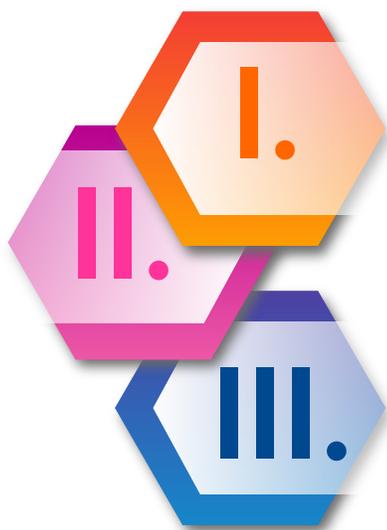




# INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

## MARZO 2025

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 marzo de 2025, el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 960 GBTUD, lo que representó una disminución del 1 % (7 GBTUD respecto a febrero de 2025). La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 163 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 59 % de la energía total contratada para el mes de marzo, con un precio de 6.76 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 4.80 USD/MBTU para la modalidad firme. Resalta que el precio promedio de la modalidad Opción de Compra alcanza los 13.61 USD/MBTU. Por su parte, la modalidad con Interrupciones representó el 33 % de la contratación total, con un precio promedio de 7.97 USD/MBTU.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario de suministro presentaron un crecimiento de 20.61% al pasar de 621 en febrero de 2025 a 750 en marzo de 2025. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en marzo, la modalidad "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con \$5.75 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los \$9.85 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** cuando se analiza el estado de la contratación, considerando la capacidad disponible de los diferentes tramos del sistema desde el punto de vista de su capacidad disponible primaria (CDP) contra su capacidad máxima de mediano plazo (CMMP), se observa que los tramos del sistema de la costa están altamente contratados, lo que responde a que por estos tramos se movió el gas proveniente de los principales campos que atendieron la demanda del SNT durante el mes de marzo.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** las negociaciones de transporte presentaron una disminución de 36.81 % pasando de 182 en febrero de 2025 a 115 en marzo de 2025.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en marzo de 2025 fue de 862 GBTUD, disminuyendo 0.66 % por debajo de la demanda registrada en el mes de febrero de 2025 (867 GBTUD), explicado principalmente por una disminución en los consumos del sector Industrial y Residencial en la región del interior; así mismo, se identifica un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del de la costa e 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 el mes de **marzo**.

Región	Fuente	Potencial de producción (GBTUD)*	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/Potencial de producción
			Entregado al SNT	Entregado a otros **	Total	
Interior	Cusiana/Cupiagua sur	215	223	0	223	104%
	Cupiagua	181	176	0	176	97%
	Floreña	66	12	47	58	88%
	Gibraltar	41	38	0	38	91%
	Istanbul	16	10	0	10	65%
	Otros interior	19	4	0	5	23%
Costa	Ballena	20	13	0	13	64%
	Chuchupa	76	61	0	61	80%
	Bloque VIM 5	110	65	16	81	74%
	Bloque VIM 21	19	35	0	35	179%
	Bloque Esperanza	27	8	0	8	30%
	Bonga/Mamey	35	33	0	33	96%
	Bullerengue	38	14	0	14	35%
	Otros costa	39	1	9	10	25%
	Otros campos aislados	47	6	25	31	67%
<b>Total Potencial de Producción</b>		<b>951</b>	<b>699</b>	<b>97</b>	<b>797</b>	<b>84%</b>
Planta Regasificación Cartagena***		440	163	0	163	37%
<b>Total</b>		<b>1,391</b>	<b>862</b>	<b>97</b>	<b>960</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 corte 27 de noviembre de 2024.

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

<sup>1</sup> Otros Interior: Bonanza, Campo La Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, Dividivi, El Difícil, Loma Larga, Recetor West, San Roque, Tempranillo, Tenay, Tisquirama, Yarigui-Cantagallo.

<sup>2</sup> Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Alboka, Claxon, Oboe, Pandereta, Saxofón.

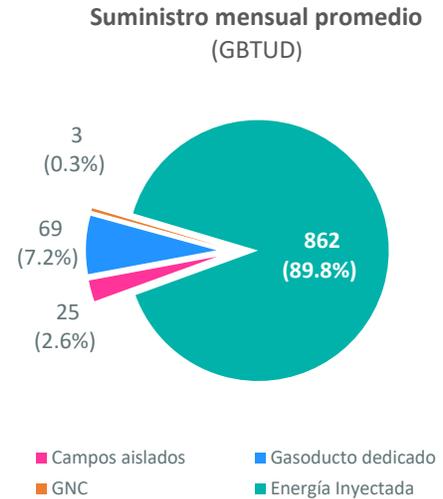
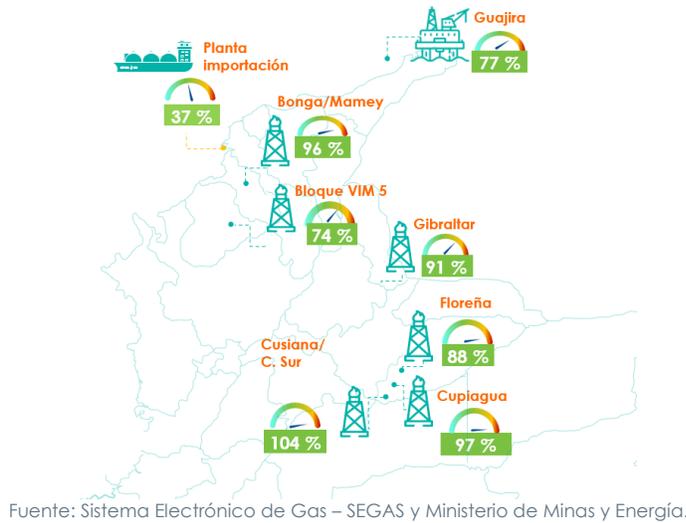
<sup>3</sup> Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toranja. La información del potencial de producción de algunos campos se encuentra en revisión.

<sup>4</sup> Bloque Esperanza PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflacha, Katana, Cañahuatú, Cañandonga

<sup>5</sup> Otros Costa: Arrecife, Brujo, Guama, La Creciente, Mágico, Merecumbe.

<sup>6</sup> Otros Campos Aislados: Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kananaskis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Puli, Ramiriquí, Río Saldaña, Santo Domingo, Sardinata, Toquí Toquí. - Incluye Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos De Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Opon, Payoa, Provincia.

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

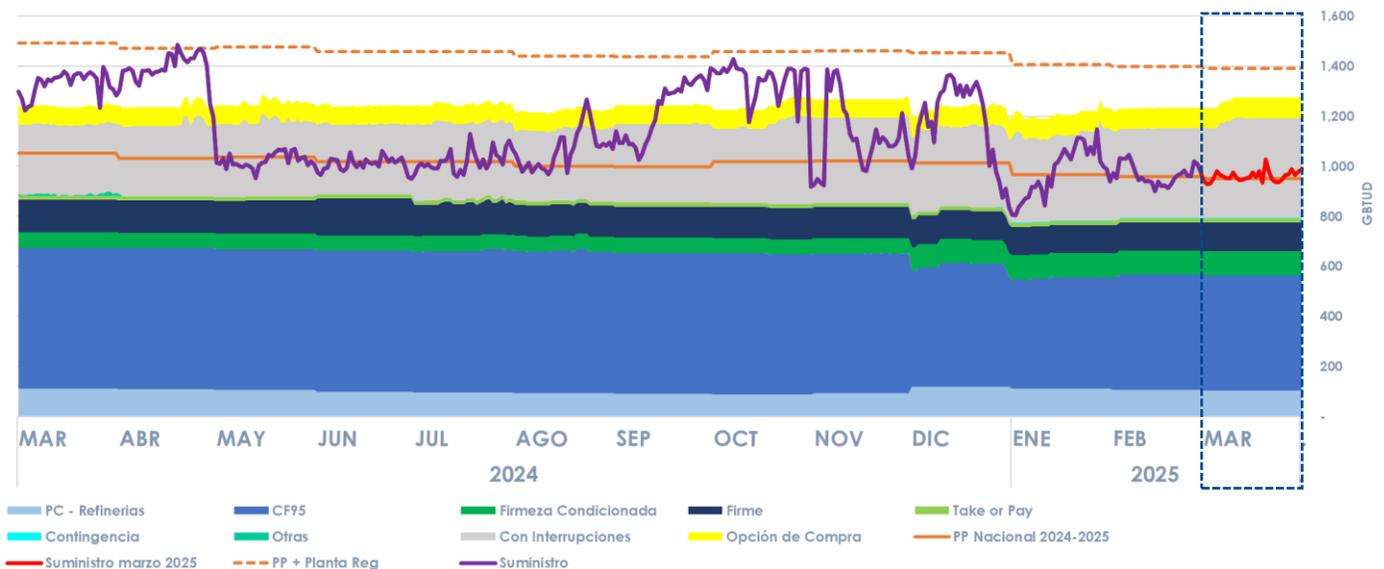


## Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el periodo marzo 2024 – marzo 2025 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) Se incluye el máximo entre la contratación de firmeza condicionada y opción de compra.
- iii) 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.
- iv) Los referentes de Potencial de Producción y capacidad de la planta de importación de gas natural.

Se resalta que para el mes de marzo la contratación<sup>1</sup> respaldada con firmeza representó **688 GBTUD**, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró **388 GBTUD**. El **suministro<sup>2</sup> promedio** del mes fue de **960 GBTUD**, con oscilaciones entre **929 GBTUD (min.)** y **1,026 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observó que las cantidades del suministro promedio se ubicaron por encima del potencial de producción PP<sup>3</sup> nacional en algunos días.



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

VARIABLE (en GBTUD)	MAR24	ABR24	MAY24	JUN24	JUL24	AGO24	SEP24	OCT24	NOV24	DIC24	ENE25	FEB25	MAR25
Potencial de Producción	1,053	1,031	1,037	1,018	1,019	1,001	998	1,018	1,021	1,014	965	958	951
Suministro Min.	1,223	1,197	953	948	956	967	1,024	919	923	834	802	900	929
Suministro Prom.	1,330	1,390	1,022	1,008	1,022	1,065	1,224	1,334	1,120	1,176	976	967	960
Suministro Máx.	1,396	1,486	1,070	1,061	1,130	1,265	1,393	1,427	1,386	1,365	1,147	1,045	1,026
Producción comprometida por Refinerías	111	108	105	99	95	93	89	88	92	120	110	105	104
Garantía Firmeza*	784	785	787	802	787	781	778	776	774	709	670	687	688
Otras**	6	10											
Con Interrupciones	279	288	301	280	305	288	315	318	341	323	348	358	388

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

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

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

3 La Información de potencial de producción fue tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 27 de noviembre 2024.

Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

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

\*\*Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (párrafo del artículo 20).

## Contratación vigente por campo y por modalidad en marzo

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			106	\$ 5.24			22	\$ 4.86	21	\$ 7.15	3	\$ 12.36			152	128
	Cupiagua			151	\$ 5.07			1	N.D.							152	152
	Cupiagua Sur			6	\$ 5.16			24	\$ 4.32	11	\$ 7.17					41	30
	Floreña	45	\$ 3.76	3	\$ 5.72	12	N.D.					1	N.D.			61	60
	Gibraltar			4	\$ 5.30			7	\$ 4.34	7	\$ 7.10					18	11
	Istanbul			13	\$ 8.04							26	\$ 6.46			38	13
	Otros Interior <sup>1</sup>	1	N.D.	6	\$ 6.30							6	\$ 5.99			13	6
Costa	Ballena			8	\$ 5.65											8	8
	Chuchupa	2	N.D.	35	\$ 6.99											36	36
	Bloque VIM 5 <sup>2</sup>	23	\$ 4.50	7	\$ 9.36							160	\$ 10.23	0.01	\$ 12.89	190	30
	Bloque VIM 21 <sup>3</sup>	35	\$ 6.56					42	\$ 8.72	42	N.D.	42	N.D.			161	77
	B. Esperanza PE <sup>4</sup>			9	\$ 7.60							85	\$ 7.79			94	9
	Bonga Mamey			33	\$ 4.65											33	33
	Bullerengue			38	\$ 7.04											38	38
	FSRU - Importación			40	\$ 17.91											40	40
	Otros Costa <sup>5</sup>	5	\$ 4.74	5	\$ 8.27							46	\$ 7.12			56	10
	Otros C. Aislados <sup>6</sup>	3	\$ 2.25			4	N.D.					14	\$ 3.41	1.5	N.D.	22	9
Otros C. Aislados- MM <sup>7</sup>											6	\$ 1.83			6	0	
<b>Total</b>	<b>114</b>	<b>\$ 4.80</b>	<b>461</b>	<b>\$ 6.76</b>	<b>16</b>	<b>\$ 5.17</b>	<b>96</b>	<b>\$ 6.38</b>	<b>81</b>	<b>\$ 13.61</b>	<b>388</b>	<b>\$ 7.97</b>	<b>1.5</b>	<b>\$ 5.90</b>	<b>1,157</b>	<b>688</b>	
<b>Total (%)</b>		<b>9.8 %</b>		<b>39.9 %</b>		<b>1.4 %</b>		<b>8.3 %</b>		<b>7.0 %</b>		<b>33.5 %</b>		<b>0.1 %</b>		<b>100 %</b>	<b>59.5 %</b>

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

<sup>1</sup> Otros Interior: Bonanza, Campo La Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, Dividivi, El Difícil, Loma Larga, Recetar West, San Roque, Tempranillo, Tenay, Tisquirama, Yarigui-Cantagallo.

<sup>2</sup> Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Alboka, Claxon, Oboe, Pandereta, Saxofón.

<sup>3</sup> Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja. La información del potencial de producción de algunos campos se encuentra en revisión.

<sup>4</sup> Bloque Esperanza PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuete, Cañadonga.

<sup>5</sup> Otros Costa: Otros Costa: Arrecife, Bruja, Guama, La Creciente, Mágico, Merecumbe.

<sup>6</sup> Otros Campos Aislados: Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kanankis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Río Saldaña, Santo Domingo, Sardinata, Toquí Toquí.

<sup>7</sup> Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos De Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Opon, Payoa, Provincia.

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

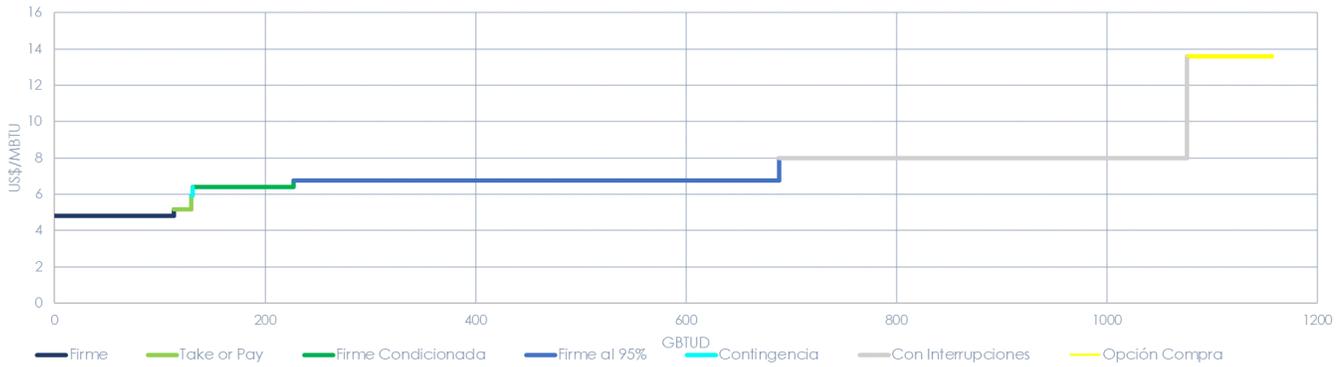
**NOTA 2:** La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

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

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

Al cierre de marzo se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,157 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (461 GBTUD), **ii)** "Con interrupciones" (388 GBTUD) y **iii)** Firme (114 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **83.17 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación fue Contingencia con 1.5 GBTUD. Se aclara que los contratos Take or Pay vigentes corresponden a aquellos que se firmaron antes del año 2013, dado que la normativa actual no permite suscribir esta modalidad contractual en el mercado primario.

## Curva de precios contratados por modalidad contractual



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

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

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado primario refleja que el producto “Firme” presenta el valor más bajo con **4.80** USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de Compra representa el valor más alto con **13.61** USD/MBTU. Las modalidades Con interrupciones y CF95 presentaron unos precios de **7.97** USD/MBTU y **6.76** USD/MBTU respectivamente.

## Cantidades contratadas y nominadas marzo

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												
Interior	Cusiana			106	106			22	21	21	1	3	2			128	126
	Cupiagua			151	151			1	1							152	152
	Cupiagua Sur			6	6			24	22	11	1					30	28
	Floreña	45	45	3	3	12	11					1	0.5			60	58
	Gibraltar			4	4			7	7	7	-					11	11
	Istanbul			13	8								26	-		13	8
	Otros Interior <sup>1</sup>	1	1	6	2								6	3		6	3
Costa	Ballena			8	7											8	7
	Chuchupa	2	1	35	33											36	34
	Bloque VIM 5 <sup>2</sup>	23	17	7	7							160	17	0.01	-	30	24
	Bloque VIM 21 <sup>3</sup>	35	35					42	42	42	-	42	-			77	77
	B. Esperanza PE <sup>4</sup>			9	9							85	-			9	9
	Bonga Mamey			33	33											33	33
	Bullerengue			38	16											38	16
	FSRU - Importación			40	39											40	39
	Otros Costa <sup>5</sup>	5	5	5	4								46	1.24		10	9
	Otros C. Aislados <sup>6</sup>	3	3			4	4					14	7	1.5	1.5	9	8
	Otros C. Aislados- MM <sup>7</sup>											6	1			-	-
	<b>Total</b>	<b>113</b>	<b>106</b>	<b>461</b>	<b>427</b>	<b>16</b>	<b>15</b>	<b>96</b>	<b>93</b>	<b>81</b>	<b>2</b>	<b>388</b>	<b>30</b>	<b>1.5</b>	<b>1.5</b>	<b>688</b>	<b>643</b>
<b>Nominado/Contratado (%)</b>		<b>94 %</b>		<b>93 %</b>		<b>93 %</b>		<b>97 %</b>		<b>3 %</b>		<b>8 %</b>		<b>94 %</b>		<b>93 %</b>	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Cifras en GBTUD

<sup>1</sup> Otros Interior: Bonanza, Campo La Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, Dividivi, El Difícil, Loma Larga, Recetor West, San Roque, Tempranillo, Tenay, Tisquirama, Yarigui-Cantagallo.

<sup>2</sup> Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Alboka, Claxon, Oboe, Pandereta, Saxofón.

<sup>3</sup> Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja. La información del potencial de producción de algunos campos se encuentra en revisión.

<sup>4</sup> Bloque Esperanza PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuatue, Cañandonga.

<sup>5</sup> Otros Costa: Otros Costa: Arrecife, Brujo, Guama, La Creciente, Mágico, Merecumbé.

<sup>6</sup> Otros Campos Aislados: Aijona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, Kananaskis, La Cañada Norte, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Puli, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata, Toquí Toquí.

<sup>7</sup> Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos De Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Usama, Ulanito, Opon, Payoya, Provincia.

**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.

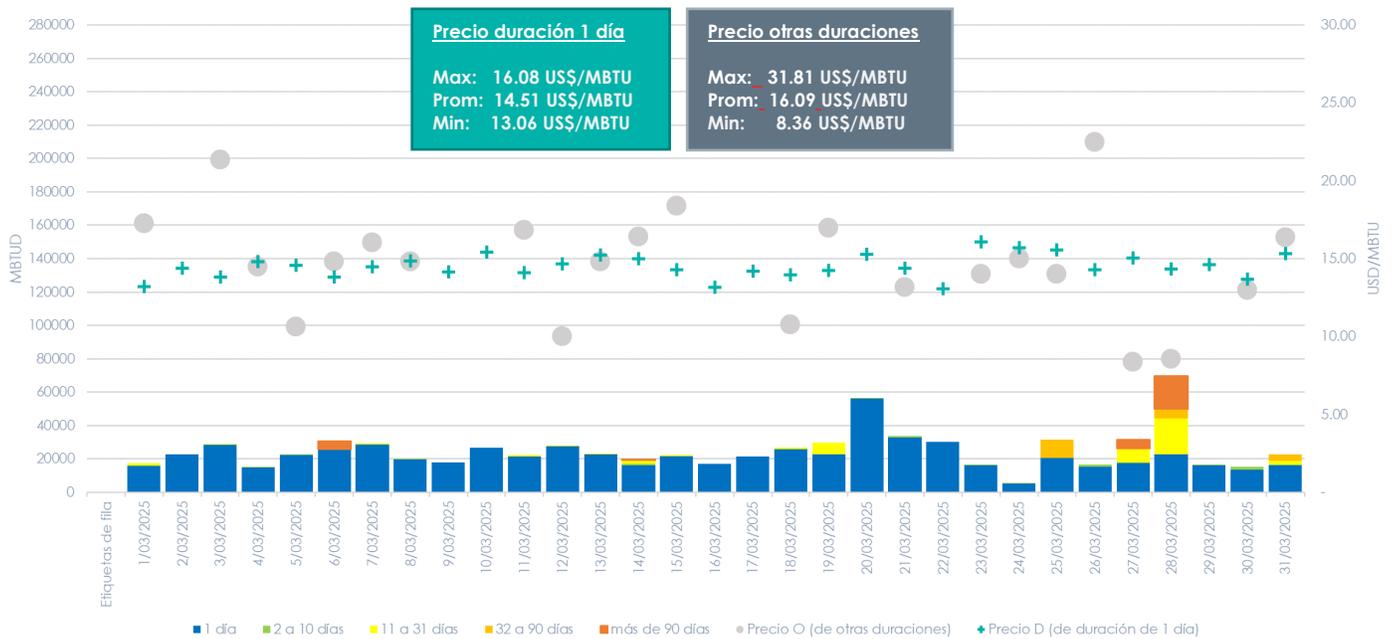
**NOTA 4:** Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

A pesar de que la modalidad Con Interrupciones representa el **33.5 %** de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es de **8 %**. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de estos contratos asciende al **93 %**, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Firmeza Condicionada, Firme y CF95 con el **97 %**, **94 %** y **93 %** de ejecución respectivamente.

## Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de marzo registró 749 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (666). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 13.06 USD/MBTU (marzo 22) y 16.08 USD/MBTU (marzo 23) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en enero fue de 787,527 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

### Transacciones mercado secundario Marzo – 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 Marzo – 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	21	17	27	15	22	25	23	28	15	26	20	25	23	20	22	16	19	25	17	29	28	36	17	10	24	18	22	23	18	17	18	666	\$14.50
2 a 10 días	2			2	1	1	3	1			1	1		4	1			1	1	1	3		1	1	1	4	1		1	1	1	34	\$17.31
11 a 31 días	3		1				1				1	1	1	1	1												5	6			7	30	\$11.13
32 a 90 días																									4			5			3	12	\$11.77
más de 90 días					2									1													1	3			7	\$14.38	
<b>TOTAL</b>	<b>26</b>	<b>17</b>	<b>28</b>	<b>17</b>	<b>23</b>	<b>28</b>	<b>27</b>	<b>29</b>	<b>15</b>	<b>26</b>	<b>22</b>	<b>27</b>	<b>24</b>	<b>26</b>	<b>24</b>	<b>16</b>	<b>19</b>	<b>27</b>	<b>19</b>	<b>30</b>	<b>31</b>	<b>36</b>	<b>18</b>	<b>11</b>	<b>29</b>	<b>22</b>	<b>29</b>	<b>37</b>	<b>19</b>	<b>18</b>	<b>29</b>	<b>749</b>	<b>\$14.27</b>

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 88.92 % del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 28 de marzo con 37 transacciones, equivalentes al 4.94 % del total de transacciones realizadas durante el mes y registrados en los términos de la Resolución CREG 186/2020.

## Energía asociada a las transacciones realizadas en marzo – 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 **76.1%** de los **899,041 MBTU** del volumen total transado ejecutado en marzo. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **7,315,000 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **8.5%** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

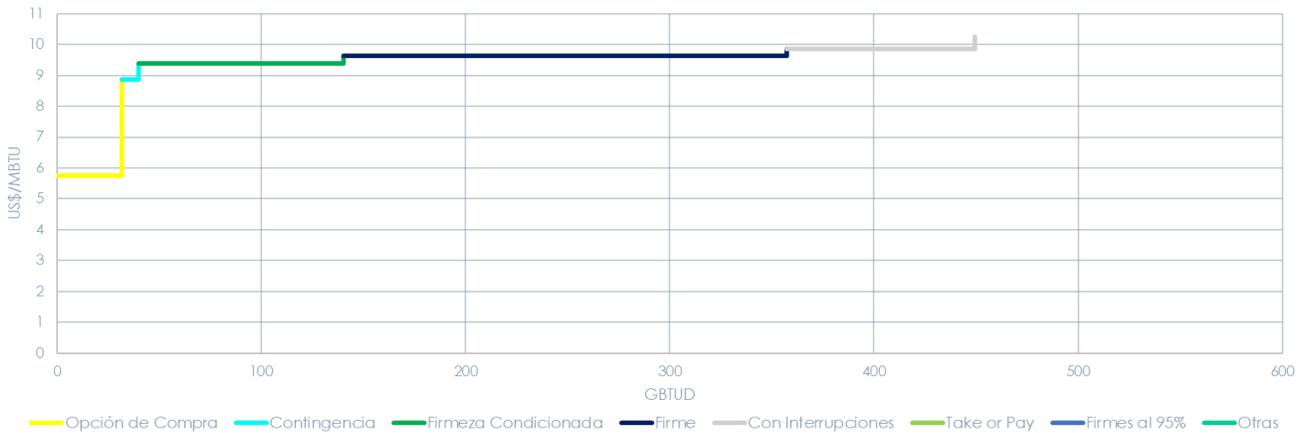
## Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 326,993 MBTUD. En el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 735,731 MBTUD equivalente al 93.42% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 48,499 MBTUD, equivalente al 6.16%; la modalidad **“Firmeza Condicionada”** registró 3,297 MBTUD equivalentes al 0.42%, las modalidades **“Contingencia”** y **“Opción de Compra”** no reportaron cantidades en marzo. MAMONAL (198) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por CUSIANA (191), PUNTOS NO SNT (100), VASCONIA (90) y ARJONA (62).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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



\*Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Precios promedio ponderado por modalidad de todos los puntos negociados

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado secundario refleja que el producto **“Opción de Compra”** presenta el valor más bajo con \$ 5.75 USD/MBTU, mientras que la modalidad **“Con Interrupciones”**

representa el valor más alto sobre los \$9.85 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 68.8% de la contratación total nacional agregando 309 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

## Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en marzo de 2025

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		Take or pay		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)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	68.9	\$ 7.46	14.9	\$ 7.67	6.0	\$ -			26.3	\$10.14	6.0	\$ -	122.1	83.8
	Barranca	0.0	\$ 13.68							19.2	\$10.79	2.4	\$ -	21.7	0.0
	Vasconia	11.2	\$ 15.92	1.9	\$ -	2.0	\$ 13.22			5.0	\$ -			20.1	13.2
	Sebastopol	0.1	\$ 15.20							0.9	\$ -			0.9	0.1
	Gibraltar	8.845	\$ 6.11	0.75	\$ 9.50	0.75	\$ 12.00	0	0					10.3	9.6
	Caramelo	0.1	\$ 9.18											0.1	0.1
	Mariquita	0.8	\$ 14.48											0.8	0.8
	Corrales	1.5	\$ 7.01					0	0					1.5	1.5
Costa	Jobo	0.8	\$ 8.30							23.3	\$ 8.73			24.1	0.8
	Ballena	26.7	\$ 9.87							10.4	\$ 9.94			37.1	26.7
	Mamonal	33.8	\$ 14.12	32.7	\$ 8.22	22.8	\$ 5.83							89.3	66.5
	Bonga Mamey							0	0					-	-
	Tucurínca	41.0	\$ 8.24	49.8	\$10.58									90.8	90.8
	La Creciente							0	0					-	-
	Hocol	3.7	\$ 6.72											3.7	3.7
	Bullerengue	4.6	\$ 7.92							5.0	\$ -			9.6	4.6
	No SNT*	15.2	\$ 11.62							2.3	\$ 8.11			17.5	15.2
	<b>Total general</b>	<b>217.0</b>	<b>\$ 9.64</b>	<b>100.1</b>	<b>\$ 9.40</b>	<b>31.6</b>	<b>\$ 5.75</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>92.3</b>	<b>\$9.85</b>	<b>8.4</b>	<b>\$8.86</b>	<b>449.5</b>	<b>317.1</b>
<b>Total (%)</b>	<b>48.3%</b>		<b>22.3%</b>		<b>7.0%</b>		<b>0.0%</b>		<b>20.5%</b>		<b>1.9%</b>		<b>100%</b>	<b>70.55%</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	Tramo*	Núm. 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)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	13	256,600	248,392	6,708	3%	\$ 1,124.95	30,072	40,041	48,114
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	17	551,303	547,311	2,692	0%	\$ 1,207.88	167,757	209,052	277,650
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	17	468,003	463,997	2,706	1%	\$ 1,744.54	167,757	197,995	228,802
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	201,100	3,409	2%	\$ 197.12	101,192	108,300	118,087
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	13	267,845	265,195	50	0%	\$ 818.56	125,626	137,295	148,615
	6	JOBO-SINCELEJO	12	181,645	179,445	0	0%	\$ 2,635.41	102,743	114,476	126,688
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	9	92,000	89,800	700	1%	\$ 1,070.25	31,988	33,448	34,392
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	421	13,522	97%	\$ 5,098.98	0	11	355
	9	APIAY-OCOYA	5	24,175	16,808	7,367	30%	\$ 2,035.77	10,178	12,214	12,859
	10	APIAY-USME	3	18,197	17,367	830	5%	\$ 3,176.61	12,315	16,661	17,158
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	6	148,000	110,226	37,774	26%	\$ 2,850.17	47,512	57,622	63,381
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	15	260,000	256,418	0	0%	\$ 5,987.66	71,098	85,482	96,250
	13	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	3	30,190	29,776	0	0%	\$ 1,717.53	7,300	28,911	34,651
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	10	203,000	136,903	66,097	33%	\$ 2,471.24	42,535	58,265	72,331
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,798.41	3,833	4,589	5,590
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	5,077	6,938	58%	\$ 6,830.62	2,878	3,855	6,691
	17	COGUA-SABANA_F	4	215,000	141,236	73,764	34%	\$ 2,114.45	103,747	137,686	152,566
	18	CUSIANA-APIAY	9	70,569	58,758	10,811	15%	\$ 2,931.87	36,707	55,664	308,097
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	25	470,000	369,731	90,347	19%	\$ 357.55	271,775	303,954	335,160
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	20	470,000	361,258	98,820	21%	\$ 4,079.72	270,211	302,154	333,180
	21	FLANDES-GUANDO	2	10,738	3,125	7,613	71%	\$ 2,286.45	998	1,087	1,168
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,538	618	29%	\$ 4,535.49	908	1,311	4,051
	23	FLOREÑA-YOPAL	9	16,161	12,926	3,235	20%	\$ 2,114.39	4,063	12,449	14,024
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	7,442	56,302	88%	\$ 3,993.72	10,168	13,970	16,903
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	6	42,000	40,150	1,328	3%	\$ 13,018.49	10,244	34,245	38,053
	26	GUALANDAY-NEIVA	2	11,000	8,865	2,135	19%	\$ 21,772.57	7,064	8,239	9,483
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 11,633.15	754	839	899
	28	LA BELLEZA-COGUA	8	223,500	144,821	78,679	35%	\$ 1,416.79	106,006	140,447	162,864
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	16	305,000	215,783	84,559	28%	\$ 2,148.16	93,481	139,191	174,390
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	4	17,500	15,202	2,298	13%	\$ 6,278.81	11,916	13,831	15,156
	31	MARIQUITA-PEREIRA	7	168,000	153,945	12,907	8%	\$ 3,519.45	71,619	85,021	92,677
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 33,239.91	495	1,170	2,346
	33	PEREIRA-ARMENIA	6	158,000	129,376	28,624	18%	\$ 1,241.07	56,725	67,656	74,210
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 10,629.99	2,269	3,428	4,351
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	4,077	560	12%	\$ 7,408.47	1,959	3,473	4,443
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	63,815	13,587	17%	\$ 6,361.41	38,160	56,215	70,208
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	5	143,000	96,325	46,675	33%	\$ 1,041.36	19,705	40,532	71,189
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	251	109	30%	\$ 22,191.70	207	243	264
	39	VASCONIA-MARIQUITA	8	192,000	172,178	18,514	10%	\$ 2,059.18	87,017	102,554	110,721
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,200	6,636	56%	\$ 2,183.75	166	3,703	5,244
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 432.10	30,730	37,869	41,320

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS.

**TRAMOS EN CONTRAFLUJO**

REGIÓN	No	Tramo*	Núm. 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	16	66,160	63,220	2,940	4%	\$ 1,124.95
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	11	172,400	166,207	4,693	3%	\$ 1,207.88
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	12	230,000	222,183	4,817	2%	\$ 1,744.54
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	6	18,100	14,350	3,750	21%	\$ 818.56
	5	SINCELEJO-JOBO	5	10,100	7,900	700	7%	\$ 2,635.41
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	2	109,500	7,825	101,675	93%	
	7	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	6	19,726	14,143	5,061	26%	\$ 1,717.53
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	8	130,000	63,676	63,637	49%	\$ 2,471.24
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	1	70,900	30,000	40,900	58%	\$ 2,028.11
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	15	206,000	111,096	92,217	45%	\$ 1,041.36

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.

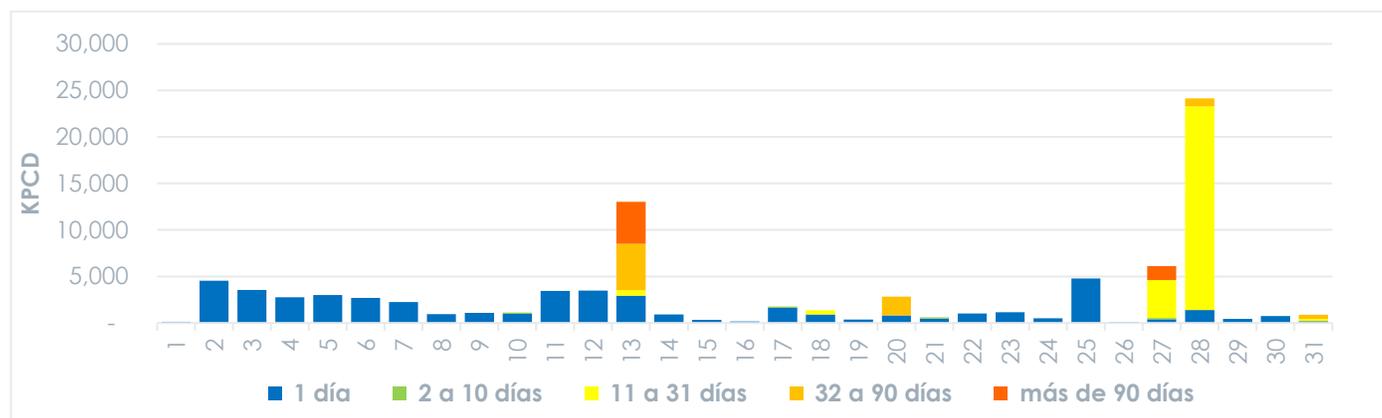
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

En marzo de 2025 los tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP fueron: Ballena-La Mami, Cartagena-Barranquilla, Barranquilla-La Mami, Cartagena-Mamonal, Jobo-Sincelejo, La Creciente-Sincelejo, Apiay-Usme, Ballena-Barrancabermeja, Gibraltar-Bucaramanga, Guando-Fusagasugá, Mariquita-Pereira, Pradera-Popayán, Vasconia-Mariquita, Yumbo/Cali-Cali, La Mami-Ballena, Barranquilla-Cartagena, La Mami-Barranquilla y Sincelejo-Jobo.

## Mercado secundario de Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de marzo se registraron 115 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (91).

### Transacciones mercado secundario Marzo – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

### Número de operaciones en marzo – 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	1	2	2	2	2	2	2	5	4	3	3	4	7	1	3	1	4	5	1	5	2	3	3	1	8	1	3	6	2	2	1	91
2 a 10 días									1							1				1						1						4
11 a 31 días													1					1									2	7			1	12
32 a 90 días													1							1								2			1	5
más de 90 días													2														1					3
<b>TOTAL</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>11</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>8</b>	<b>1</b>	<b>7</b>	<b>15</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>115</b>

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

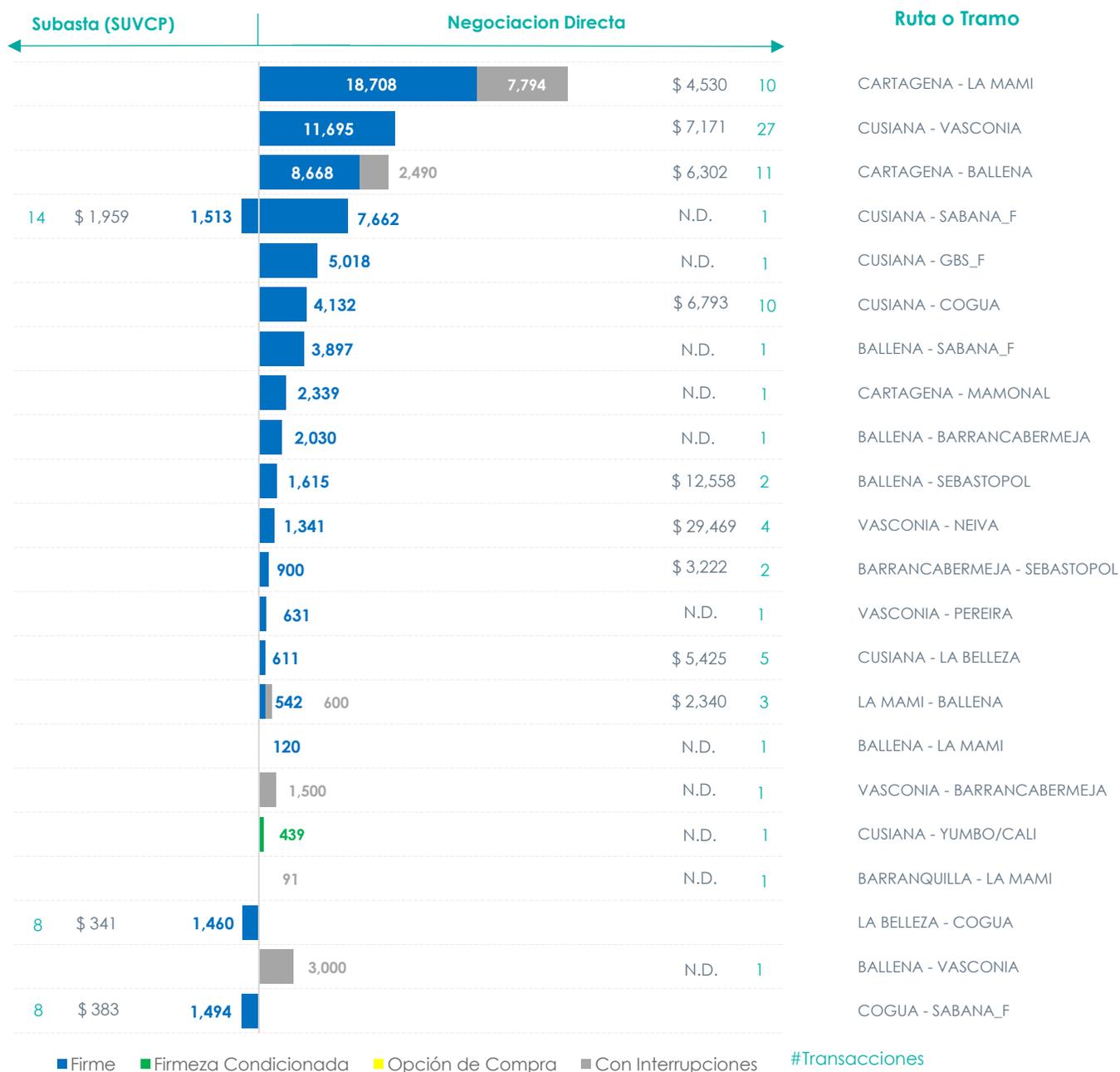
Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 2,913 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 28 y 13 de marzo con 15 y 11 transacciones por día respectivamente, equivalentes al 23 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Del total de transacciones (115), 30 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 85 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 95 % del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo CARTAGENA – LA MAMI para el cual se transaron 18,708 KPCD en modalidad **Firme** y 7,794 KPCD en modalidad **Con Interrupciones**.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - VASCONIA con 27 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CUSIANA – SABANA\_F con 15 transacciones (1 asignada mediante negociación directa y 14 asignadas mediante subasta), CARTAGENA – BALLENA con 11 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CUSIANA - COGUA con 10 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CARTAGENA – LA MAMI con 10 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa) y LA BELLEZA – COGUA con 8 transacciones (todas asignadas mediante subasta). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en todas las rutas a los precios obtenidos por medio

de la subasta úselo o véndalo de corto plazo, estos últimos se determinan tomando como referencia la parte variable de la pareja 80 - 20 de los cargos regulados (Res CREG 185 de 2020, anexo 5, numeral 4.4).

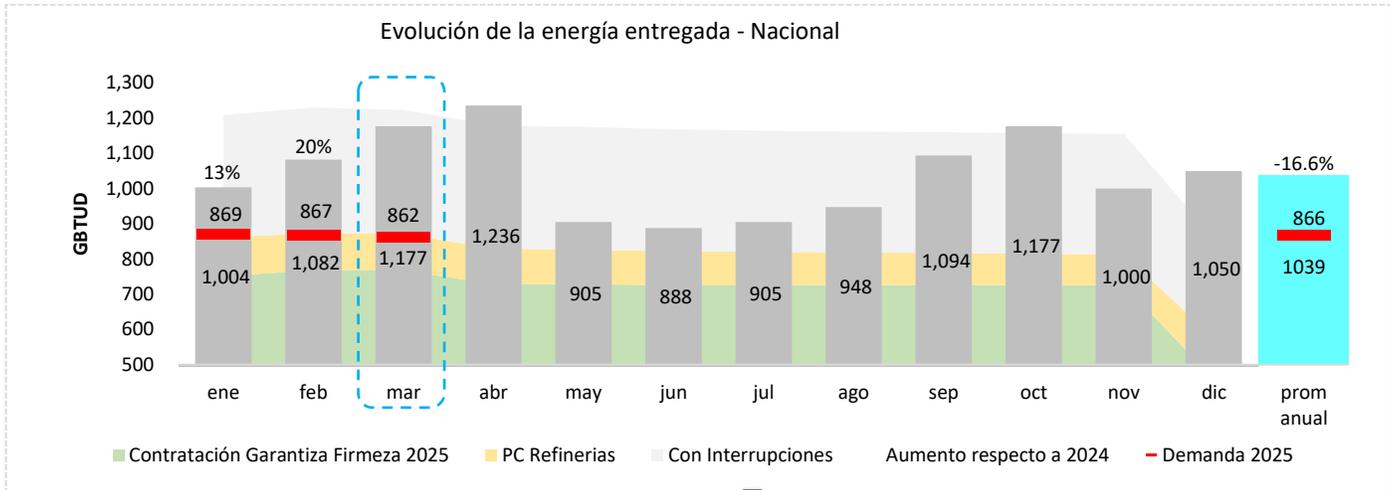


Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS  
 N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

# III. DEMANDA

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

Al cierre del mes de **marzo de 2025** se observa una demanda promedio de **862 GBTUD**, esto es **26.8% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2024 que se situó en 1,177 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2025 es de **866 GBTUD**, estando por debajo un **16.6%** al promedio anual del 2024 (1039 GBTUD).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2024 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2023 (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.

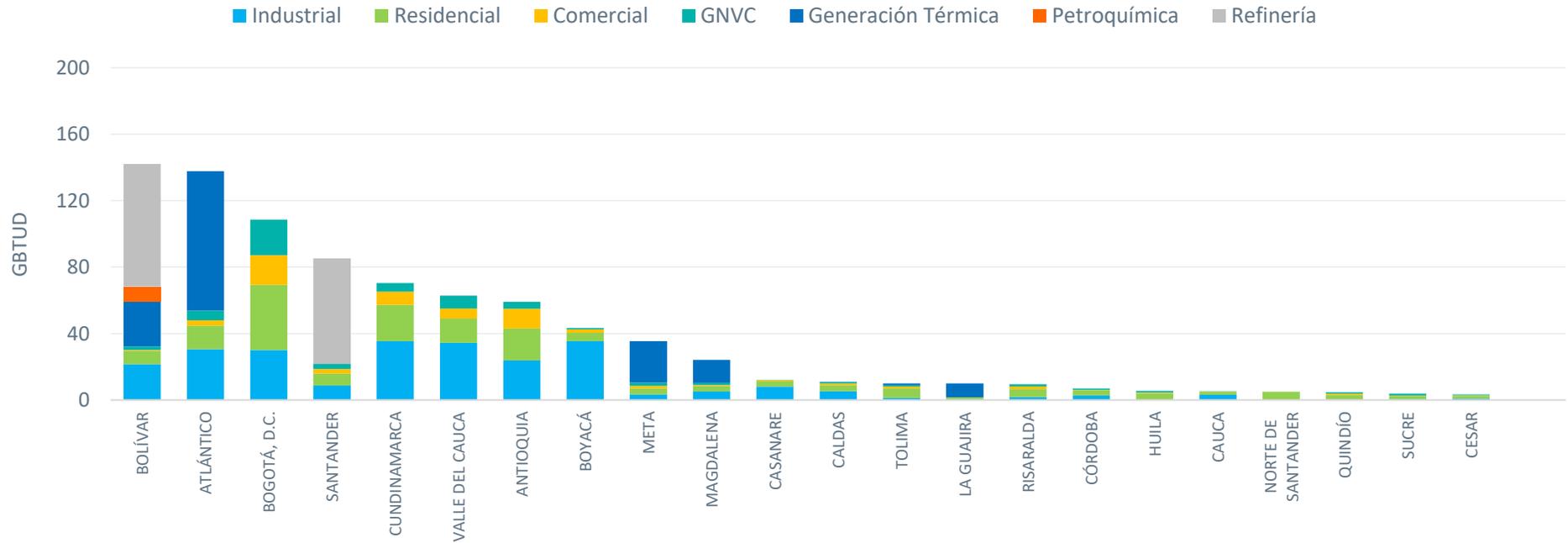
## Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **marzo** la demanda **térmica** fue 303 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2024; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 12 GBTUD.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2024	302 / 702	330 / 752	462 / 715	513 / 723	175 / 730	165 / 723	192 / 713	234 / 714	384 / 710	464 / 713	272 / 728	344 / 706
2025	185 / 685	152 / 716	159 / 703									

Térmica   
 No Térmica

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

	<b>Residencial</b>	7.9	14.3	39.1	7.3	21.7	14.5	19.2	4.9	3.6	3.2	3.2	3.5	5.7	1.7	4.8	3.2	4.0	1.7	5.0	2.7	2.2	1.6	<b>175</b>
	<b>Comercial</b>	0.7	3.2	17.9	2.7	8.2	6.0	11.9	2.1	1.5	0.7	0.6	1.0	1.1	0.0	1.6	0.2	0.5	0.3	0.0	0.9	0.0	0.4	<b>61</b>
	<b>Industrial</b>	21.6	30.6	30.2	8.7	35.5	34.5	23.8	35.5	3.4	5.1	8.0	5.4	1.4	0.0	1.8	2.8	0.1	3.3	0.0	0.4	0.5	1.0	<b>253</b>
	<b>GNVC</b>	2.1	5.8	21.6	3.2	5.1	7.6	4.2	0.9	2.0	1.3	0.3	0.8	0.6	0.0	1.3	0.8	0.9	0.2	0.0	0.8	1.2	0.4	<b>61</b>
	<b>Generación Térmica</b>	27.0	83.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.0	13.9	0.0	0.1	1.2	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>159</b>
	<b>Refinería</b>	73.9	0.0	0.0	63.4	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	<b>137</b>
	<b>Petroquímica</b>	9.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>9</b>
	<b>Compresoras</b>	0.8	0.0	0.0	1.9	0.4	0.0	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.8	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	<b>5</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>143</b>	<b>138</b>	<b>109</b>	<b>87</b>	<b>71</b>	<b>63</b>	<b>59</b>	<b>44</b>	<b>36</b>	<b>24</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>862</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 **marzo de 2025** el sector que registra mayor energía tomada es el industrial con 253 GBTUD en promedio, de los cuales 193 GBTUD corresponden a la región Interior y 60 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 175 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 143 GBTUD respecto a la costa con 32 GBTUD.



	Generación Térmica	Industrial	Residencial	Refinería	GNVC	Comercial	Petroquímica	Compresoras SNT
<b>COSTA</b>	133	60	32	74	11	5	9	1
<b>INTERIOR</b>	26	193	143	63	50	57	0	4
<b>TOTAL Nacional</b>	159	253	175	137	61	61	9	5
<b>% Segmento</b>	19%	29%	20%	16%	7%	7%	1%	1%

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 **marzo de 2025**, con respecto febrero de 2025 se observa un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del de la costa e interior; así mismo se identifica una disminución en los consumos del sector Industrial y Residencial en la región del interior.

TIPO DE USUARIO		Octubre 2024		Noviembre 2024		Diciembre 2024		Enero 2025		Febrero 2025		Marzo 2025		
		UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	<b>Comercial</b>	<b>Costa</b>	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5
		<b>Interior</b>	0	48	0	49	0	47	0	45	0	49	0	57
	<b>Generación Térmica</b>	<b>Costa</b>	383	0	220	0	283	0	156	0	127	0	133	0
		<b>Interior</b>	81	0	53	0	61	0	29	0	25	0	26	0
	<b>GNVC</b>	<b>Costa</b>	11	0	12	0	12	0	11	0	11	0	11	0
		<b>Interior</b>	51	0	51	0	52	0	46	0	50	0	49	0
	<b>Industrial</b>	<b>Costa</b>	55	9	56	7	54	7	55	7	61	7	55	6
		<b>Interior</b>	175	24	179	25	167	23	168	23	171	25	172	20
	<b>Petroquímica</b>	<b>Costa</b>	8	0	8	0	9	0	9	0	9	0	9	0
		<b>Interior</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Refinería</b>	<b>Costa</b>	74	0	73	0	73	0	72	0	66	0	74	0
		<b>Interior</b>	66	0	74	0	73	0	68	0	72	0	63	0
	<b>Residencial</b>	<b>Costa</b>	0	32	0	33	0	33	0	32	0	33	0	32
		<b>Interior</b>	0	146	0	148	0	143	0	139	0	150	0	143
	<b>Compresoras SNT</b>	<b>Costa</b>	1	0	1	0	2	0	1	0	1	0	1	0
		<b>Interior</b>	0	5	7	0	6	0	5	0	5	0	4	0
Subtotal UR/UNR			Octubre 2024		Noviembre 2024		Diciembre 2024		Enero 2025		Febrero 2025		Marzo 2025	
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	<b>Costa</b>	533	46	369	45	433	45	303	44	275	44	283	43	
<b>Interior</b>	380	218	364	222	359	213	316	207	324	224	316	220		
<b>TOTAL</b>		<b>1177</b>		<b>1000</b>		<b>1050</b>		<b>870</b>		<b>867</b>		<b>862</b>		

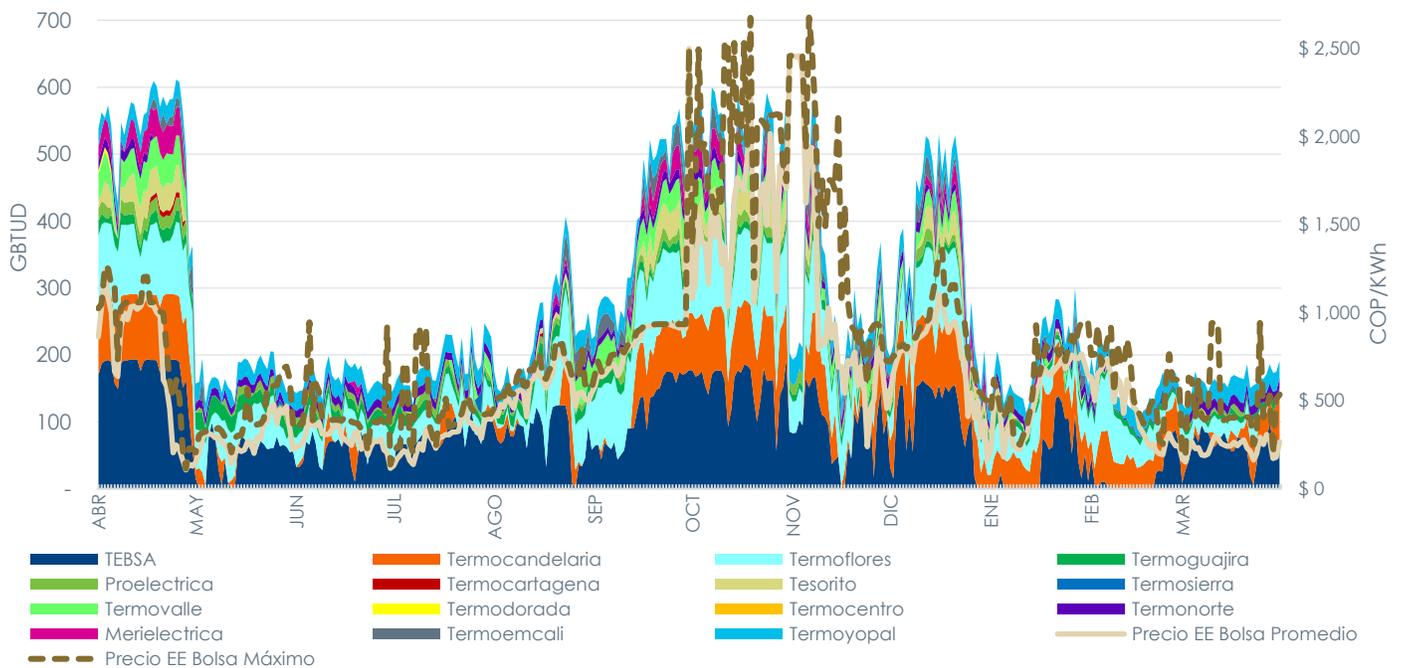
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

## 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 marzo fue en promedio 161 GBTUD.

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



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

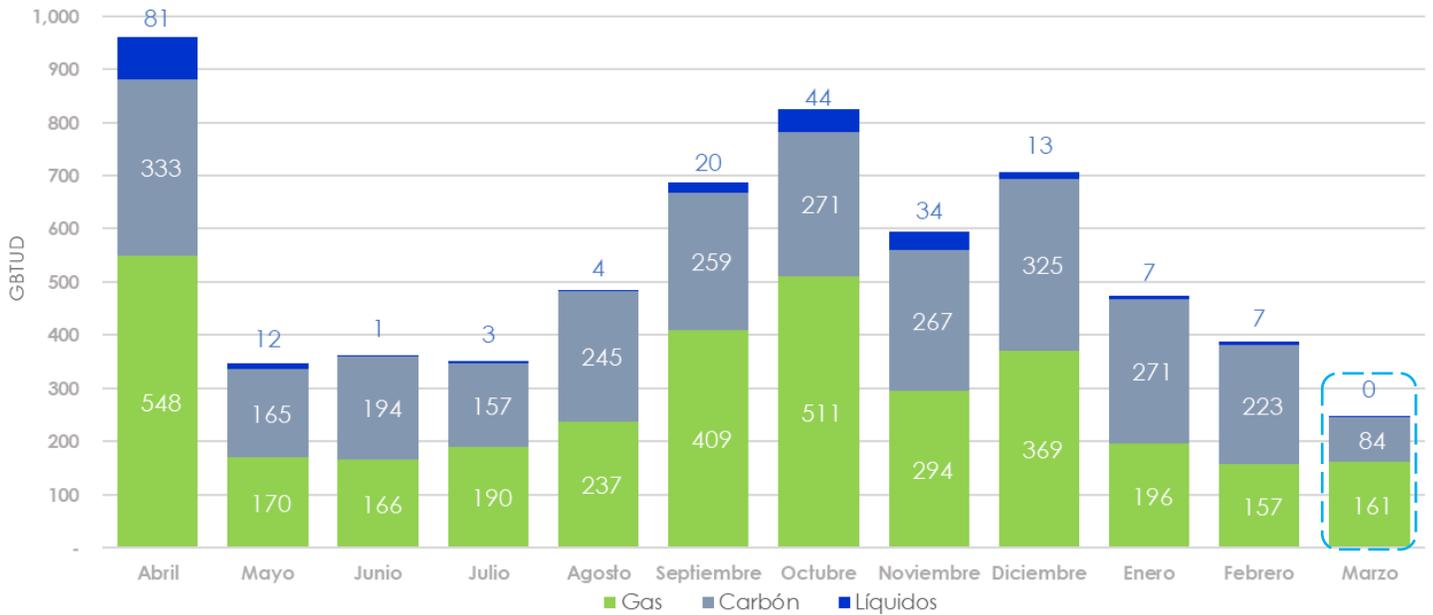
Para el mes de marzo las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 120 GBTUD y 191 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (64 GBTUD), Termoyopal (27 GBTUD), Termocandelaria (24 GBTUD), Termoflores (20 GBTUD), Termonorte (14 GBTUD), Termoguajira (8 GBTUD) y Proelectrica (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 marzo el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 161 GBTUD<sup>1</sup> que representó el 65.5 % del total, carbón con 84 GBTUD (34.4 %) y los combustibles líquidos consumieron 0.3 GBTUD (0.1 %).

<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 en marzo 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

## Contratación vigente en marzo 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	40	\$ 4.48	182	\$ 5.94			43	\$ 7.16	14	\$ 7.08	127	\$ 8.55	1.5	N.D.	408	267
Generación Térmica	37	\$ 3.72	12	\$ 6.10	12	N.D.	1	N.D.	42	N.D.	187	\$ 7.31			291	62
Residencial	18	\$ 8.27	153	\$ 8.59	4	N.D.	17	\$ 4.77	16	\$ 7.25	13	\$ 7.02	0.01	\$ 12.89	221	192
GNVC	8	\$ 4.56	37	\$ 4.76			34	\$ 6.31	9	\$ 7.07	0.8	\$ 6.00			89	79
Comercial	3	\$ 3.98	38	\$ 6.39			1	\$ 4.32			48	\$ 9.03			90	42
Petroquímica			4	N.D.							6	\$ 0.81			9	4
Refinería			25	\$ 4.71							6	N.D.			32	25
Otros	8	N.D.	0.2	N.D.											8	8
Compresoras			9	\$ 8.54											9	9
<b>Total</b>	<b>113</b>	<b>\$ 4.81</b>	<b>461</b>	<b>\$ 6.76</b>	<b>16</b>	<b>\$ 5.17</b>	<b>96</b>	<b>\$ 6.38</b>	<b>81</b>	<b>\$ 13.61</b>	<b>388</b>	<b>\$ 7.97</b>	<b>1.5</b>	<b>\$ 5.90</b>	<b>1,157</b>	<b>688</b>
<b>Total (%)</b>	<b>9.8%</b>		<b>39.9%</b>		<b>1.4%</b>		<b>8.3%</b>		<b>7.0%</b>		<b>33.5%</b>		<b>0.1%</b>		<b>100 %</b>	<b>59.5 %</b>

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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

## Cantidades contratadas y nominadas por sector de consumo en marzo – Mercado primario

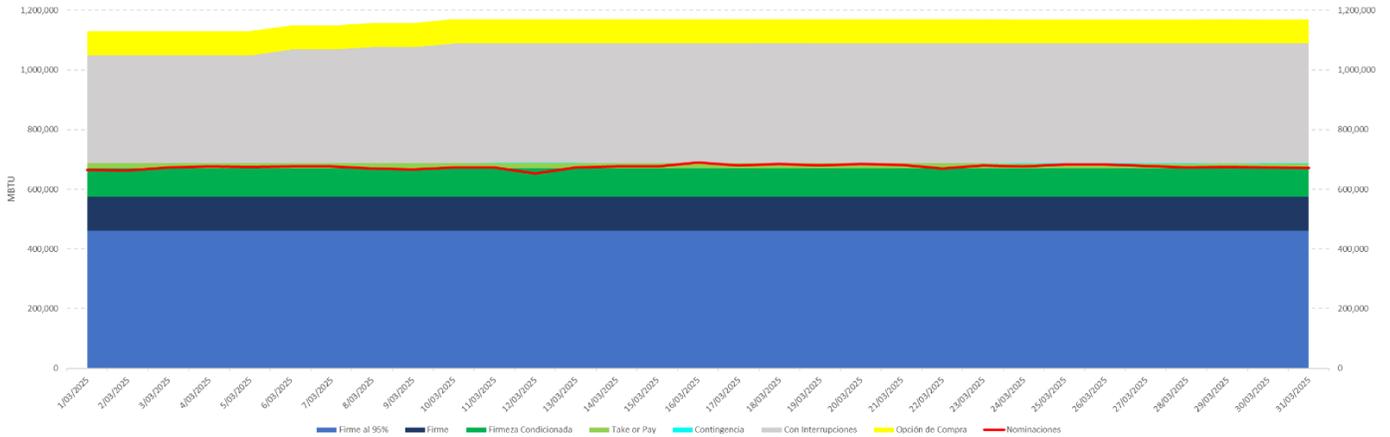
Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada
<b>Industrial</b>	40	34	182	167			43	42	14	1	127	13	1.5	1.5	<b>267</b>	<b>245</b>
<b>Generación Térmica</b>	37	36	12	12	12	11	1	0.8	42	-	187	2			<b>103</b>	<b>60</b>
<b>Residencial</b>	18	18	153	145	4	4	17	16	16	0.7	13	3	0.01	-	<b>192</b>	<b>183</b>
<b>GNVC</b>	8	8	37	36			34	33	9	1	0.79	0.24			<b>79</b>	<b>76</b>
<b>Comercial</b>	3	3	38	36			1	1			48	4			<b>42</b>	<b>40</b>
<b>Petroquímica</b>			4	-							6	-			<b>4</b>	<b>-</b>
<b>Refinería</b>			25	25							6	4			<b>25</b>	<b>25</b>
<b>Otros</b>	8	8	0.2	0.2											<b>8</b>	<b>8</b>
<b>Compresoras</b>			9.1	5.5											<b>9</b>	<b>6</b>
<b>Total</b>	<b>113</b>	<b>106</b>	<b>461</b>	<b>427</b>	<b>16</b>	<b>15</b>	<b>96</b>	<b>93</b>	<b>81</b>	<b>2</b>	<b>388</b>	<b>27</b>	<b>1.5</b>	<b>1.5</b>	<b>688</b>	<b>643</b>
<b>Total (%)</b>	<b>94 %</b>		<b>93 %</b>		<b>93 %</b>		<b>97 %</b>		<b>3 %</b>		<b>7 %</b>		<b>94 %</b>		<b>93 %</b>	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

**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.

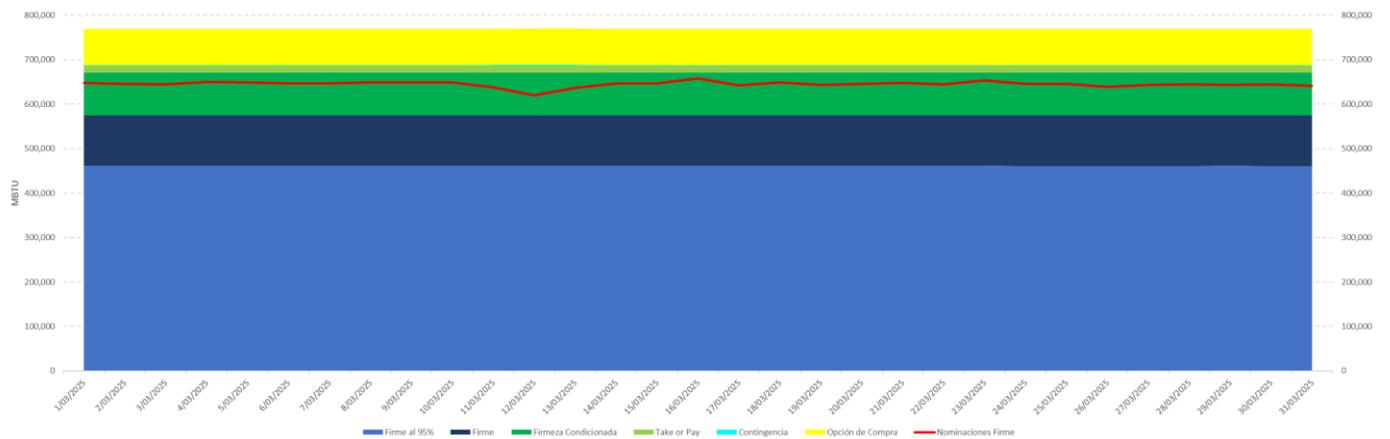
**NOTA 2:** Para las nominaciones por sector de consumo se calcula el porcentaje de participación de cada sector en el contrato registrado. Este porcentaje de participación se multiplica por la nominación total del contrato.

## Cantidades contratadas y nominadas a nivel nacional



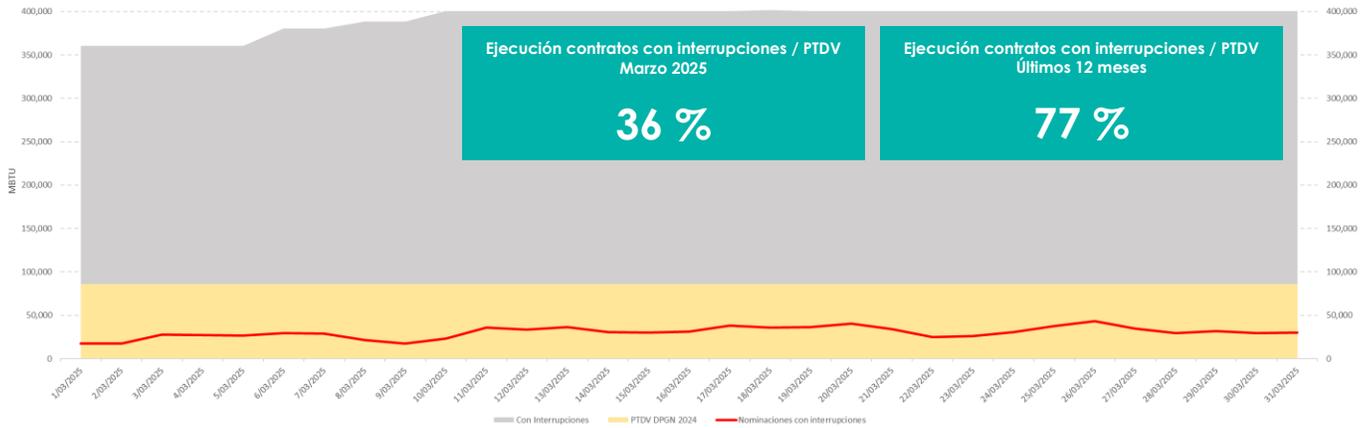
NOTA: en vista de que no se cuenta con el registro de los contratos del Grupo Térmico asociados a la planta de regasificación, no se tienen en cuenta las nominaciones realizadas para atender al Grupo Térmico.

## Cantidades contratadas y nominadas 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 nominadas en modalidad con interrupciones



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

NOTA 2: la PTDV DPGN 2024 corresponde al siguiente cálculo: PTDV reportada al MME en el 2024 menos la PTDV 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.

## 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, Breva, Cornamusa, Nelson, Níspero, 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