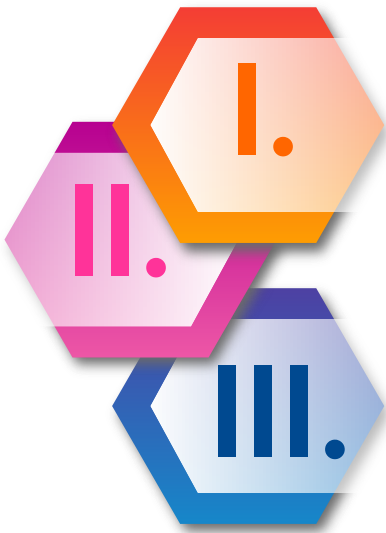




INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

JULIO 2024

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



SUMINISTRO

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

Mercado secundario

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

TRANSPORTE

- Contratación de tramos del SNT
- Capacidad Disponible Primaria

Mercado secundario

- Transporte: Precios, duración y tramos

DEMANDA

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

Hechos Destacados

- ❖ **SUMINISTRO:** En julio de 2024, el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 1,024 GBTUD, lo que representó un aumento de 1,6% (17 GBTUD) respecto del mes de junio de 2024). La regasificadora de Cartagena inyectó un promedio en este período de 65 GBTU. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 86.83 % de la energía total contratada para el mes de julio, con un precio de 5.58 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 4.83 USD/MBTU para la modalidad firme. Resalta que el precio promedio de la modalidad Opción de Compra alcanza los 14.14 USD/MBTUD. Por su parte, la modalidad con Interrupciones representó el 26 % de la contratación total, con un precio promedio de 6.48 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario de suministro presentaron un decrecimiento de 0.72% pasando de 559 en junio a 555 en julio de 2024. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en julio, la modalidad "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con \$6.01 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los \$9.72 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, así como los tramos del interior que salen de Cusiana 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 julio. Adicionalmente, se observa una baja ejecución de los contratos de capacidad de transporte de gas natural por los gasoductos costeros.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** las negociaciones de transporte presentaron una disminución de 18.37% pasando de 245 en junio a 200 en julio de 2024.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en julio de 2024 fue de 905 GBTUD, aumentado 1,8% por encima de la demanda registrada en el mes de junio de 2024 (888 GBTUD), explicado principalmente por aumento en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del Interior y costa, así como una disminución en los consumos del sector Refinería de la costa.

I. SUMINISTRO

Suministro por fuente

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

Región	Fuente	Potencial de producción (GBTUD)*	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
			Entregado al SNT	Entregado a otros**	Total	
Interior	Cusiana/Cupiagua Sur	270	255	0	255	95%
	Cupiagua	205	221	0	221	108%
	Floreña	66	12	49	60	91%
	Gibraltar	41	41	0	41	98%
	Otros Interior ¹	38	28	4	32	83%
Costa	Ballena	18	11	0	11	62%
	Chuchupa	76	66	0	66	87%
	Bloque VIM 5 ²	107	74	16	90	84%
	Bloque VIM 21 ³	27	56	0	57	206%
	Bloque Esperanza ⁴	31	14	0	14	46%
	Bonga/Mamey	35	32	0	32	91%
	Bullerengue	38	34	0	34	88%
	Otros Costa ⁵	10	0	6	6	65%
	Otros Campos Aislados ⁶	55	1	38	39	71%
	Total Potencial de Producción	1019	845	113	959	94%
Planta Regasificación Cartagena ****	400	65	0	65	16%	
Total	1419	911	113	1024		

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 31 de marzo de 2024, y actualizaciones de los agentes al 31 de julio de 2024 enviadas mediante correo. Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe. Corresponde a información de julio de 2024.

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

¹ Otros Interior: Campo la Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, El Difícil, Loma larga, María Conchita, Recetar West, San Roque y Tisquirama.

² Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Alboka, Clarinete, Claxón, Pandereta, Saxofón y Oboe.

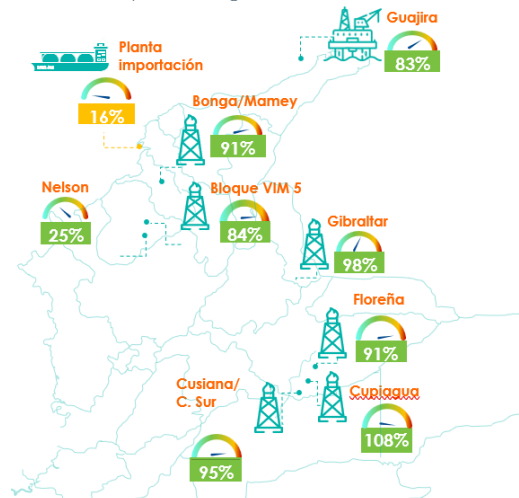
³ Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja. La información del potencial de producción de Arandala y Toronja se encuentra en revisión.

⁴ Bloque Esperanza PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuate, Cañadonga

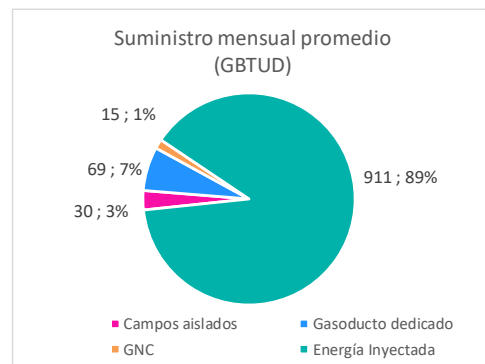
⁵ Otros Costa: Arrecife, Guama, La Creciente, Merecumbe.

⁶ Otros Campos Aislados: Andina, Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, La Cañada Norte, Kananaskis, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toquí Toquí. Incluye Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos de Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Payoa, Provincia, Opón.

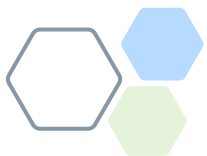
**** Capacidad total de la planta de regasificación.



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



La relación de suministro en el mes de julio versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **94%**.

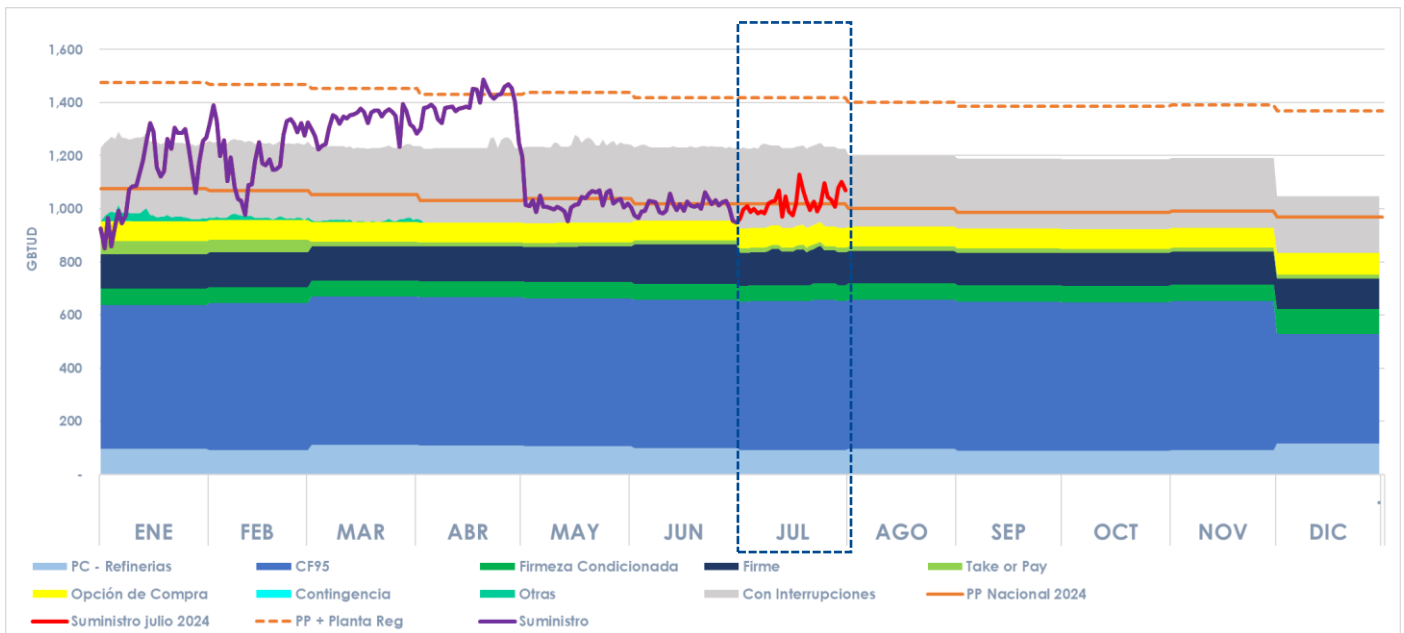


Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el año **2024** en el mercado primario bajo las diferentes modalidades de contratos. No se muestra la información de la contratación de la planta de regasificación por no disponer de la misma.
- ii) La variación de suministro de energía en el sistema durante los meses corridos del presente año. El suministro incluye la inyección 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 julio la contratación¹ respaldada con firmeza representó 841 GBTUD, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró 301 GBTUD. El **suministro² promedio** del mes fue de **1,024 GBTUD**, con oscilaciones entre **964 GBTUD (min.)** y **1,130 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observó que las cantidades del suministro promedio se ubicaron por encima del potencial de producción PP³ nacional.



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

VARIABLE (en GBTUD)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP.	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1,076	1,068	1,053	1,032	1,038	1,018	1,019	1,001	987	987	990	968
Suministro Min.	852	977	1,223	1,197	953	947	964					
Suministro Prom.	1,132	1,206	1,330	1,390	1,022	1,008	1,024					
Suministro Máx.	1,322	1,389	1,396	1,486	1,070	1,061	1,130					
Producción comprometida por Refinerías	95	91	111	108	105	99	91	96	89	88	92	117
Garantía Firmeza*	858	868	839	840	842	857	841	836	836	836	836	716
Otras**	22	10	6									
Con Interrupciones	279	281	277	286	298	277	304	266	263	263	264	213

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

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

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

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

3 La Información de potencial de producción fue tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 31 de marzo de 2024, y actualizaciones de los agentes enviadas mediante correo. 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 julio

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			158	\$ 5.09			22	\$ 4.74	21.1	\$ 6.96	9	\$ 7.87			210	180
	Cupiagua			202	\$ 4.96			1	N.D.			5	\$ 7.87			208	203
	Cupiagua Sur			6	\$ 5.07			24	\$ 4.20	11	\$ 6.96	7	\$ 7.87			48	30
	Floreña	49	\$ 3.73	3	\$ 3.69	12	N.D.					1	\$ 4.32			65	64
	Gibraltar															-	-
	Otros Interior ¹			24	\$ 7.14			5	\$ 6.96				28	\$ 5.83			57
Costa	Ballena			8	\$ 5.86							8	\$ 9.23			16	8
	Chuchupa	2	N.D.	40	\$ 6.23											42	42
	Bloque VIM 5 ²	29	\$ 5.53	38	\$ 8.44			10	N.D.			70	\$ 7.95			147	77
	Bloque VIM 21 ³	35	\$ 6.29	2	N.D.					42	N.D.	44	\$ 4.23			123	79
	B. Esperanza PE ⁴			9	\$ 7.60							85	\$ 7.79			94	9
	Bonga Mamey			35	\$ 4.54							18	N.D.			52	35
	Bullerengue			40	\$ 6.78											40	40
	Otros Costa ⁵	5	\$ 4.52	0.3	N.D.							4	N.D.			9	5
	Otros C. Aislados ⁶	6	\$ 2.01	2	N.D.	4	N.D.					19	\$ 3.96			31	11
	Otros C. Aislados- MM ⁷	4	\$ 5.07									7	\$ 1.62			11	4
Total	129	\$ 4.83	566	\$ 5.58	16	\$ 5.09	61	\$ 5.20	74	\$ 14.14	304	\$ 6.48			1,151	814	
Total (%)		11.2%		49.2%		1.4%		5.3%		6.4%		26.4%			100%	70.8%	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

¹ Otros Interior: Campo la Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, El Difícil, Loma larga, María Conchita, Recetor West, San Roque y Tisquirama.

² Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Alboka, Clarinete, Claxón, Pandereta, Saxofón y Oboe.

³ Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja

⁴ Bloque Esperanza PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflecha, Katana, Cañahuate, Cañandongo

⁵ Otros Costa: Arrecife, Guama, La Creciente, Merecumbe.

⁶ Otros Campos Aislados: Andina, Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, La Cañada Norte, Kananaskis, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toquí Toquí.

⁷ Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos de Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Payoa, Provincia, Opón.

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

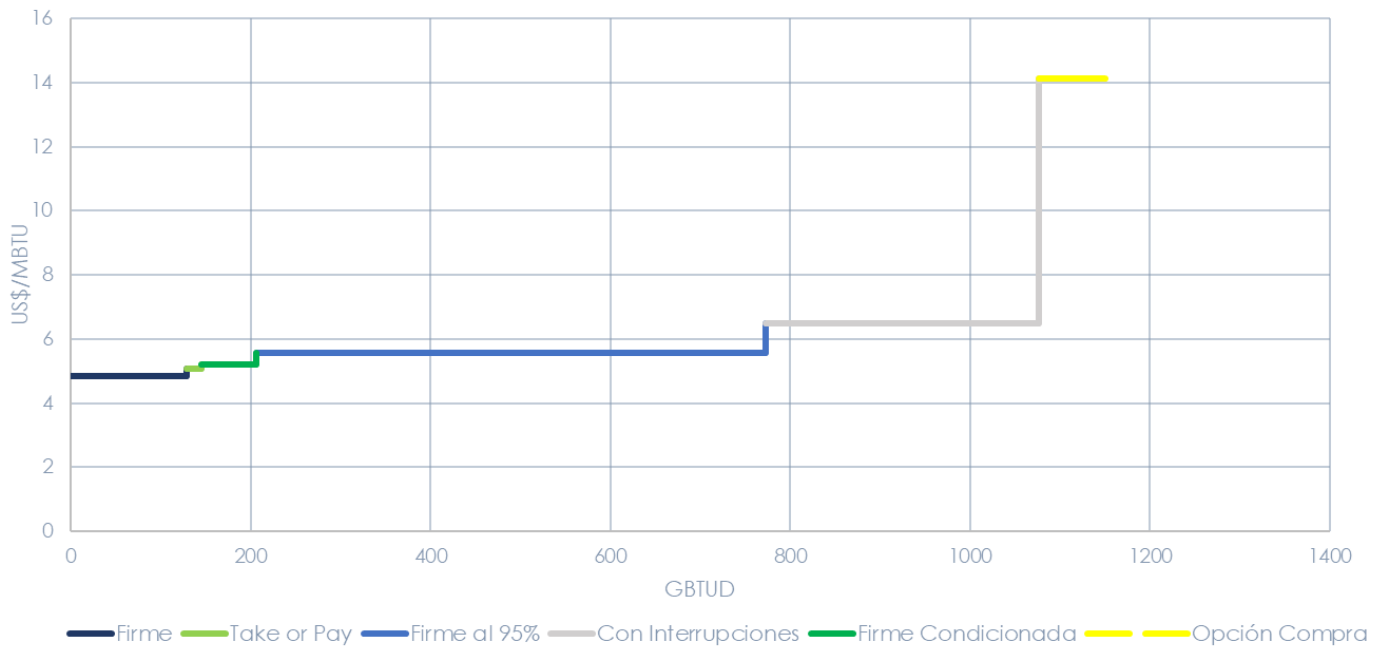
NOTA 2: La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

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 julio se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,151 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (566 GBTUD), **ii)** "Con interrupciones" (304 GBTUD) y **iii)** Firme (129 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **86.83 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación es Take or Pay con 16 GBTUD y 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 4.83 USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de Compra representa el valor más alto con 14.14 USD/MBTU. Las modalidades Con interrupciones y CF95 presentaron unos precios de 6.48 USD/MBTU y 5.58 USD/MBTU respectivamente.

Cantidades contratadas y nominadas julio

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
		Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad contratada	Cantidad nominada
Interior	Cusiana			158	142			22	20	21	-	9	1			180	162
	Cupiagua			202	181			1	1			5	0			203	182
	Cupiagua Sur			6	5			24	21	11	-	7	1			30	27
	Floreña	49	39	3	2	12	11					1	0			64	52
	Gibraltar	0	0													0	0
	Otros Interior ¹			24	18			5	4				28	5		29	21
Costa	Ballena			8	8							8	1			8	8
	Chuchupa	2	1	40	34											42	35
	Bloque VIM 5 ²	29	19	38	37			10	10			70	19			77	67
	Bloque VIM 21 ³	35	35	2	2					42	-	44	0			79	37
	B. Esperanza PE ⁴			9	9							85	12			9	9
	Bonga Mamey			35	31							18	-			35	31
	Bullerengue			40	33											40	33
	Otros Costa ⁵	5	5	0	0							4	2			5	5
Otros C. Aislados ⁶	Otros C. Aislados ⁶	6	5	2	2	4	3					19	6			11	10
	Otros C. Aislados- MM ⁷	4	7									7	1			4	7
	Total	129	112	566	503	16	14	61	56	74	-	304	48			814	685
Nominado/Contratado (%)		87%		89%		89%		91%		0%		16%				84%	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 Cifras en GTUD

¹ Otros Interior: Campo La Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, El Difícil, Loma larga, María Conchita, Recetor West, San Roque y Tisquirama.

² Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Alboka, Clarinete, Claxón, Pandereta, Saxofón y Oboe.

³ Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja

⁴ Bloque Esperanza PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañafliecha, Katana, Cañahuate, Cañandong

⁵ Otros Costa: Arrecife, Guama, La Creciente, Merecumbe.

⁶ Otros Campos Aislados: Andina, Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, La Cañada Norte, Kananaskis, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toqui Toqui.

⁷ Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos de Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Payoa, Provincia, Opón.

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.

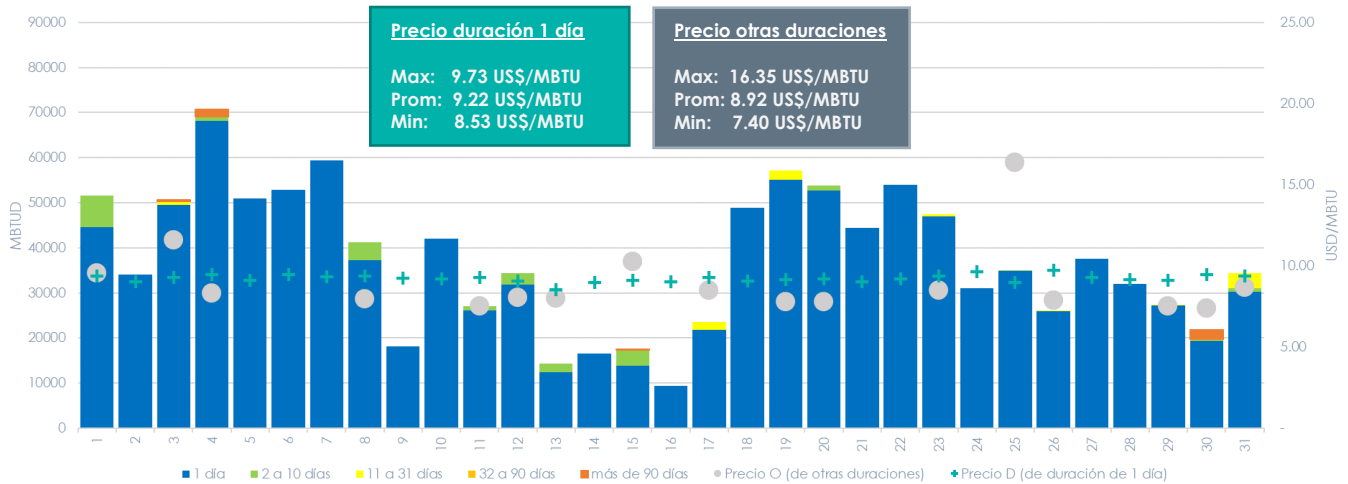
NOTA 4: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

A pesar de que la modalidad Con Interrupciones representa el 26 % de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es de tan solo el 16 %. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de los contratos asciende a 84 %, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Firmeza Condicionada, CF95 y Take or Pay con el 91%, 89 % y 89% de ejecución respectivamente.

Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de Julio registró 555 operaciones, de las cuales 554 correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (519). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 9.73 USD/MBTU (Julio 26) y 8.53 USD/MBTU (Julio 13) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en Julio fue de 1,165,267 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

Transacciones mercado secundario Julio – 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.

El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 9.25 USD/MBTU.

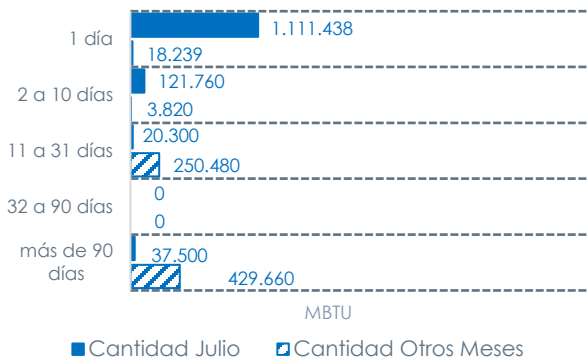
Número de operaciones en Julio – Suministro

Duración contrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	TOTAL	USD/M BTU	
1 día	14	19	19	18	29	14	16	12	15	18	17	24	13	11	17	8	18	20	24	16	17	20	14	18	22	13	16	15	14	15	13	519	\$ 9.25	
2 a 10 días	3			1				3			1	2	1		3					1					1						2	18	\$ 9.08	
11 a 31 días			2														1			1		1				1			1	1	6	14	\$ 8.15	
32 a 90 días																																		
más de 90 días			1	1											1														1		4		\$ 8.75	
TOTAL	17	19	22	20	29	14	16	15	15	18	18	26	14	11	21	8	19	20	25	17	17	20	15	18	23	14	16	15	15	17	21	555	\$ 9.29	

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 93.51% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 5 de julio con 29 transacciones, equivalentes al 5.23% 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 julio – MBTU



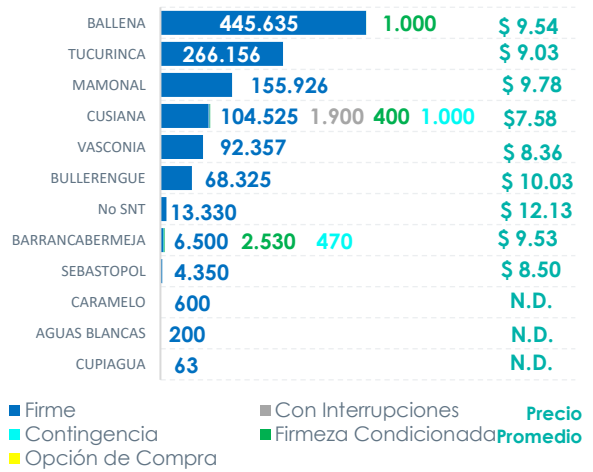
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **86.1%** de los **1,290,998 MBTU** del volumen total transado ejecutado en julio. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **467,160 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **64.8%** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

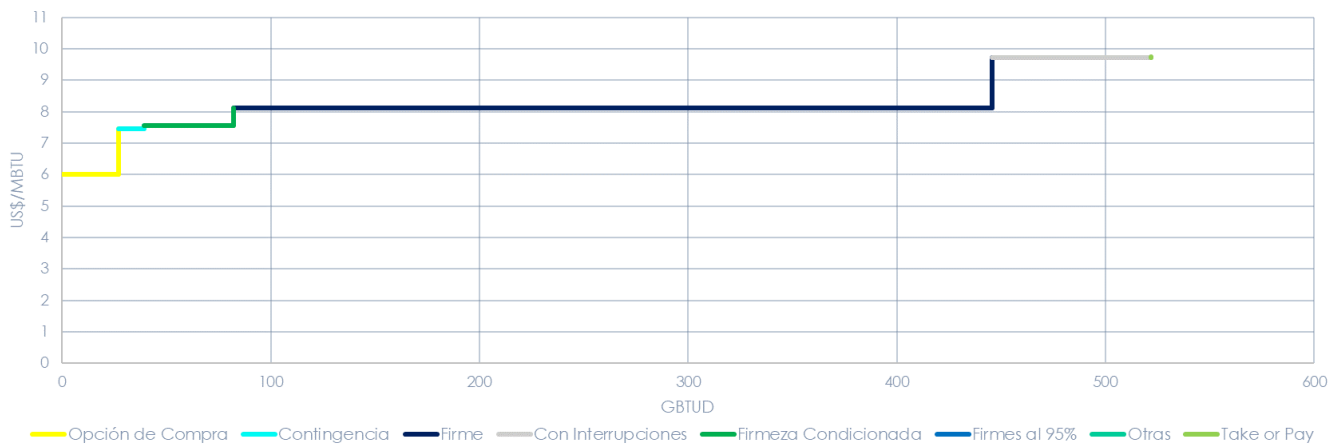
Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue BALLENA con 445,635 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 1,157,967 MBTUD equivalente al 99.37% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 1,900 MBTUD, equivalente al 0.16% mientras que la modalidad de **“Firmeza Condicionada”** registró 3,930 MBTUD equivalente al 0.34%; la modalidad **“Contingencia”** registró cantidades por 1,470 MBTUD equivalentes al 0.13% del total de cantidades contratadas en el mes; la modalidad **“Opción de Compra”** no registró operaciones. CUSIANA (141) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por BALLENA (128), VASCONIA (91) y TUCURINCA (66). Los puntos No SNT registraron 21 operaciones.



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en julio de 2024



*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 \$6.01 USD/MBTU, mientras que la modalidad “Con Interrupciones” representa el valor más alto sobre los \$9.72 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 84.2% de la contratación total nacional agregando 439 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en julio de 2024

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	127.9	\$ 6.35	13.7	\$ 6.14	8.3	\$ 3.76			13.3	\$ 6.93	6.2	\$8.62	169.5	141.60
	Barranca	11.2	\$ 10.18	0.1	\$ 9.90					2.5	N.D.	6.0	\$6.25	19.8	11.31
	Vasconia	11.4	\$ 8.54											11.4	11.40
	Sebastopol	5.1	\$ 6.79	0.9	N.D.									6.0	6.00
	Gibraltar							-	-					0	-
	Caramelo	5.6	\$ 6.47							2.7	\$ 8.49			8.3	5.63
	Mariquita	0.1	\$ 9.43											0.1	0.12
	Corrales	0.3	N.D.					-	-	0.9	N.D.			1.2	0.30
Costa	Jobo	0.5	N.D.							50.0	N.D.			50.5	0.50
	Ballena	69.8	\$ 9.21	3.1	\$11.48	3.0	\$ 4.35			2.0	N.D.			77.9	72.85
	Mamonal	34.4	\$ 8.48	19.0	N.D.	15.9	N.D.							69.3	53.42
	Bonga Mamey							-	-					0	-
	Tucurínca	63.3	\$ 9.59	6.0	\$10.30									69.3	69.31
	La Creciente							-	-					-	-
	Hocol	7.7	\$ 5.89							0.7	N.D.			8.4	7.70
	Bullerengue	12.8	\$ 8.33											12.8	12.80
	No SNT*	13.4	\$ 11.95							3.8	\$10.09			17.2	13.35
	Total general	363.5	\$ 8.12	42.8	\$ 7.55	27.2	\$ 6.01	-	-	76.0	\$ 9.72	12.2	\$7.45	521.7	406.29
Total (%)	69.7%		8.2%		5.2%		0.0%		14.6%		2.3%		100%	77.9%	

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	244,807	10,293	4%	\$ 1,063.18	18,289	64,998	110,338
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	10	551,303	550,003	0	0%	\$ 1,142.06	60,284	151,960	261,120
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	9	468,003	466,703	0	0%	\$ 1,648.36	168,868	214,234	279,070
	4	CARTAGENA-MAMONAL	10	204,509	204,507	2	0%	\$ 186.29	90,181	105,797	128,393
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	11	267,845	265,245	0	0%	\$ 2,325.82	154,100	165,342	173,643
	6	JOBO-SINCELEJO	9	181,645	179,045	0	0%	\$ 2,491.60	135,340	143,850	149,692
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	9	92,000	92,100	0	0%	\$ 1,010.99	20,904	31,801	35,363
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	1,500	12,443	89%	\$ 4,814.49	343	721	1,158
	9	APIAY-OCOÁ	5	24,175	14,963	9,212	38%	\$ 1,922.38	10,326	14,911	15,554
	10	APIAY-USME	2	18,197	17,177	1,020	6%	\$ 3,000.39	144	159	163
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	6	148,000	105,376	42,624	29%	\$ 2,694.51	45,343	59,323	79,873
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	13	260,000	142,510	109,490	42%	\$ 5,659.67	19,042	41,813	71,817
	13	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	6	37,361	14,955	21,884	59%	\$ 1,855.91	31,876	33,165	35,701
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	8	203,000	94,850	108,150	53%	\$ 2,334.04	52,255	79,603	106,789
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,586.53	3,739	4,487	5,337
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,723	7,292	61%	\$ 6,448.59	3,596	4,069	4,926
	17	COGUA-SABANA_F	1	215,000	183,070	31,930	15%	\$ 1,998.12	99,467	135,023	147,621
	18	CUSIANA-APIAY	8	70,569	54,593	14,976	21%	\$ 2,770.56	44,736	51,464	56,170
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	16	470,000	439,638	20,440	4%	\$ 336.96	333,287	366,024	408,253
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	13	470,000	437,934	22,144	5%	\$ 3,851.55	331,529	364,397	406,452
	21	FLANDES-GUANDO	2	10,738	2,921	7,817	73%	\$ 2,158.33	238	1,154	1,275
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 4,289.28	1,105	1,279	1,471
	23	FLOREÑA-YOPAL	9	16,161	12,021	4,140	26%	\$ 2,071.05	13,021	15,496	25,594
	24	GBS_I-GBS_F	9	63,744	3,610	60,134	94%	\$ 3,774.12	10,358	13,433	22,230
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	4	42,000	36,566	4,912	12%	\$ 12,293.73	36,287	37,148	37,820
	26	GUALANDAY-NEIVA	4	11,000	9,771	1,229	11%	\$ 20,550.07	7,731	9,131	26,505
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 10,991.87	463	894	983
	28	LA BELLEZA-COGUA	4	198,702	184,574	14,128	7%	\$ 1,337.44	102,470	138,332	151,006
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	11	271,337	266,681	0	0%	\$ 2,027.86	160,614	204,759	246,061
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	5	15,000	15,137	0	0%	\$ 5,927.92	12,543	14,998	32,117
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	161,027	5,825	3%	\$ 3,326.90	69,069	86,679	108,665
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 31,374.73	0	164	911
	33	PEREIRA-ARMENIA	8	158,000	124,626	33,374	21%	\$ 1,172.45	50,964	69,436	90,346
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 10,056.48	2,615	3,807	4,472
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,990	647	14%	\$ 6,998.49	2,759	3,674	4,323
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	62,674	14,728	19%	\$ 6,347.63	37,010	51,447	59,795
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	5	143,000	66,700	76,300	53%	\$ 984.33	67,176	100,961	123,640
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	238	122	34%	\$ 24,506.93	189	234	250
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	183,346	7,346	4%	\$ 1,944.23	88,035	107,586	131,955
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,500	6,336	54%	\$ 2,062.30	4,505	4,724	4,950
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 408.68	31,782	41,338	44,887

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS.

Nota: Los valores de volumen transportado para el tramo Neiva-Hobo no han sido actualizados en el mes de junio por reacondicionamiento del reporte de esta información en el BEO del transportador.

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	8	66,160	60,859	5,301	8%	\$ 1,063.18
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	12	172,400	170,723	177	0%	\$ 1,142.06
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	12	230,000	228,384	0	0%	\$ 1,648.36
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	6	18,100	16,600	1,500	8%	\$ 2,325.82
	5	SINCELEJO-JOBO	5	10,100	10,100	0	0%	\$ 2,491.60
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	4	109,500	9,866	99,634	91%	
	7	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	1	30,190	28,190	1,478	5%	\$ 1,855.91
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	7	130,000	80,841	46,472	36%	\$ 2,334.04
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	1	30,000	7,500	22,500	75%	\$ 2,027.86
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	10	206,000	165,968	37,345	18%	\$ 984.33

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.

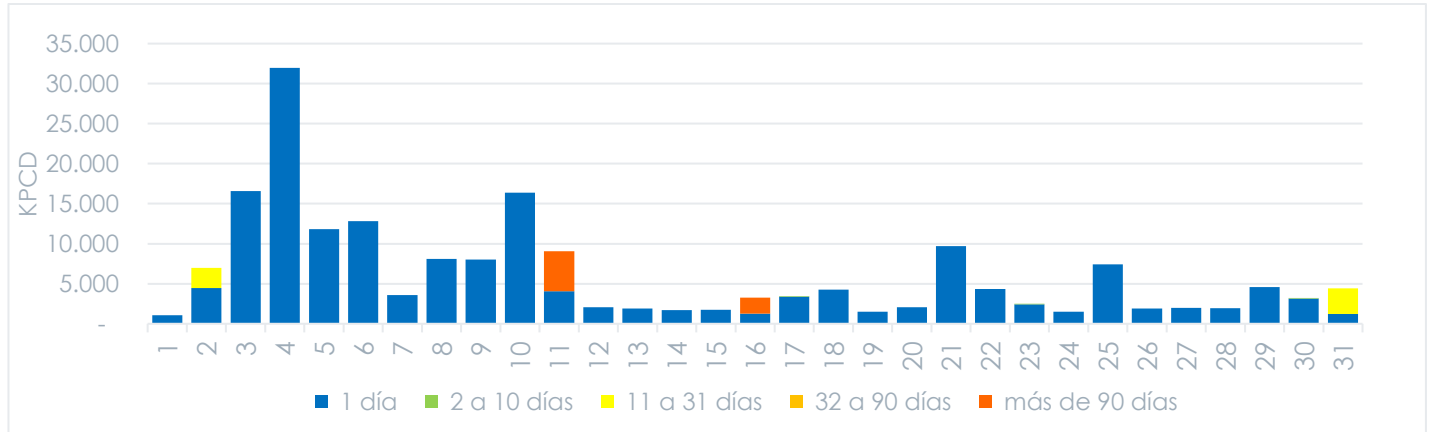
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

En julio de 2024 los tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP fueron: Ballena-La Mami, Cartagena -Barranquilla, Barranquilla-La Mami, Cartagena-Mamonal, Cartagena-Sincelejo, Jobo-Sincelejo, La Creciente-Sincelejo, Apiay-Usume, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, Guando-Fusagasugá, La Belleza-Cogua, Mariquita-Gualanday, Mariquita-Pereira, Pradera-Popayán, Vasconia-Mariquita, Yumbo/Cali-Cali, La Mami-Ballena, Barranquilla-Cartagena, La Mami-Barranquilla, Sincelejo-Cartagena, Sincelejo-Jobo, Bucaramanga-Barrancabermeja y La Belleza-Vasconia.

Mercado secundario de Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de julio se registraron 200 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (190).

Transacciones mercado secundario julio – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Número de operaciones en Julio – Transporte

Duración contrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	TOTAL	
1 día	6	4	5	8	8	8	6	8	9	9	6	6	7	5	6	4	5	7	3	5	7	6	6	6	7	5	5	5	7	6	5	190	
2 a 10 días																	1						1							1		3	
11 a 31 días		1																												4		5	
32 a 90 días																																	
más de 90 días											1					1																	2
TOTAL	6	5	5	8	8	8	6	8	9	9	7	6	7	5	6	5	6	7	3	5	7	6	7	6	7	5	5	5	7	7	9	200	

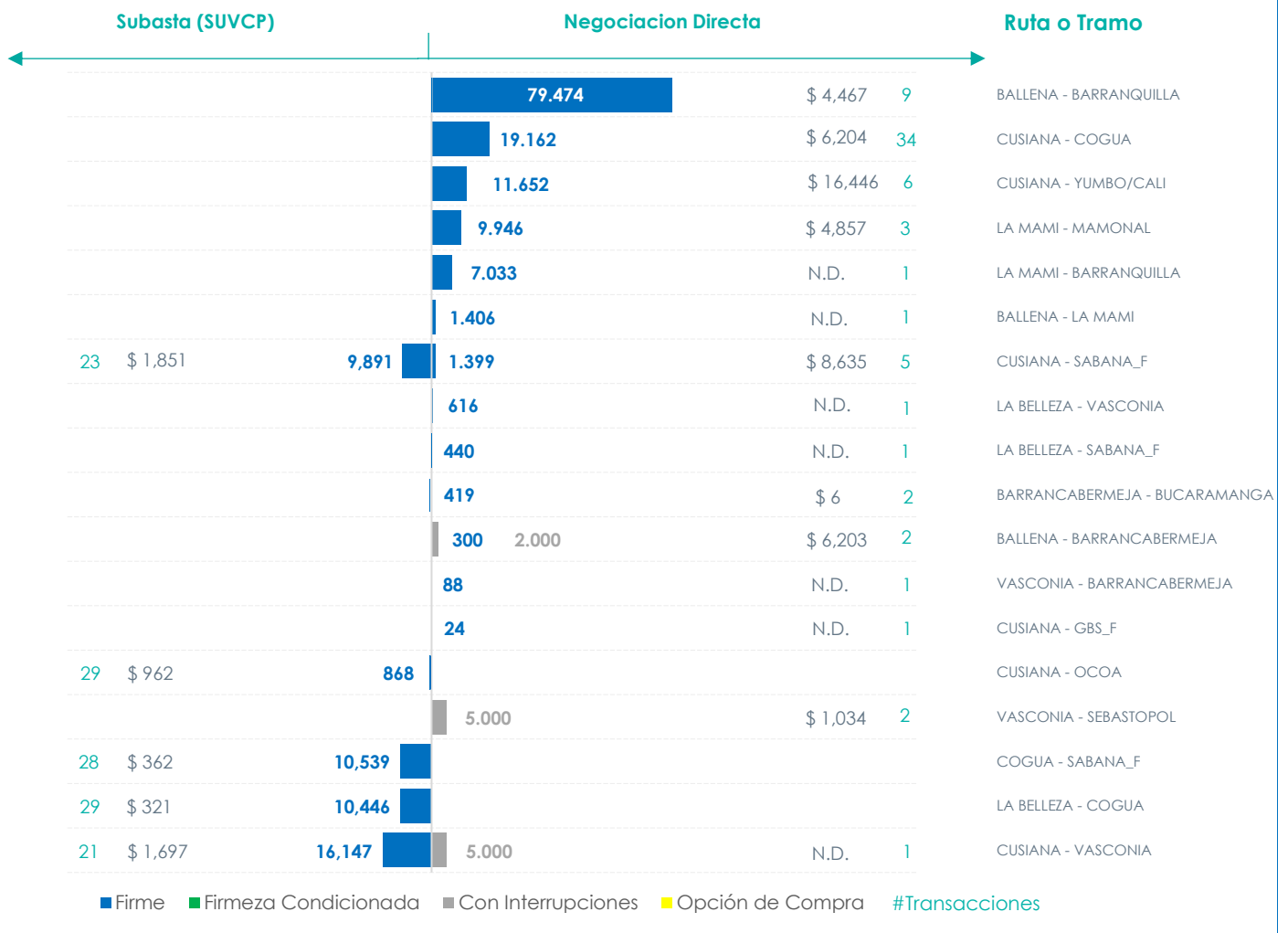
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 5,049 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 9, 10 y 31 de julio con 9 transacciones por día, equivalentes al 13.50% del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Del total de transacciones (200), 130 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 70 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 75.04% del total de la capacidad negociada en el mes. Se destacan los tramos BALLENA – BARRANQUILLA para cada uno de los cuales se transaron 79,474 KPCD en modalidad **Firme**.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA – COGUA con 34 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), CUSIANA - OCOA con 29 transacciones (todas asignadas mediante subasta), LA BELLEZA - COGUA con 29 transacciones (todas por medio de negociación directa), COGUA – SABANA_F con 28 transacciones (Todas asignadas mediante subasta) y CUSIANA – SABANA_F con 28 transacciones (5 asignadas por medio de negociación directa y 23 asignadas por medio de 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).

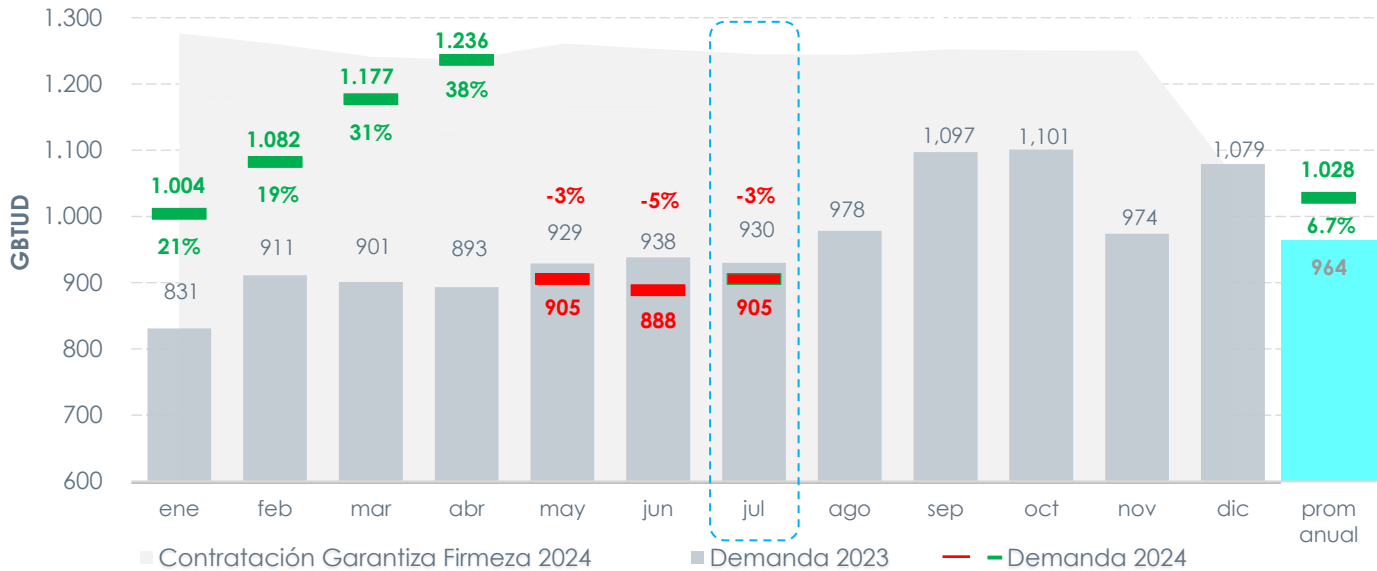


Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de **julio** se observa una demanda promedio de **905 GBTUD**, esto es **3% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2023 que se situó en 930 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2024 es de **1028 GBTUD**, estando por encima un 6.7% al promedio anual del 2023 (964 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.

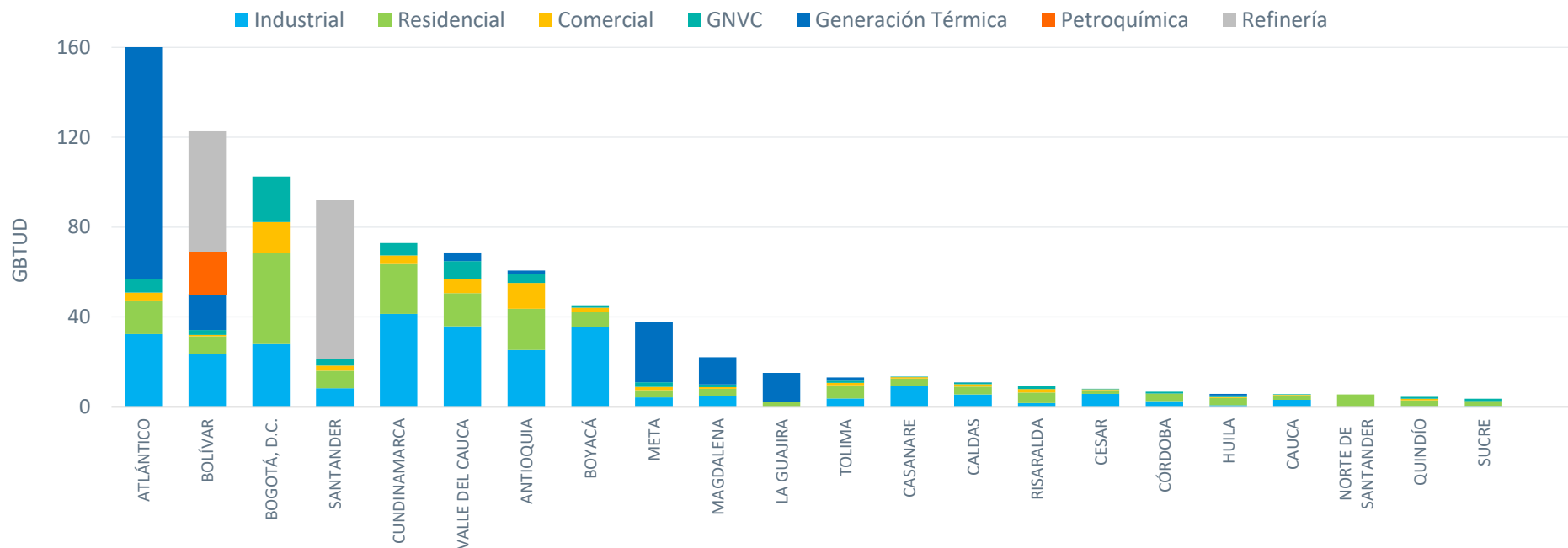
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **julio** la demanda **térmica** fue 6 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2023; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 19 GBTUD.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2023	122 / 709	172 / 739	153 / 748	146 / 747	198 / 731	203 / 736	198 / 732	231 / 747	372 / 725	373 / 728	242 / 732	355 / 724
2024	302 / 702	330 / 752	462 / 715	513 / 723	175 / 730	165 / 723	192 / 713					

 Térmica
  No Térmica

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

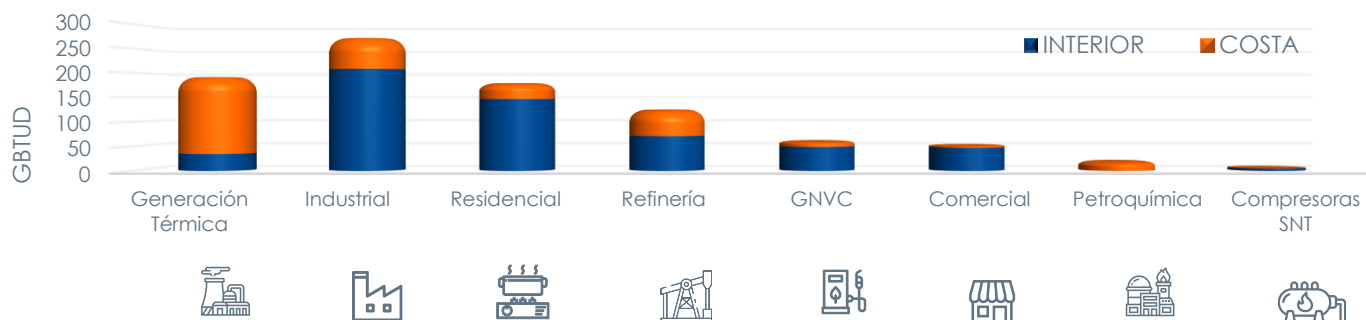
	Residencial	15.1	7.8	40.6	7.8	22.2	14.8	18.3	6.7	3.2	2.1	3.1	5.9	3.2	3.5	4.7	1.8	3.1	2.0	3.2	5.6	2.6	2.1	179
	Comercial	3.4	0.7	13.8	2.3	3.8	6.3	11.5	2.1	1.4	0.0	0.7	1.1	0.6	1.0	1.5	0.4	0.2	0.3	0.3	0.0	0.8	0.0	52
	Industrial	32.3	23.6	27.9	8.3	41.3	35.9	25.3	35.4	4.2	0.0	5.0	3.7	9.4	5.5	1.7	5.7	2.6	3.1	0.8	0.0	0.3	0.4	272
	GNVC	6.1	2.1	20.3	2.8	5.5	7.9	3.9	1.1	2.0	0.0	1.3	0.9	0.2	0.8	1.5	0.2	0.9	0.3	0.8	0.0	0.8	1.0	60
	Generación Térmica	115.9	16.1	0.0	0.0	0.0	3.8	1.7	0.0	26.8	13.0	12.0	1.4	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	192
	Refinería	0.0	53.6	0.0	71.0	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	125
	Petroquímica	0.0	18.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19
	Compresoras	0.1	0.0	0.0	1.5	0.3	0.0	0.2	1.8	0.2	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	5
	TOTAL	173	123	103	94	73	69	61	47	38	15	22	14	13	11	9	8	7	6	6	6	4	4	905

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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

Energía entregada promedio por sector de consumo y región - SNT

En el mes de **julio** de 2024 el sector que registra mayor energía tomada es la Industrial con 272 GBTUD en promedio, de los cuales 208 GBTUD corresponden a la región Interior y 64 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 179 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 147 GBTUD respecto a la costa con 33 GBTUD.



	Costa	Interior	Total Nacional	% Segmento
Generación Térmica	157	35	192	21%
Industrial	64	208	272	30%
Residencial	33	147	179	20%
Refinería	54	71	125	14%
GNVC	11	49	60	7%
Comercial	5	47	52	6%
Petroquímica	19	0	19	2%
Compresoras SNT	0	5	5	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 **julio** de 2024, con respecto junio de 2024 se observa principalmente un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del Interior y costa, así como una disminución en los consumos del sector Refinería de la costa.

TIPO DE USUARIO		Febrero 2024		Marzo 2024		Abril 2024		Mayo 2024		junio 2024		julio 2024	
		UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Comercial												
	Costa	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5
	Interior	0	48	0	45	0	47	0	46	0	46	0	47
	Generación Térmica												
	Costa	291	0	410	0	420	0	145	0	138	0	157	0
	Interior	40	0	51	0	93	0	30	0	26	0	35	0
	GNVC												
	Costa	11	0	10	0	11	0	11	0	11	0	11	0
	Interior	49	0	46	0	49	0	49	0	49	0	49	0
	Industrial												
	Costa	55	6	55	6	58	6	59	6	58	6	58	6
	Interior	193	24	182	22	187	23	185	23	182	23	185	24
	Petroquímica												
	Costa	23	0	21	0	8	0	15	0	20	0	19	0
	Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Refinería												
	Costa	77	0	75	0	71	0	74	0	73	0	54	0
	Interior	72	0	69	0	70	0	75	0	69	0	71	0
	Residencial												
	Costa	0	34	0	33	0	35	0	33	0	33	0	33
	Interior	0	148	0	139	0	143	0	143	0	143	0	147
	Compresoras SNT												
	Costa	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
	Interior	7	0	7	0	7	0	5	0	5	0	5	0
Subtotal UR/UNR		Febrero 2024		Marzo 2024		Abril 2024		Mayo 2024		Junio 2024		Julio 2024	
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa	457	45	572	44	570	46	304	45	301	44	299	44
	Interior	360	220	356	206	406	214	343	213	332	212	344	218
TOTAL		1082		1177		1236		905		888		905	

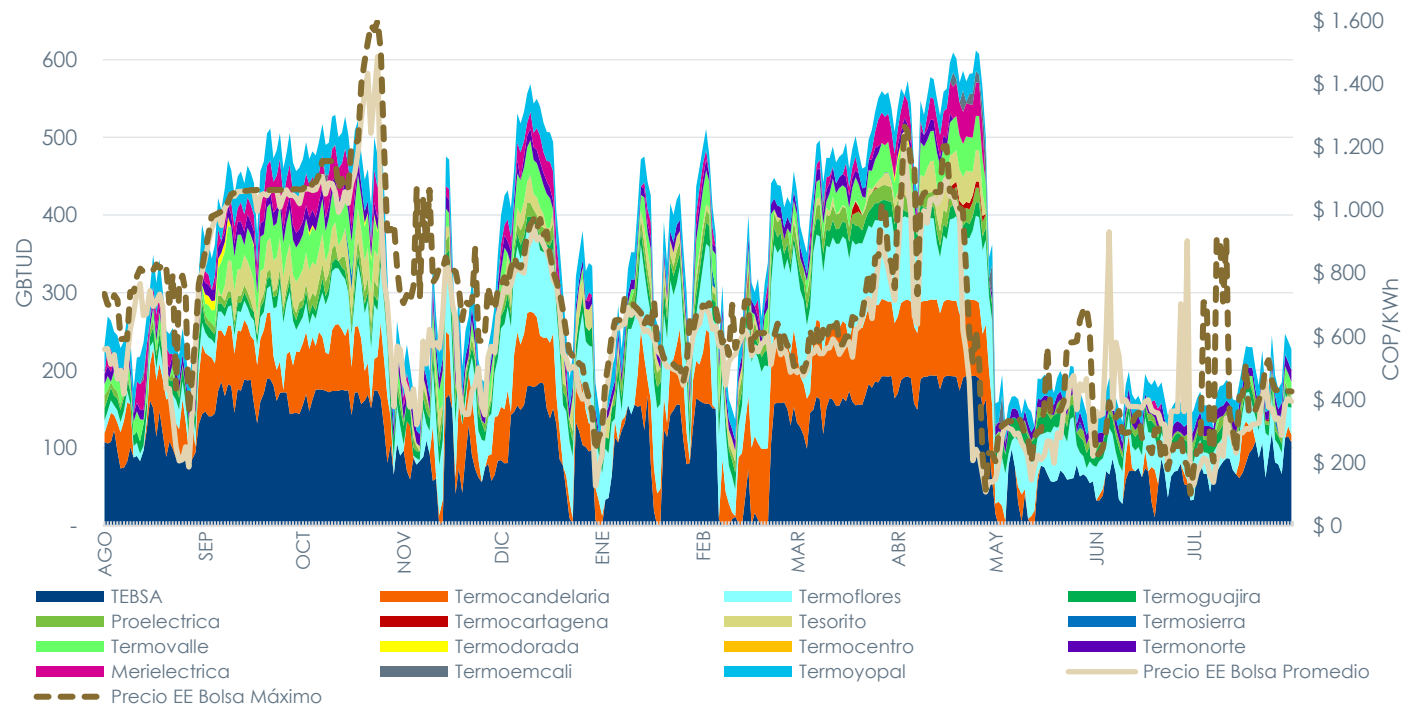
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

Energía Entregada al sector termoeléctrico

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

La siguiente gráfica muestra la participación de las plantas térmicas que operaron con gas natural y que hacen parte del despacho centralizado. El consumo de gas natural por parte de las plantas termoeléctricas durante el mes de julio fue en promedio 190 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



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

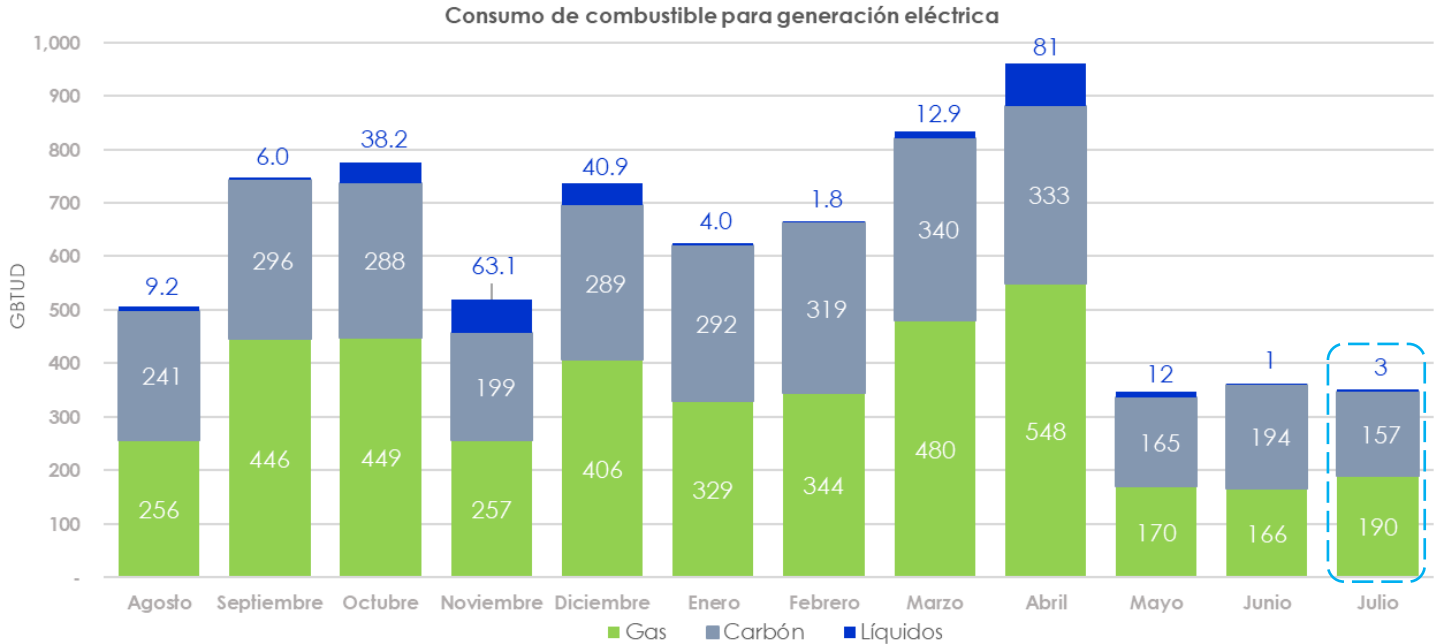
Para el mes de julio las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 125 GBTUD y 247 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (81 GBTUD), Termoflores (35 GBTUD), Termoyopal (25 GBTUD), Termoguajira (13 GBTUD), Termonorte (12 GBTUD), Proelectrica (9 GBTUD) y Termocandelaria (7 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de julio el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 190 GBTUD que representó el 54.3 % del total, carbón con 157 GBTUD¹(44.8%), y los combustibles líquidos consumieron 3 GBTUD (0.9%).

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

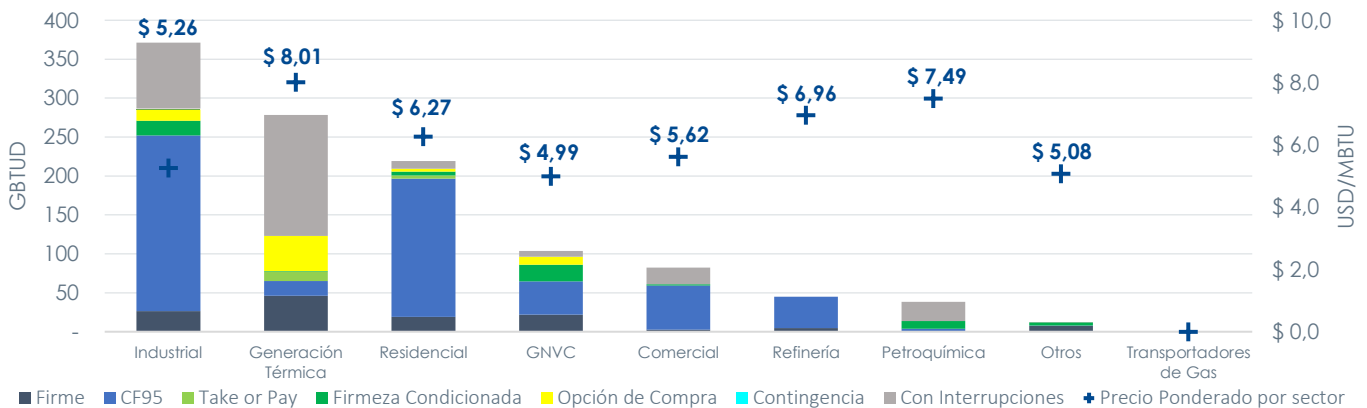
Consumo de combustible para generación eléctrica



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

Contratación vigente en julio 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

La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector petroquímico solamente registra contratación "Con interrupciones", "Firmeza condicionada" y "CF95". Los sectores residencial y gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición en la que predominan las modalidades que garantizan firmeza, mientras los sectores industrial y comercial incorporan la modalidad "Con interrupciones" en una proporción relevante para complementar la contratación con firmeza. Se destaca la pluralidad de modalidades contractuales asociadas a la generación térmica, que representa el segmento con mayor sofisticación en su contratación, la cual se puede explicar en la diversidad de perfiles de consumos de las diferentes plantas termoeléctricas. El sector refinería registró contratos en modalidades Firme. El sector de compresoras, son las contrataciones de los transportadores para consumos propios.

Contratación vigente en julio 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	27	\$ 4.50	226	\$ 4.97			19	\$ 4.24	15	\$ 6.90	85	\$ 6.21			370	271
Generación Térmica	46	\$ 4.03	19	\$ 6.68	12	\$ -	1	\$ -	46	\$ 18.68	155	\$ 6.57			279	122
Residencial	19	\$ 7.51	178	\$ 6.10	4	\$ -	5	\$ 5.70	4	\$ 7.10	10	\$ 5.97			219	206
GNVC	22	\$ 4.57	43	\$ 4.46			22	\$ 4.38	10	\$ 6.94	8	\$ 8.28			104	86
Comercial	3	\$ 4.30	57	\$ 5.74			2	\$ 3.33			22	\$ 5.63			82	61
Petroquímica			4	N.D.			10	N.D.			25	\$ 7.32			38	14
Refinería	5	\$ 6.80	40	\$ 6.98											45	45
Otros	8	N.D.	0	N.D.			4	N.D.			1	N.D.			13	12
Compresoras			1	N.D.											1	1
Total	129	\$ 4.83	566	\$ 5.58	16	\$ 5.09	61	\$ 5.21	74	\$ 14.14	304	\$ 6.48	-	-	1,151	817
Total (%)	11.2%		49.2%		1.4%		5.3%		6.4%		26.4%		- %		100 %	71.0%

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.

Convenciones y Terminología:

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

Notas Aclaratorias

Sección I. SUMINISTRO. Suministro por Fuente.

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

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

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

Sección III. DEMANDA.

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

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

Subsección - Demanda promedio por Sector de consumo y Región.

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

Subsección - Demanda Sector Termoeléctrico.

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

Información de Suministro y Demanda.

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

Las posibles diferencias presentadas entre el total de energía suministrada y total de entregas a usuarios finales pueden ser ocasionadas por almacenamientos en el sistema de transporte (empaquetamientos), pérdidas y consumos no reportados. Los datos mostrados en este informe provienen principalmente de SEGAS y en los casos en donde es tomada de otras fuentes se especifica puntualmente el respectivo origen en los apartes de este documento.

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



@MMEnergéticos



Gestor del Mercado de Gas Natural

WWW.BMCBEC.COM.CO