	0.8	\$ 8.14			76.0	\$ 11.12	0.4	\$ 34.60			85.8	9.5
<b>Total general</b>		<b>166</b>	<b>\$ 11.64</b>	<b>105.2</b>	<b>\$ 9.70</b>	<b>28.8</b>	<b>\$ 5.07</b>	<b>355.6</b>	<b>\$ 13.70</b>	<b>12.4</b>	<b>\$ 8.4</b>	<b>8.0</b>	<b>\$ 13.57</b>	<b>675.9</b>	<b>279.2</b>
<b>Total (%)</b>		<b>24.6 %</b>		<b>15.6 %</b>		<b>4.3 %</b>		<b>52.6 %</b>		<b>1.8 %</b>		<b>1.2 %</b>		<b>100%</b>	<b>49.52%</b>

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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

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

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

## II. TRANSPORTE

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

### TRAMOS EN FLUJO

Región	No	Tramos*	Num agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMMP	Volumen Minimo (incluye 0)	Volumen Promedio	Volumen Maximo	Pareja de Cargos 80-20** (COP/KPC)
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	14	256.600	254.399	2.201	0,86 %	30.869	48.072	53.964	\$ 1.123,64
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	19	586.100	595.376	0	0,00 %	254.714	348.664	486.197	\$ 1.215,71
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	19	504.100	519.070	0	0,00 %	198.470	276.112	377.798	\$ 1.731,80
	4	CARTAGENA-MAMONAL	10	204.509	204.509	0	0,00 %	79.588	99.793	115.175	\$ 196,80
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	13	215.850	211.892	3.958	1,83 %	86.812	95.667	114.689	\$ 2.434,37
	6	JOBO-SINCELEJO	12	181.645	172.692	8.953	4,93 %	72.000	84.170	101.897	\$ 2.649,81
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	40.000	37.800	2.200	5,50 %	3.803	23.008	25.503	\$ 1.061,19
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	0	13.943	0	13.943	100,00 %	0	0	0	\$ 5.061,32
	9	APIAY-OCOYA	6	24.175	16.274	7.901	32,68 %	5.199	11.805	14.509	\$ 1.926,64
	10	APIAY-USME	3	18.197	17.317	880	4,84 %	6.821	14.863	17.693	\$ 3.048,73
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	7	148.000	85.802	62.198	42,03 %	34.685	43.619	50.307	\$ 2.776,60
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	13	260.000	204.340	55.660	21,41 %	50.572	84.953	120.854	\$ 5.802,69
	13	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	3	30.190	26.591	3.599	11,92 %	10.369	19.290	23.222	\$ 9.086,10
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	8	203.000	76.419	126.581	62,36 %	38.241	50.632	67.533	\$ 2.361,18
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15.552	5.358	10.194	65,55 %	3.144	4.332	8.062	\$ 3.760,76
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12.015	3.377	8.638	71,89 %	2.749	3.138	3.408	\$ 6.765,06
	17	COGUA-SABANA_F	7	215.000	156.897	58.103	27,02 %	89.420	122.099	140.347	\$ 2.045,33
	18	CUSIANA-APIAY	10	70.569	53.329	17.240	24,43 %	24.011	37.743	43.983	\$ 2.821,00
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	32	470.000	322.259	147.741	31,43 %	241.067	289.796	314.954	\$ 336,69
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	27	470.000	304.884	165.116	35,13 %	239.733	288.635	313.880	\$ 3.852,22
	21	FLANDES-GUANDO	1	10.738	1.250	9.488	88,36 %	997	1.172	1.387	\$ 4.312,94
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2.156	1.538	618	28,66 %	1.267	1.444	1.536	\$ 4.599,40
	23	FLOREÑA-YOPAL	11	16.161	15.434	727	4,50 %	10.094	11.897	13.094	\$ 1.109,09
	24	GBS_J-GBS_F	12	63.744	12.228	51.516	80,82 %	8.379	11.286	13.176	\$ 3.848,58
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	9	42.000	36.875	5.125	12,20 %	9.791	26.121	27.089	\$ 12.843,23
	26	GUALANDAY-NEIVA	4	11.000	9.830	1.170	10,64 %	5.471	7.078	7.923	\$ 20.549,45
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0,00 %	630	781	869	\$ 11.661,79
	28	LA BELLEZA-COGUA	13	223.500	159.348	64.152	28,70 %	91.716	124.445	143.208	\$ 1.328,05
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	19	305.000	198.747	106.253	34,84 %	55.924	141.011	185.093	\$ 2.021,26
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	5	20.098	16.035	4.063	20,22 %	7.258	11.982	13.356	\$ 5.930,62
	31	MARIQUITA-PEREIRA	10	168.000	133.770	34.230	20,38 %	58.191	70.696	87.703	\$ 3.429,76
	32	NEIVA-HOBO	1	2.765	1.450	1.315	47,56 %	354	806	1.080	\$ 32.807,34
	33	PEREIRA-ARMENIA	8	158.000	112.402	45.598	28,86 %	44.526	55.055	72.149	\$ 1.208,60
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3.675	3.330	345	9,39 %	2.569	3.400	4.017	\$ 10.578,56
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4.637	4.165	472	10,18 %	1.229	3.341	4.170	\$ 7.371,05
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78.000	59.023	18.977	24,33 %	34.245	46.392	54.068	\$ 6.656,36
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	7	143.000	52.739	90.261	63,12 %	13.210	51.895	88.089	\$ 984,56
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	268	92	25,56 %	214	259	276	\$ 25.813,40
	39	VASCONIA-MARIQUITA	13	192.000	153.069	38.931	20,28 %	70.907	85.777	95.960	\$ 1.959,30
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11.836	4.600	7.236	61,14 %	3.276	4.000	4.413	\$ 2.065,67
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73.600	73.600	0	0,00 %	23.799	29.442	34.044	\$ 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/KPC)
COSTA	1	LA MAMI-BALLENA	18	102.900	120.900	0	0,00 %	\$ 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	1	109.500	5.565	103.935	94,92 %	\$ 5.802,69
	7	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	7	19.726	16.026	3.700	18,76 %	\$ 9.086,10
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	7	130.000	54.917	75.083	57,76 %	\$ 2.361,18
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	2	70.900	70.211	689	0,97 %	\$ 2.021,26
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	13	206.000	89.567	116.433	56,52 %	\$ 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.

**En mayo de 2026, la capacidad disponible primaria (CDP) en sentido de flujo presentó una variación frente a abril. Los aumentos de CDP se registraron en los tramos GBS I–GBS F, con un aumento de 88 KPCD, al pasar de 80,68 % CDP/CMMP en abril a 80,82 % CDP/CMMP en mayo; y Bucaramanga–Barrancabermeja, con un aumento de 12 KPCD, al pasar de 11,88 % en abril a 11,92 % CDP/CMMP en mayo.**

**En contraste, las reducciones de capacidad disponible primaria se concentraron en los tramos Yopal–Morichal, con una disminución de 690 KPCD frente a abril; Cusiana–El Porvenir, con una reducción de 313 KPCD; El Porvenir–La Belleza y La Belleza–Vasconia, con disminuciones de 326 KPCD cada uno; y Jobo–Sincelejo y Sincelejo–Cartagena, con reducciones de 170 KPCD cada uno.**

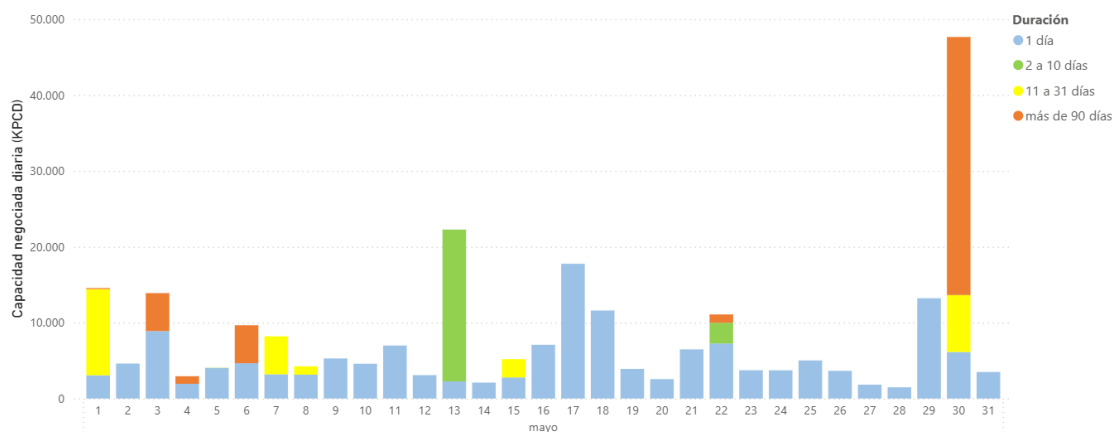
**En cuanto a los tramos en contraflujo, para el mes de mayo no se identificaron aumentos de la CDP respecto a abril. Las reducciones de capacidad disponible primaria se concentraron en los tramos Vasconia–Sebastopol y Sebastopol–Barrancabermeja, con disminuciones de 326 KPCD cada uno, y en Barrancabermeja–Bucaramanga, con una reducción de 337 KPCD frente al mes anterior.**

Los tramos que presentaron una relación entre capacidad disponible primaria y capacidad máxima de mediano plazo (CDP/CMMP) inferior al 10 % fueron: **en sentido de flujo**, Jobo–Sincelejo, La Creciente–Sincelejo, Sincelejo–Cartagena, Cartagena–Barranquilla, Barranquilla–La Mami, Ballena–La Mami, Cartagena–Mamonal, Apiay–Usme, Floreña–Yopal, Guando–Fusagasugá, Pradera–Popayán y Yumbo/Cali–Cali. **En sentido de contraflujo**, los tramos fueron La Mami–Barranquilla, Barranquilla–Cartagena, La Mami–Ballena y Vasconia–La Belleza.

## Mercado secundario de Transporte

En el mercado secundario de transporte de gas natural, **durante mayo de 2026** se registraron **203 operaciones**, lo que representa un **incremento de 39,0% frente a abril**. Las negociaciones asociadas a contratos con duración de **1 día** continuaron siendo las más representativas, con **181 operaciones, equivalentes al 89,2% del total transado en el mes**. Las operaciones restantes, correspondientes a contratos con duraciones mayores a 1 día, sumaron 22 registros, con una participación de 10,8%.

### Transacciones mercado secundario mayo – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

### Número de operaciones en mayo – 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	3	4	5	2	4	4	5	4	4	5	6	5	4	4	7	9	9	7	6	6	13	10	6	6	6	5	5	4	9	8	6	181	
2 a 10 días	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
11 a 31 días	5	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	11	
32 a 90 días	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
más de 90 días	1		1	1		1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	3	0	8	
<b>TOTAL</b>	<b>9</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>9</b>	<b>17</b>	<b>6</b>	<b>203</b>	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Las **capacidades transadas durante mayo** de 2026 alcanzaron un total de **256.066 KPCD<sup>3</sup>**, con un promedio estimado de 1.261,41 KPCD por operación. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el **30 de mayo**, con 14 transacciones; seguido por el **21 de mayo**, con 13 transacciones; el **22 de mayo**, con 12 transacciones; y los días **1, 16, 17 y 29 de mayo**, con 9 transacciones cada uno. En conjunto, estos días concentraron 75 operaciones, equivalentes al 36,95% del total de las 203 transacciones realizadas durante el mes.

Por duración contractual, las **negociaciones de 1 día** continuaron concentrando la mayor actividad de mercado, **con 181 operaciones, equivalentes al 89,16% del total mensual**. No obstante, en términos de capacidad contratada **representaron el 62,37% del volumen total transado, con 159.709 KPCD**. Las operaciones con **duración superior a 10 días** tuvieron una participación del **28,74% de la capacidad mensual con 19 operaciones**. Dentro de este grupo se destacaron las **operaciones de más de 90 días**, que **representaron el 18,06% de la capacidad mensual con 8 operaciones**, y las de 11 a 31 días, que representaron el 10,68% con 11 operaciones.

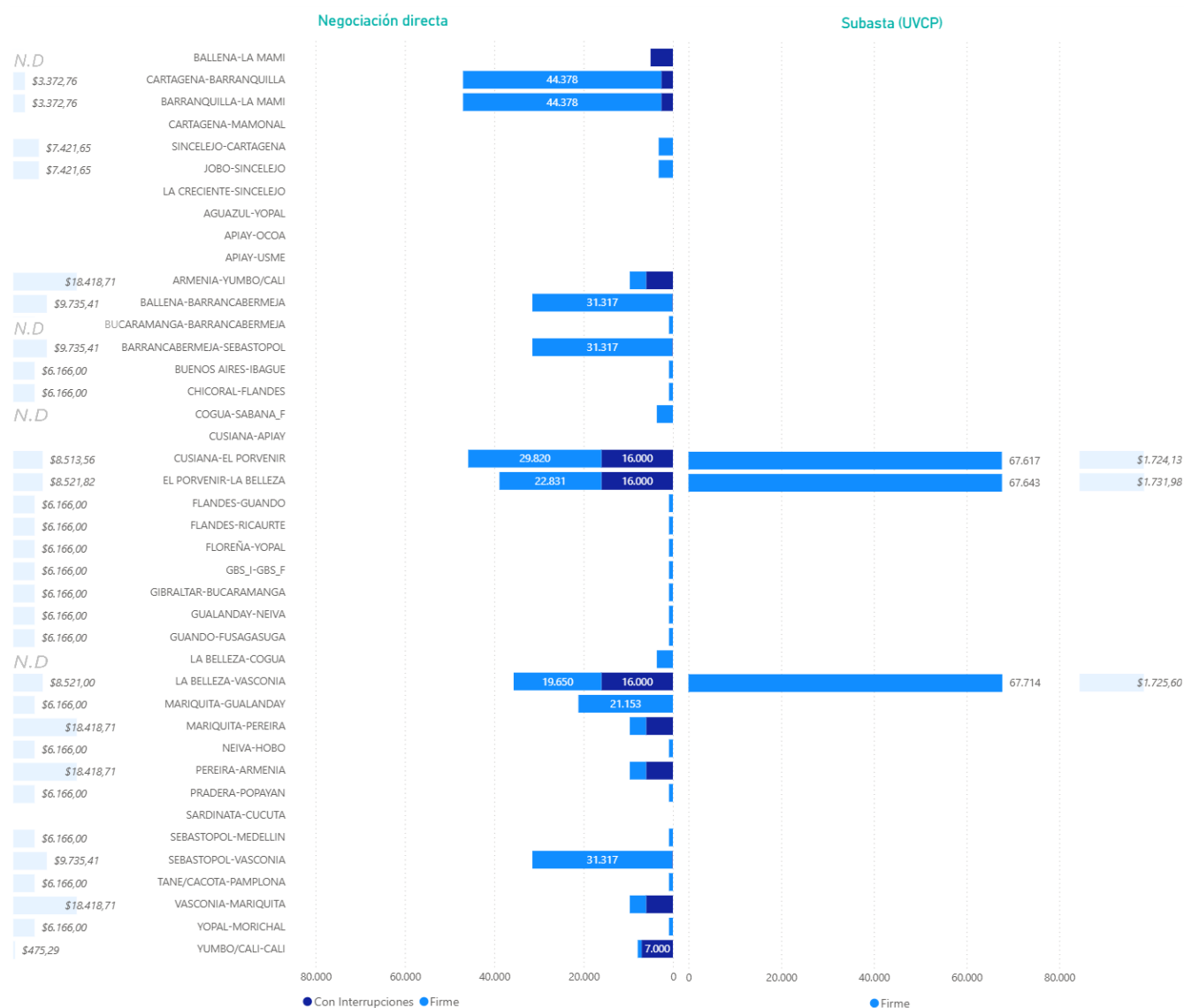
<sup>3</sup> Capacidad total por operación: suma de las capacidades negociadas en cada operación, sin duplicar cantidades por la composición física de las rutas.

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

Del total de operaciones registradas en **mayo de 2026** en el mercado secundario de transporte (**203 operaciones**), **95 correspondieron a asignaciones mediante subasta úselo o véndalo de corto plazo (SUVCP), equivalentes al 46,8%** del total, mientras que las **108 operaciones restantes se realizaron bajo negociación directa, con una participación del 53,2%**.

En términos de capacidad, se **transaron 610.911 KPCD<sup>4</sup>** durante el mes. De este total, la capacidad negociada mediante **SUVCP** ascendió a **202.974 KPCD**, lo que **representa el 33,2% de la capacidad total transada**, mientras que la **negociación directa concentró 407.937 KPCD, equivalentes al 66,8%**.

En negociación directa se destaca el tramo **Cartagena–Barranquilla**, en el cual se transaron **46.978 KPCD**, distribuidos en 44.378 KPCD bajo modalidad Firme y 2.600 KPCD bajo modalidad Con Interrupciones. Este mismo nivel de capacidad se observó en el tramo **Barranquilla–La Mami**, también con **46.978 KPCD** transados bajo negociación directa.



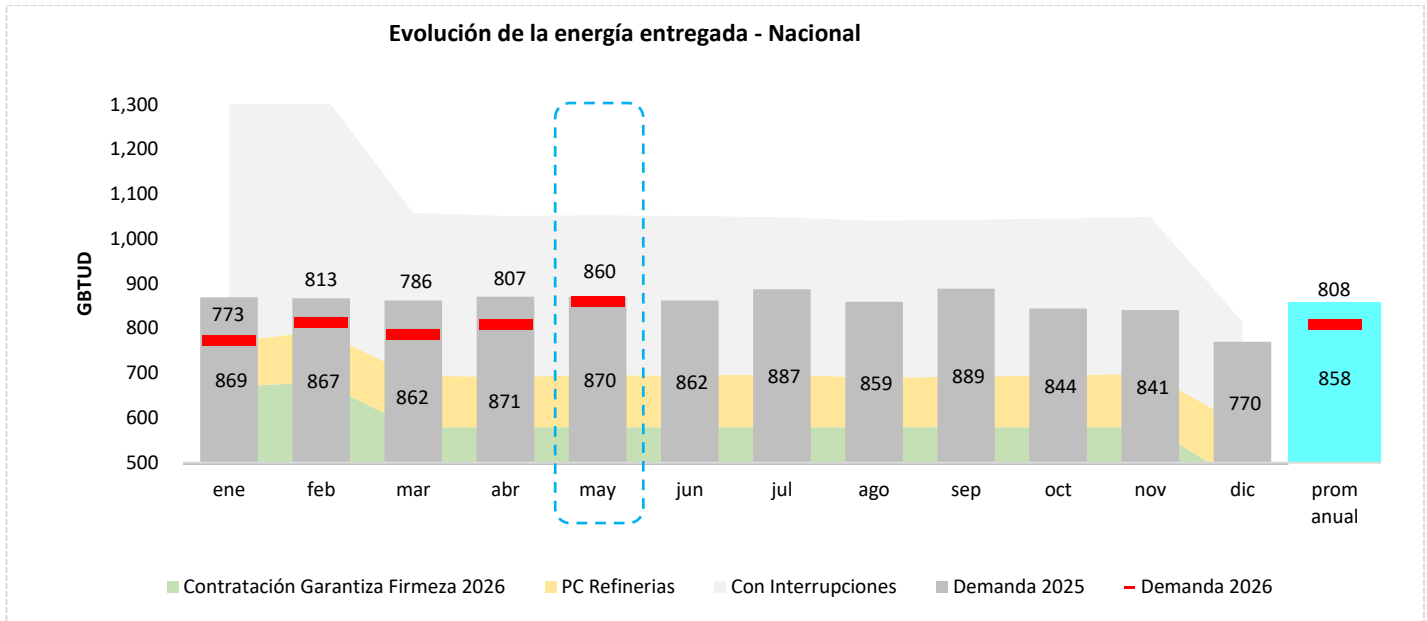
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS  
 N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

<sup>4</sup> Suma total por tramo: suma de las capacidades negociadas por tramo del SNT; una misma operación puede incluir varios tramos, por lo que esta agregación puede superar el total por operación.

# III. DEMANDA

## Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de **mayo de 2026** se observa una demanda promedio de **860 GBTUD**, esto es **1.1% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2025 que se situó en 870 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2026 es de **808 GBTUD**, estando por debajo un **5.8%** 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.

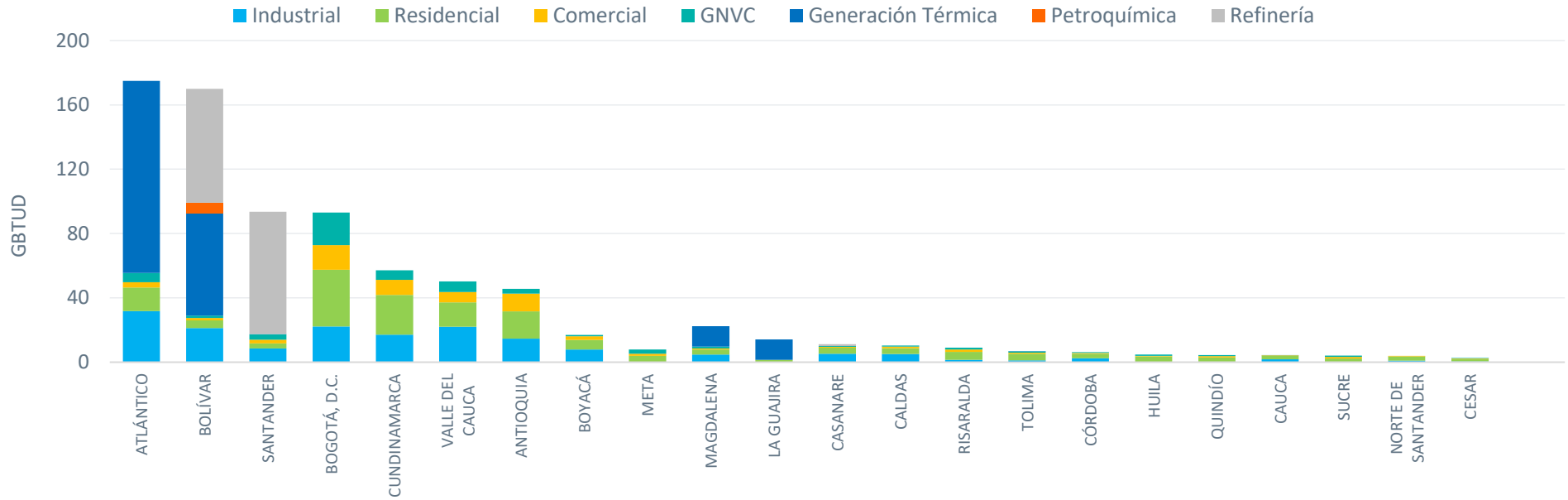
## Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en **mayo de 2026** la demanda **térmica** fue 56 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	146 / 639	165 / 642	209 / 651							

Térmica
 No Térmica

## Energía entregada promedio por departamento y sector de consumo - SNT



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

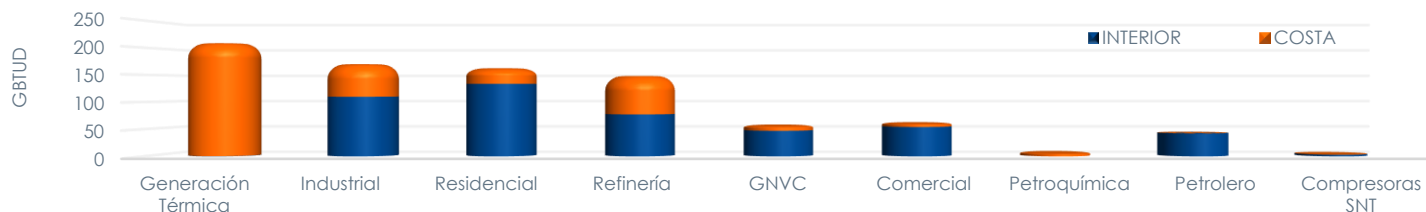
	<b>Residencial</b>	14.7	4.9	3.1	35.2	24.7	15.2	16.9	5.9	3.8	3.1	1.5	3.7	3.6	4.9	4.0	2.7	3.5	2.7	2.2	2.0	2.6	1.5	<b>162</b>
	<b>Comercial</b>	3.3	1.5	2.3	15.3	9.4	6.4	11.2	2.3	1.3	0.6	0.0	0.5	1.0	1.6	0.7	0.6	0.3	0.8	0.4	1.0	0.4	0.3	<b>61</b>
	<b>Industrial</b>	31.7	21.2	8.6	22.3	17.1	22.0	14.7	7.9	0.2	4.8	0.0	5.3	5.1	1.5	1.2	2.5	0.1	0.3	1.8	0.3	1.0	0.5	<b>170</b>
	<b>GNVC</b>	5.8	1.4	3.2	20.3	5.8	6.5	2.9	0.8	2.7	1.2	0.0	0.6	0.6	1.0	0.8	0.4	0.9	0.6	0.0	0.7	0.0	0.4	<b>57</b>
	<b>Generación Térmica</b>	119.4	63.8	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.6	12.8	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>209</b>
	<b>Refinería</b>	0.0	70.8	76.0	0.0	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	<b>148</b>
	<b>Petroquímica</b>	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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>6</b>
	<b>Petrolero</b>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.7	16.5	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	<b>42</b>
	<b>Compresoras</b>	0.0	0.7	1.7	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.2	0.0	0.2	0.1	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	<b>4</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>175</b>	<b>171</b>	<b>95</b>	<b>93</b>	<b>57</b>	<b>50</b>	<b>46</b>	<b>43</b>	<b>25</b>	<b>22</b>	<b>14</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>860</b>

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 **mayo de 2026** el sector que registra mayor energía tomada es el industrial con 170 GBTUD en promedio, de los cuales 110 GBTUD corresponden a la región Interior y 60 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 162 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 133 GBTUD respecto a la costa con 29 GBTUD.



	Generación Térmica	Industrial	Residencial	Refinería	GNVC	Comercial	Petroquímica	Petrolero	Compresoras SNT
<b>COSTA</b>	209	60	29	71	10	7	6	0	1
<b>INTERIOR</b>	0	110	133	77	47	54	0	42	3
<b>TOTAL Nacional</b>	209	170	162	148	57	61	6	42	4
<b>% Segmento</b>	24.3%	19.8%	18.9%	17.2%	6.6%	7.1%	0.7%	4.9%	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 **mayo de 2026**, con respecto abril de 2026 se observa principalmente un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica de la costa e Industrial del interior.

TIPO DE USUARIO			Diciembre 2025		Enero 2026		Febrero 2026		Marzo 2026		Abril 2026		Mayo 2026	
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Comercial	Costa	0	7	0	7	0	8	0	8	0	7	0	7
		Interior	0	55	0	55	0	59	0	58	0	56	0	54
	Generación Térmica	Costa	133	0	142	0	162	0	145	0	164	0	209	0
		Interior	1	0	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0
	GNVC	Costa	9	0	9	0	9	0	10	0	9	0	10	0
		Interior	50	0	45	0	49	0	48	0	47	0	47	0
	Industrial	Costa	51	5	52	5	55	5	54	6	54	7	54	7
		Interior	94	20	91	20	92	21	86	20	83	20	90	20
	Petroquímica	Costa	8	0	8	0	8	0	7	0	7	0	6	0
		Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Refinería	Costa	67	0	69	0	70	0	61	0	75	0	71	0
		Interior	70	0	76	0	65	0	70	0	70	0	77	0
	Residencial	Costa	0	31	0	30	0	30	0	29	0	30	0	29
		Interior	0	135	0	134	0	143	0	144	0	138	0	133
	Petrolero	Costa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Interior	29	0	27	0	32	0	33	0	36	0	42	0
	Compresoras SNT	Costa	4	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0
		Interior	0	0	3	0	3	0	3	0	3	0	3	0
Subtotal UR/UNR			Diciembre 2025		Enero 2026		Febrero 2026		Marzo 2026		Abril 2026		Mayo 2026	
		Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
		Costa	272	44	279	42	304	44	278	43	310	44	350	43
	Interior	245	210	243	209	242	223	242	223	239	214	260	207	
<b>TOTAL</b>			<b>770</b>		<b>773</b>		<b>813</b>		<b>786</b>		<b>807</b>		<b>860</b>	

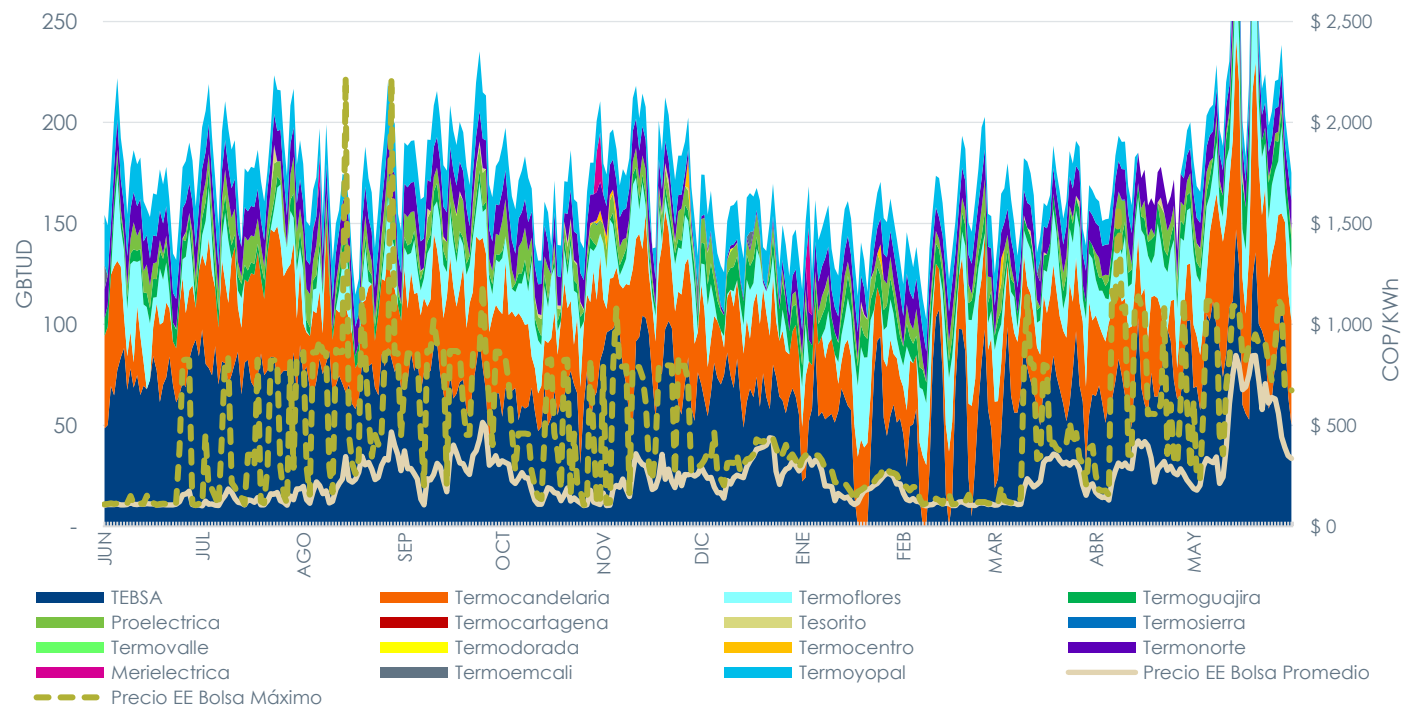
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

## 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 mayo fue en promedio 222 GBTUD.

### Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



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

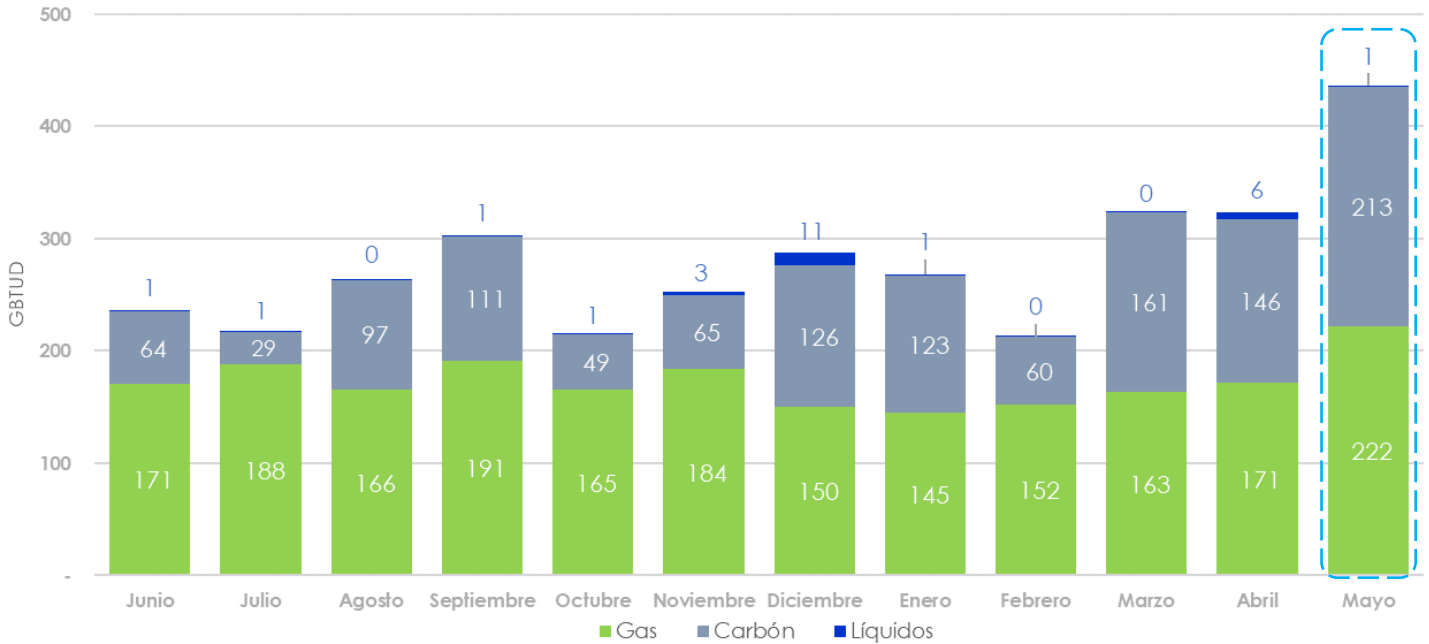
Para el mes de mayo las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 166 GBTUD y 335 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (89 GBTUD), Termocandelaria (60 GBTUD), Termoflores (30 GBTUD), Termonorte (13 GBTUD), Termoguajira (13 GBTUD), Termoyopal (13 GBTUD) y Proeléctrica (4 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 mayo el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 222 GBTUD<sup>1</sup> que representó el 50.9 % del total, carbón con 213 GBTUD (48.8 %) y los combustibles líquidos consumieron 1 GBTUD (0.2 %).

<sup>1</sup> las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

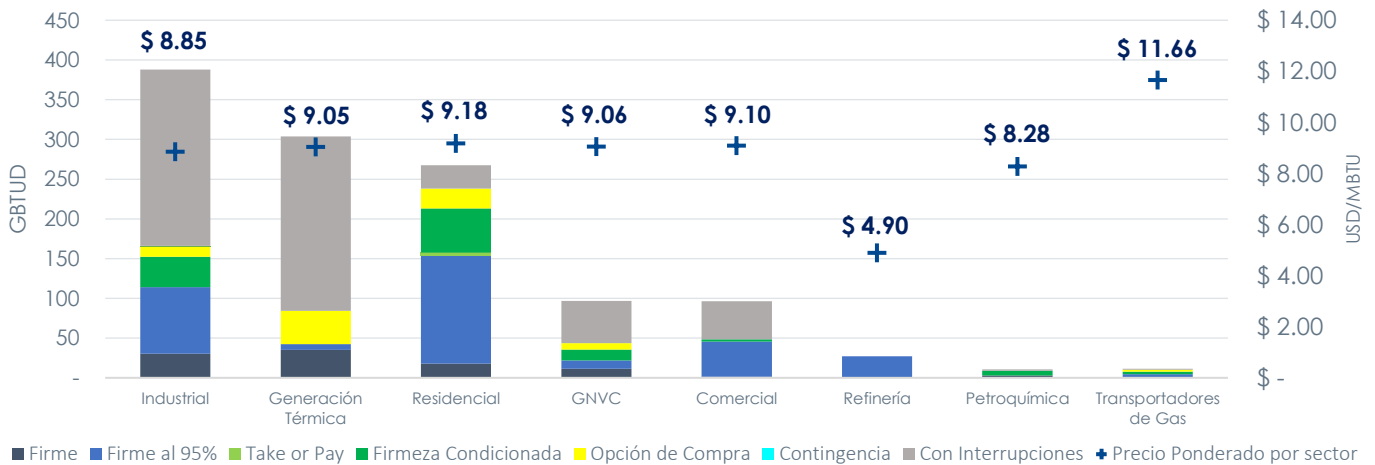
## Consumo de combustible para generación eléctrica



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](mailto:gestordegas@bolsamercantil.com.co)  
Atención de consultas e inquietudes: [informesenergeticos@bolsamercantil.com.co](mailto:informesenergeticos@bolsamercantil.com.co)



@MMEnergéticos



Gestor del Mercado de Gas Natural