



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

JUNIO 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 junio de 2024, el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 1007 GBTUD, lo que representó una reducción de 1,5% (16 GBTUD) respecto del mes de mayo de 2024). La regasificadora de Cartagena inyectó un promedio en este período de 37 GBTU. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 86,69 % de la energía total contratada para el mes de junio, con un precio de 5,57 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 5,07 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 24,4 % de la contratación total, con un precio promedio de 6,28 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario de suministro presentaron un crecimiento de 63,45% pasando de 342 en mayo a 559 en junio de 2024. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en junio, la modalidad "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con \$6,89 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los \$9,74 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 junio. 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 15,22% pasando de 289 en mayo a 245 en junio de 2024.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en junio de 2024 fue de 888 GBTUD, disminuyendo 1,9% por debajo de la demanda registrada en el mes de mayo de 2024 (905 GBTUD), explicado principalmente por una disminución significativa en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del Interior y 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 **junio**.

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	248	239	0	239	96%
	Cupiagua	225	232	0	232	103%
	Floreña	73	11	49	60	83%
	Gibraltar	41	40	0	40	97%
	Otros Interior ¹	36	29	7	36	98%
Costa	Ballena	20	14	0	14	67%
	Chuchupa	92	76	0	76	82%
	Bloque VIM 5 ²	125	83	18	100	81%
	Bloque VIM 21 ³	41	48	0	48	118%
	Bloque Esperanza ⁴	42	12	0	12	28%
	Bonga/Mamey	36	31	0	31	87%
	Bullerengue	38	36	0	36	93%
	Otros Costa ⁵	23	1	7	8	33%
	Otros Campos Aislados ⁶	39	1	36	37	95%
	Total Potencial de Producción	1081	853	116	969	90%
Planta Regasificación Cartagena ****	400	37	0	37	9%	
Total	1481	890	116	1007		

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 30 de mayo de 2023, y actualizaciones de los agentes al 31 de julio de 2023 enviadas mediante correo. Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe. Corresponde a información de junio 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, Recetor West, San Roque y Tisquirama.

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

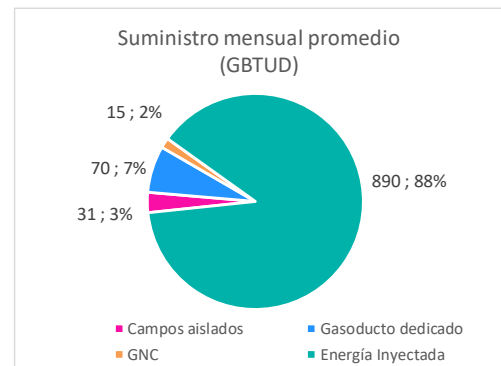
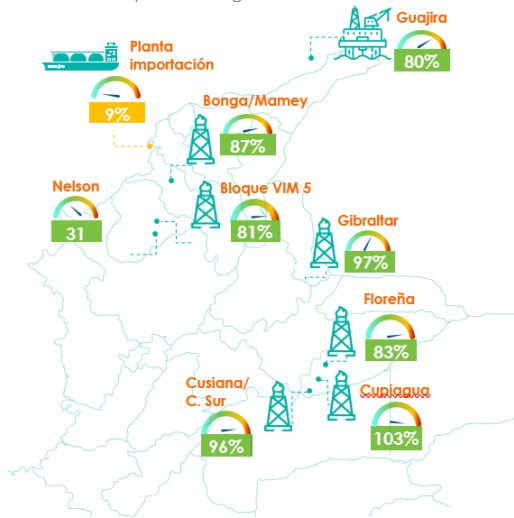
³ Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toronja

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

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

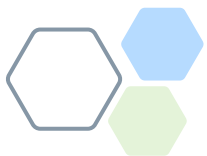
⁶ Otros Campos Aislados: Andina, Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, La Cañada Norte, Kananaskis, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toquí Toquí. Incluye Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos de Santander,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

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



La relación de suministro en el mes de junio versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **90%**.

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

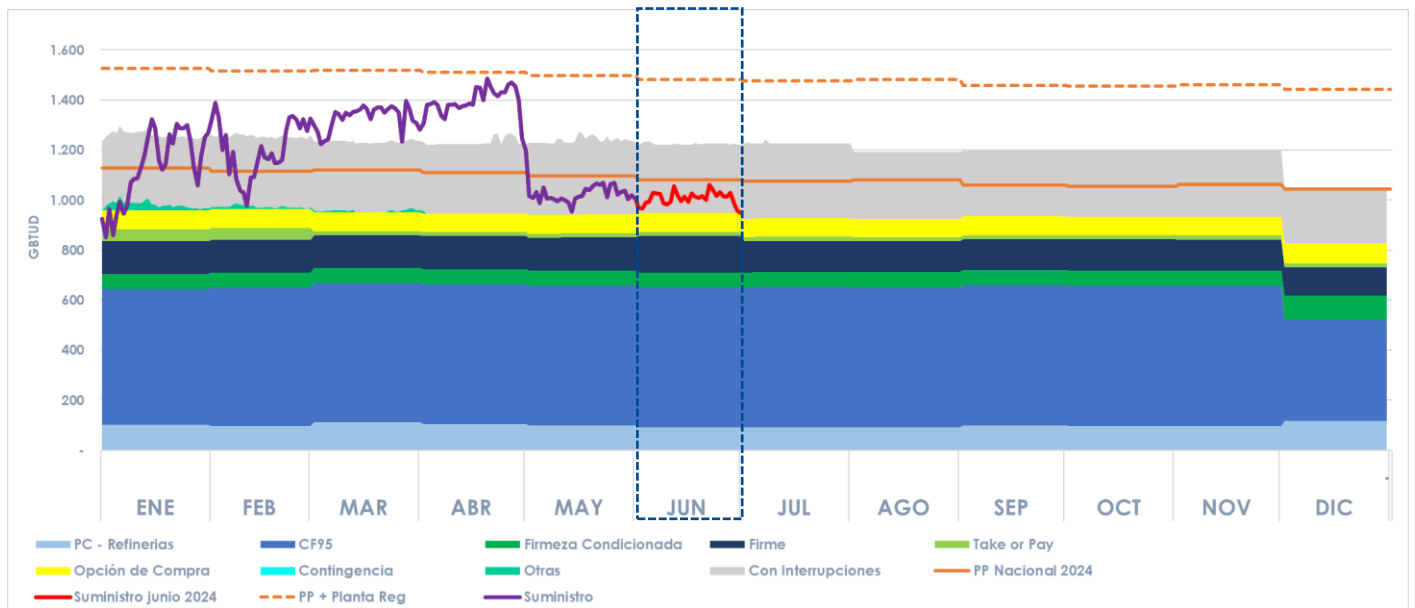


Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

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 junio la contratación¹ respaldada con firmeza representó 857 GBTUD, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró 277 GBTUD. El **suministro² promedio** del mes fue de **1,007 GBTUD**, con oscilaciones entre **947 GBTUD (min.)** y **1,062 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observó que las cantidades del suministro promedio se ubicaron por debajo 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	1,127	1,116	1,119	1,109	1,097	1,081	1,076	1,081	1,059	1,056	1,062	1,043
Suministro Min.	850	978	1,223	1,197	945	947						
Suministro Prom.	1,132	1,204	1,330	1,390	1,022	1,007						
Suministro Máx.	1,322	1,389	1,396	1,486	1,070	1,062						
Producción comprometida por Refinerías	101	95	111	106	99	91	91	90	98	97	96	117
Garantía Firmeza*	858	868	839	840	840	857	833	833	833	833	833	668
Otras**	22	10	6	10								
Con Interrupciones	279	281	277	286	298	277	300	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 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 30 de mayo de 2023, 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 junio

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	\$ 6.96					201	180
	Cupiagua			202	\$ 4.96			1	N.D.			2	N.D.			205	203
	Cupiagua Sur			6	\$ 5.07			24	\$ 4.20	11	\$ 6.96					41	30
	Floreña	56	\$ 3.88			12	N.D.					1	\$ 4.29			69	68
	Gibraltar															-	-
	Otros Interior ¹	4	\$ 4.13	24	\$ 7.14			4	N.D.			28	\$ 5.75			59	32
Costa	Ballena			8	\$ 5.53							2	\$ 8.90			9	8
	Chuchupa	2	N.D.	39	\$ 6.15										41	41	
	Bloque VIM 5 ²	38	\$ 6.34	38	\$ 8.44			10	N.D.			72	\$ 7.99			158	86
	Bloque VIM 21 ³	35	\$ 6.29	2	N.D.					42	N.D.	43	\$ 4.10			122	79
	B. Esperanza PE ⁴			9	\$ 7.60							85	\$ 7.79			94	9
	Bonga Mamey			35	\$ 4.54							18	N.D.			52	35
	Bullerengue			36	\$ 6.75										36	36	
	Otros Costa ⁵	5	\$ 4.52	0.01	N.D.							4	N.D.			9	5
	Otros C. Aislados ⁶	6	\$ 2.01	2	N.D.	4	N.D.					17	\$ 3.50			28	11
	Otros C. Aislados- MM ⁷	4	\$ 5.07									7	\$ 1.62			11	4
Total	148	\$ 5.07	558	\$ 5.57	16	\$ 5.07	61	\$ 5.24	74	\$ 14.14	277	\$ 6.28			1,134	824	
Total (%)		13.0%		49.2%		1.4%		5.4%		6.5%		24.4%			100%	72.7%	

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.

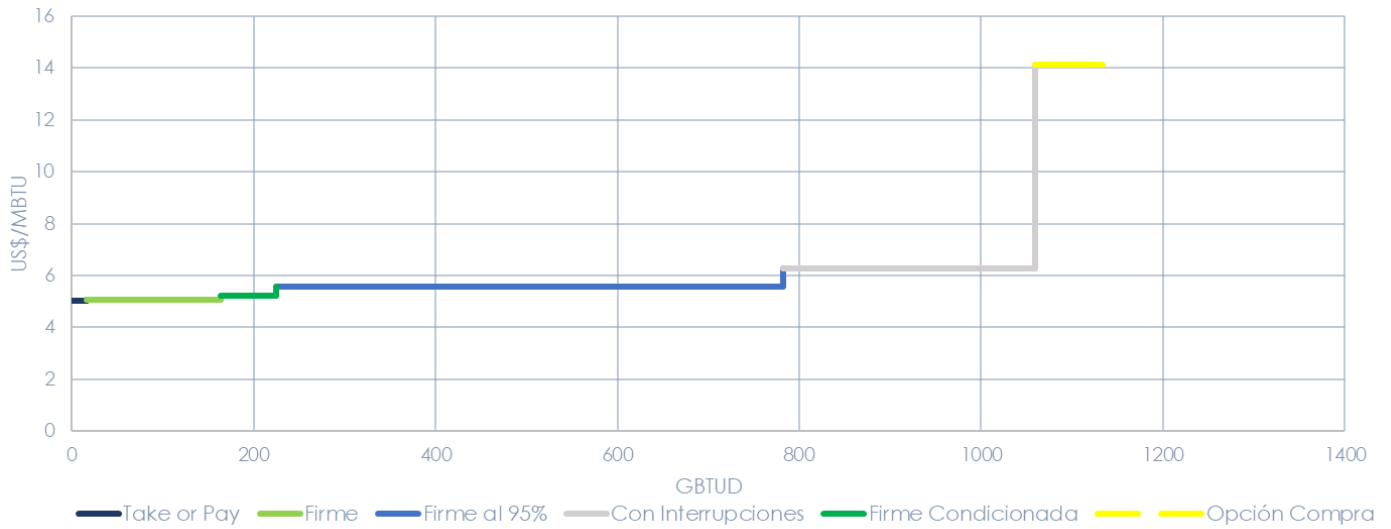
NOTA 2: La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

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 junio se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,134 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (558 GBTUD), **ii)** "Con interrupciones" (277 GBTUD) y **iii)** Firme (148 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **86.69 %** 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 los productos “Firme” y “Take or Pay” presentaron el valor más bajo con 5.07 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 6.28 USD/MBTU y 5.57 USD/MBTU respectivamente.

Cantidades contratadas y nominadas junio

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	157			22	22	21	-					180	179
	Cupiagua			202	202			1	1			2	0.2			203	203
	Cupiagua Sur			6	6			24	24	11	-					30	30
	Floreña	56	47			12	12					1	0.01			68	59
	Gibraltar															-	-
	Otros Interior ¹	3	0.44	24	18			4	3			28	5			32	22
Costa	Ballena			7	8							2	1			7	8
	Chuchupa	2	1	39	40											41	41
	Bloque VIM 5 ²	38	25	38	37			10	10			72	21			86	73
	Bloque VIM 21 ³	35	35	2	2					42	-	43	0.3			79	37
	B. Esperanza PE ⁴			9	9							85	8			9	9
	Bonga Mamey			35	30							18	-			35	30
	Bullerengue			36	34											36	34
	Otros Costa ⁵	5	5	0.3	0.3							4	2			5	5
	Otros C. Aislados ⁶	6	5	2	1	4	4					17	5			11	11
	Otros C. Aislados- MM ⁷	4	8									7	1			4	8
	Total	148	127	558	544	16	16	61	60	74	-	277	43			824	747
Nominado/Contratado (%)		86%		98%		100%		99%		0%		15%				91%	

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, Cañaflecha, Katana, Cañahuate, Cañandongá

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.

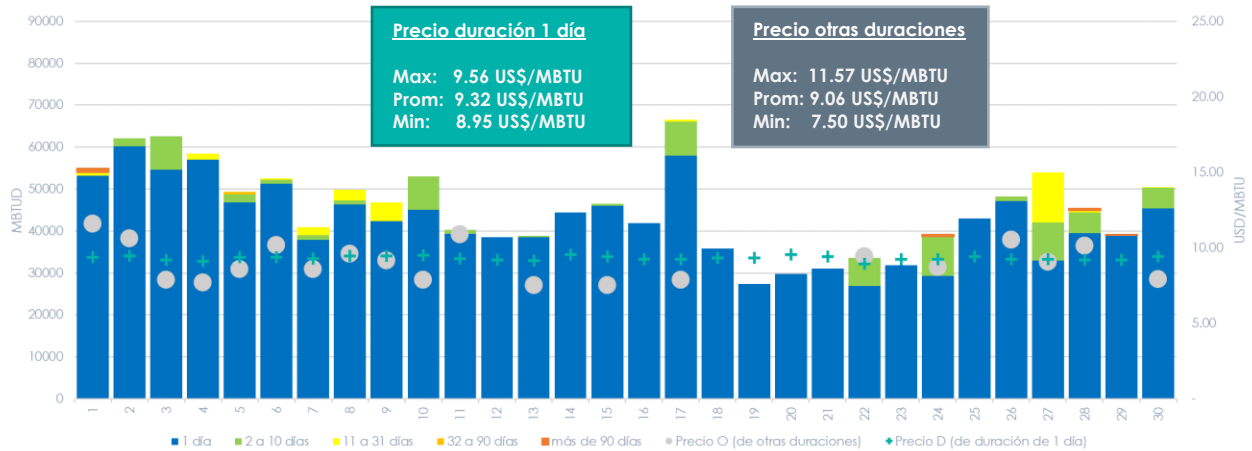
NOTA 4: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

A pesar de que la modalidad Con Interrupciones representa el 24 % de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es de tan solo el 15 %. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de los contratos asciende a 91 %, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Take or Pay y CF95 con el 100 % y 98 % de ejecución respectivamente.

Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de Junio registró 559 operaciones, las cuales en su totalidad correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (490). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 8.95 USD/MBTU (Junio 22) y 9.56 USD/MBTU (Junio 14) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en Junio fue de 1,356,324 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

Transacciones mercado secundario Junio – 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 9.32 USD/MBTU.

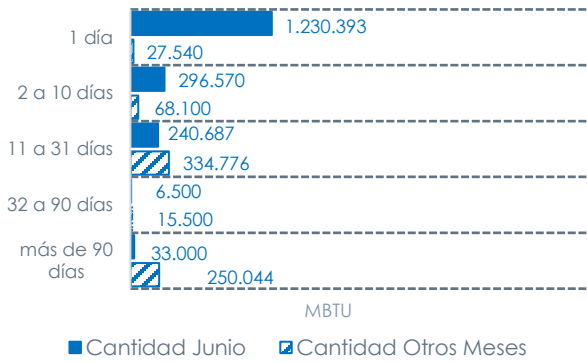
Número de operaciones en Junio – Suministro

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	TOTAL	USD/MBTU
1 día	15	15	13	16	18	23	13	17	14	14	15	16	17	17	10	16	18	14	15	19	24	13	15	17	18	21	22	18	14	13	490	\$ 9.32
2 a 10 días		2	4		1	1	2	1		4	1		1				4					4				1	8	1	1	1	41	\$ 9.02
11 a 31 días	2			1		1	1	1	2																		6	3		19	\$ 8.18	
32 a 90 días					1																									1	\$ 8.70	
más de 90 días	5																							1			1	1		8	\$ 11.17	
TOTAL	22	17	17	17	20	25	16	19	16	18	16	16	18	17	11	16	23	14	15	19	24	17	15	22	18	22	36	23	15	15	559	\$ 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 87.66% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 27 de junio con 36 transacciones, equivalentes al 6.44% 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 junio – MBTU



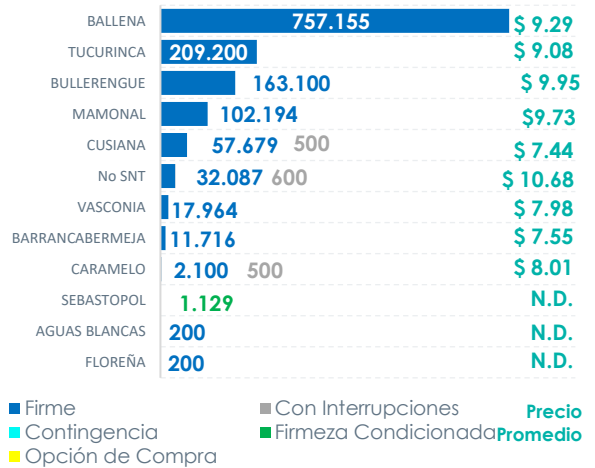
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **68.1%** de los **1,807,150 MBTU** del volumen total transado ejecutado en junio. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **283,044 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **72.2%** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

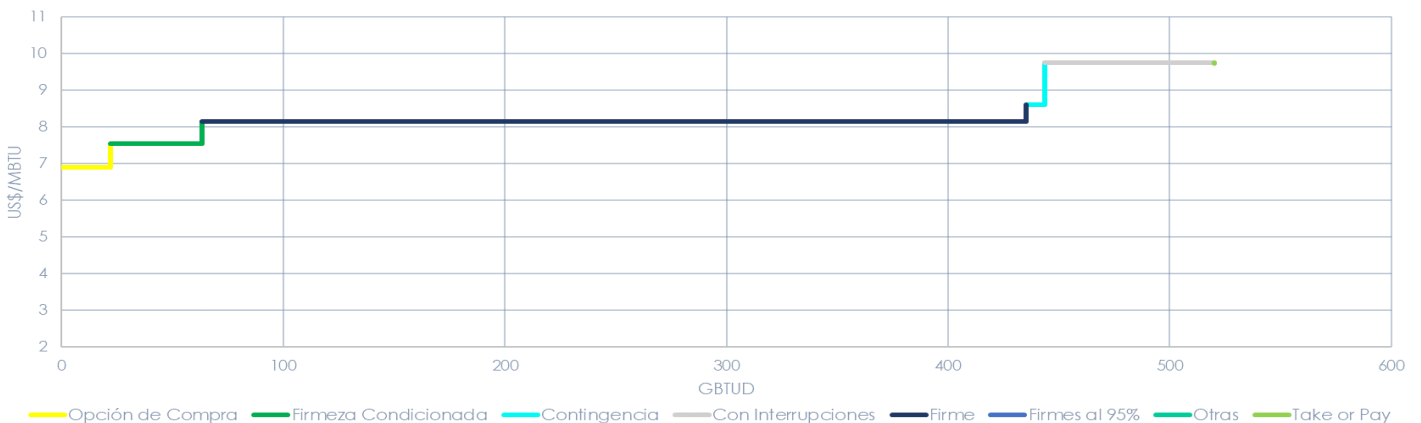
Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue BALLENA con 757,155 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 1,353,595 MBTUD equivalente al 99.80% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 1,600 MBTUD, equivalente al 0.12% mientras que la modalidad de **“Firmeza Condicionada”** registró 1,129 MBTUD equivalente al 0.08%; Por otra parte, las modalidades **“Opción de Compra”** y **“Contingencia”** no registraron operaciones. BALLENA (195) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por CUSIANA (99), TUCURINCA (69) y BULLERENGUE (60). Los puntos No SNT registraron 47 operaciones.



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Mercado Secundario - Curva de precios por modalidad de la contratación vigente en junio 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 \$6.89 USD/MBTU, mientras que la modalidad “Con Interrupciones” representa el valor más alto sobre los \$9.74 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 86.2% de la contratación total nacional agregando 448 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en junio 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	122.8	\$ 6.25	13.1	\$ 6.15	3.3	\$ 6.29			13.5	\$ 6.95	6.0	N.D.	158.7	135.93
	Barranca	11.7	\$ 9.98							2.5	N.D.	2.4	N.D.	16.6	11.70
	Vasconia	9.0	\$ 8.49											9.0	8.95
	Sebastopol	5.0	N.D.	0.1	N.D.									5.1	5.11
	Gibraltar							-	-					-	-
	Caramelo	6.3	\$ 6.55							2.4	\$ 8.46			8.7	6.28
	Mariquita	0.1	\$ 9.43											0.1	0.12
	Corrales	0.3	N.D.					-	-	0.9	N.D.			1.2	0.30
Costa	Jobo									50.0	N.D.			50.0	-
	Ballena	80.2	\$ 9.18	3.0	N.D.	3.0	\$ 4.35			2.0	N.D.			88.2	83.21
	Mamonal	30.8	\$ 8.36	19.0	N.D.	15.9	N.D.							65.7	49.81
	Bonga Mamey							-	-					-	-
	Tucurínca	66.1	\$ 9.57	6.0	\$10.30									72.1	72.13
	La Creciente							-	-					-	-
	Hocol	7.7	\$ 5.89							0.7	N.D.			8.4	7.70
	Bullerengue	15.9	\$ 8.63											15.9	15.90
	No SNT*	16.0	\$ 11.27							4.4	\$10.31			20.4	16.00
	Total general	371.9	\$ 8.14	41.2	\$ 7.54	22.2	\$ 6.89	-	-	76.3	\$ 9.74	8.4	\$8.60	520.1	413.14
Total (%)	71.5%		7.9%		4.3%		0.0%		14.7%		1.6%		100%	79.4%	

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	59,398	90,973	112,013
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	10	551,303	550,003	0	0%	\$ 1,142.06	63,160	111,133	189,690
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	9	468,003	466,703	0	0%	\$ 1,648.36	163,944	196,456	251,818
	4	CARTAGENA-MAMONAL	10	204,509	204,507	2	0%	\$ 186.29	113,656	124,346	132,498
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	11	267,845	265,245	0	0%	\$ 2,325.82	141,265	164,240	174,184
	6	JOB0-SINCELEJO	9	181,645	179,045	0	0%	\$ 2,491.60	137,817	143,180	150,234
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	9	92,000	92,100	0	0%	\$ 1,010.99	3,428	31,366	34,671
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	1,500	12,443	89%	\$ 4,814.49	498	826	1,170
	9	APIAY-OCOÁ	5	24,175	14,963	9,212	38%	\$ 1,922.38	6,592	14,357	15,627
	10	APIAY-USME	2	18,197	17,177	1,020	6%	\$ 3,000.39	153	156	160
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	6	148,000	105,376	42,624	29%	\$ 2,694.51	43,993	56,742	62,251
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	13	260,000	142,510	109,490	42%	\$ 5,659.67	26,955	40,094	62,027
	13	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	6	37,361	14,955	21,884	59%	\$ 1,855.91	31,662	32,939	35,118
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	8	203,000	94,850	108,150	53%	\$ 2,334.04	65,718	87,394	115,988
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,586.53	3,831	4,552	5,586
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,723	7,292	61%	\$ 6,448.59	3,512	3,934	4,295
	17	COGUA-SABANA_F	1	215,000	183,070	31,930	15%	\$ 1,998.12	92,998	131,227	145,958
	18	CUSIANA-APIAY	8	70,569	54,593	14,976	21%	\$ 2,770.56	41,037	49,327	52,789
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	16	470,000	439,638	20,440	4%	\$ 336.96	329,666	363,758	380,461
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	13	470,000	437,934	22,144	5%	\$ 3,851.55	328,038	362,089	378,988
	21	FLANDES-GUANDO	2	10,738	2,921	7,817	73%	\$ 2,158.33	925	1,166	1,227
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 4,289.28	1,029	1,268	1,495
	23	FLOREÑA-YOPAL	9	16,161	12,021	4,140	26%	\$ 2,071.05	12,900	13,979	14,781
	24	GBS_I-GBS_F	9	63,744	3,610	60,134	94%	\$ 3,774.12	10,884	14,764	16,790
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	4	42,000	36,566	4,912	12%	\$ 12,293.73	36,154	36,790	37,297
	26	GUALANDAY-NEIVA	4	11,000	9,771	1,229	11%	\$ 20,550.07	7,638	8,536	12,707
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 10,991.87	681	911	972
	28	LA BELLEZA-COGUA	4	198,702	184,574	14,128	7%	\$ 1,337.44	95,890	134,313	149,092
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	11	271,337	266,681	0	0%	\$ 2,027.86	179,251	205,837	251,745
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	5	15,000	15,137	0	0%	\$ 5,927.92	12,755	14,451	18,524
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	161,027	5,825	3%	\$ 3,326.90	68,246	84,380	91,788
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 31,374.73	0	0	0
	33	PEREIRA-ARMENIA	8	158,000	124,626	33,374	21%	\$ 1,172.45	54,116	67,109	73,386
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 10,056.48	2,831	3,907	4,572
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,990	647	14%	\$ 6,998.49	3,236	3,667	4,063
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	62,674	14,728	19%	\$ 6,347.63	38,068	51,210	61,453
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	5	143,000	66,700	76,300	53%	\$ 984.33	85,986	106,716	135,261
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	238	122	34%	\$ 24,506.93	196	234	248
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	183,346	7,346	4%	\$ 1,944.23	86,215	103,782	121,782
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,500	6,336	54%	\$ 2,062.30	3,796	4,571	4,825
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 408.68	31,176	41,900	45,215

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.

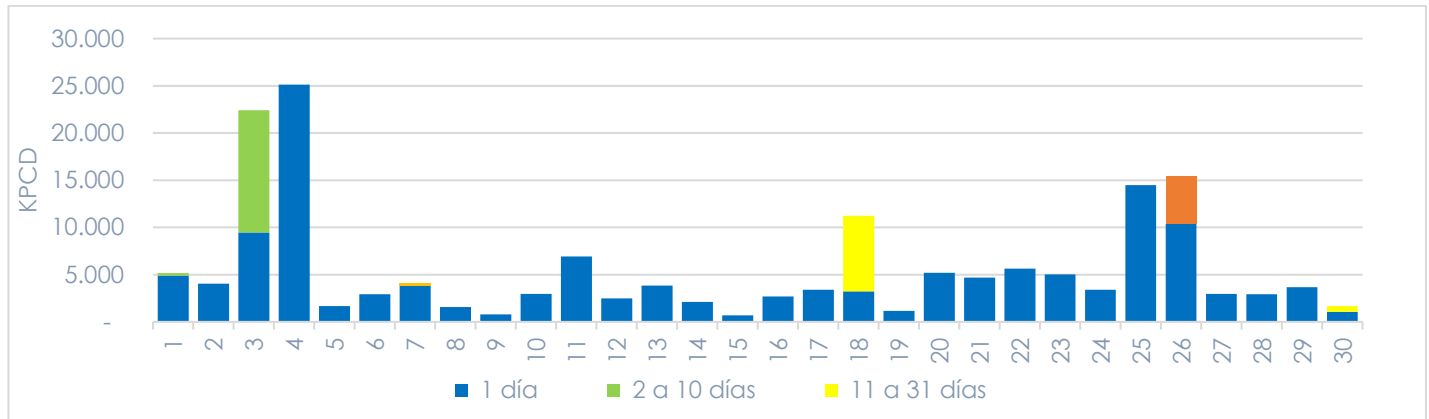
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

En junio 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-Usme, 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 junio se registraron 245 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (239).

Transacciones mercado secundario junio – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Número de operaciones en Junio – 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	TOTAL	
1 día	14	10	9	13	5	9	7	6	5	7	13	6	8	4	3	6	8	5	4	12	8	11	11	9	9	7	7	7	10	6	239	
2 a 10 días	1		1																													2
11 a 31 días																		1												1	2	
32 a 90 días							1																								1	
más de 90 días																										1					1	
TOTAL	15	10	10	13	5	9	8	6	5	7	13	6	8	4	3	6	8	6	4	12	8	11	11	9	9	8	7	7	10	7	245	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

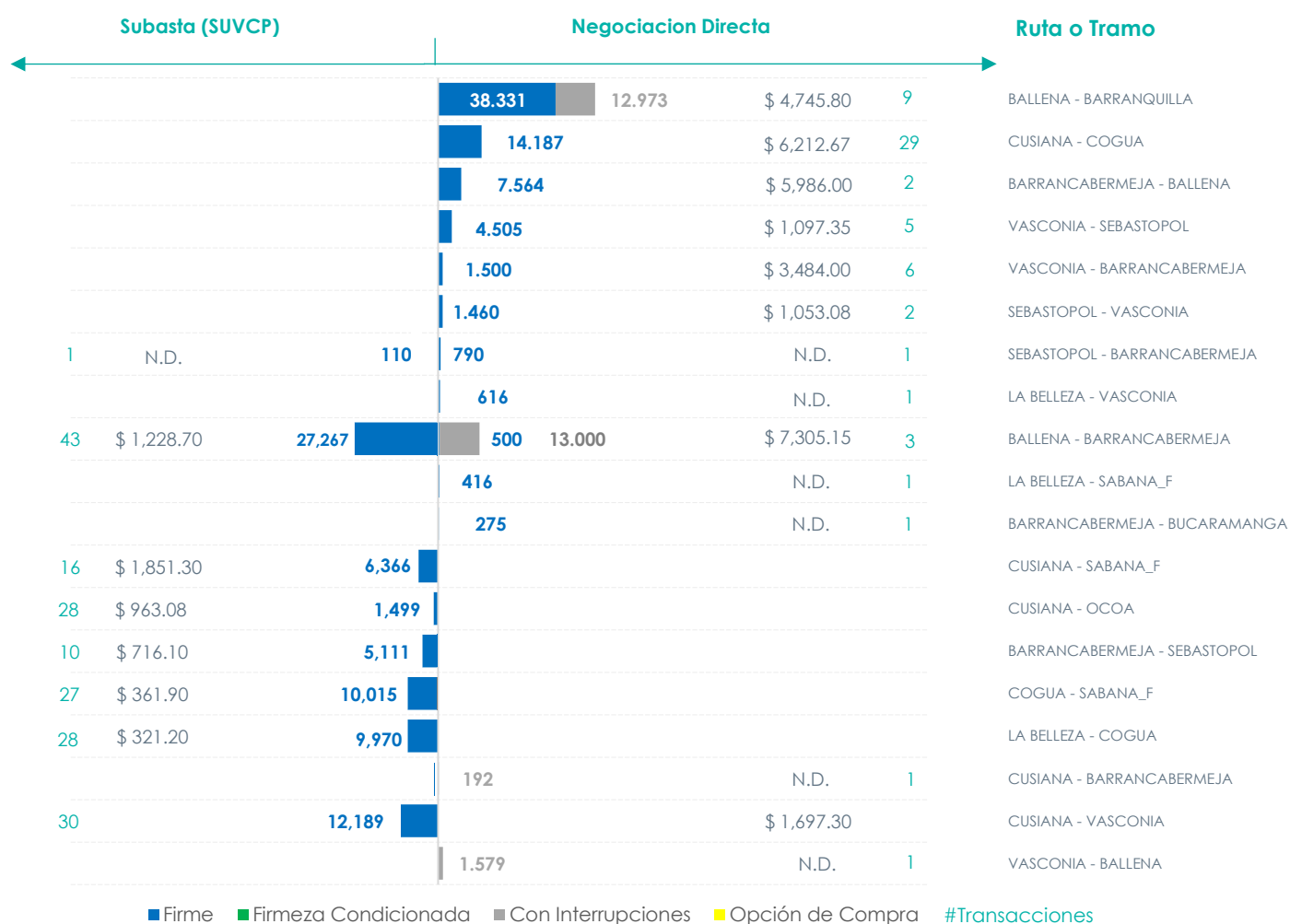
Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 5,681 KPCD. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 1 de junio con 15 transacciones, equivalentes al 6.12% del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Del total de transacciones (245), 183 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 62 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 57.44% del total de la capacidad negociada en el mes. Se destacan los tramos BALLENA – BARRANQUILLA para cada uno de los cuales se transaron 38,331 KPCD en modalidad **Firme**.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron BALLENA - BARRANCABERMEJA con 46 transacciones (3 por medio de negociación directa y 43 mediante subasta), CUSIANA - VASCONIA con 30 transacciones (todas asignadas mediante subasta), CUSIANA - COGUA con 29 transacciones (todas por medio de negociación directa), CUSIANA - OCOA con 28 transacciones (todas asignadas por medio de subasta) y LA BELLEZA – COGUA con 28 (todas 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).

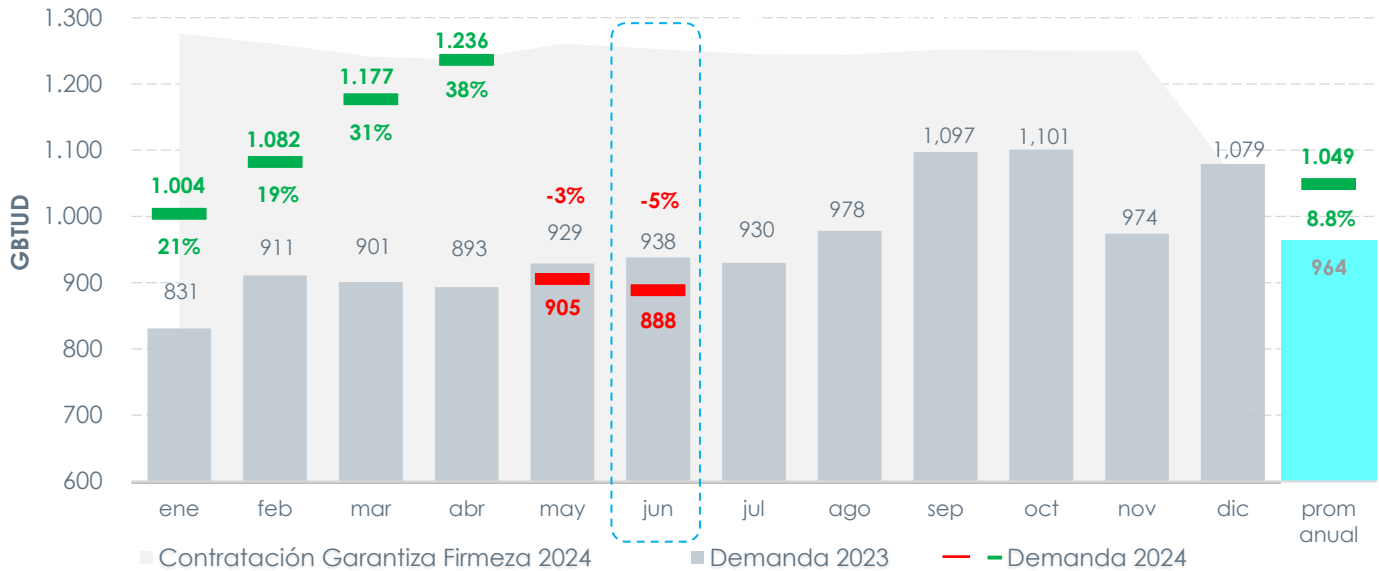


Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de **junio** se observa una demanda promedio de **888 GBTUD**, esto es **5% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2023 que se situó en 938 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2024 es de **1049 GBTUD**, estando por encima un 8.8% 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.

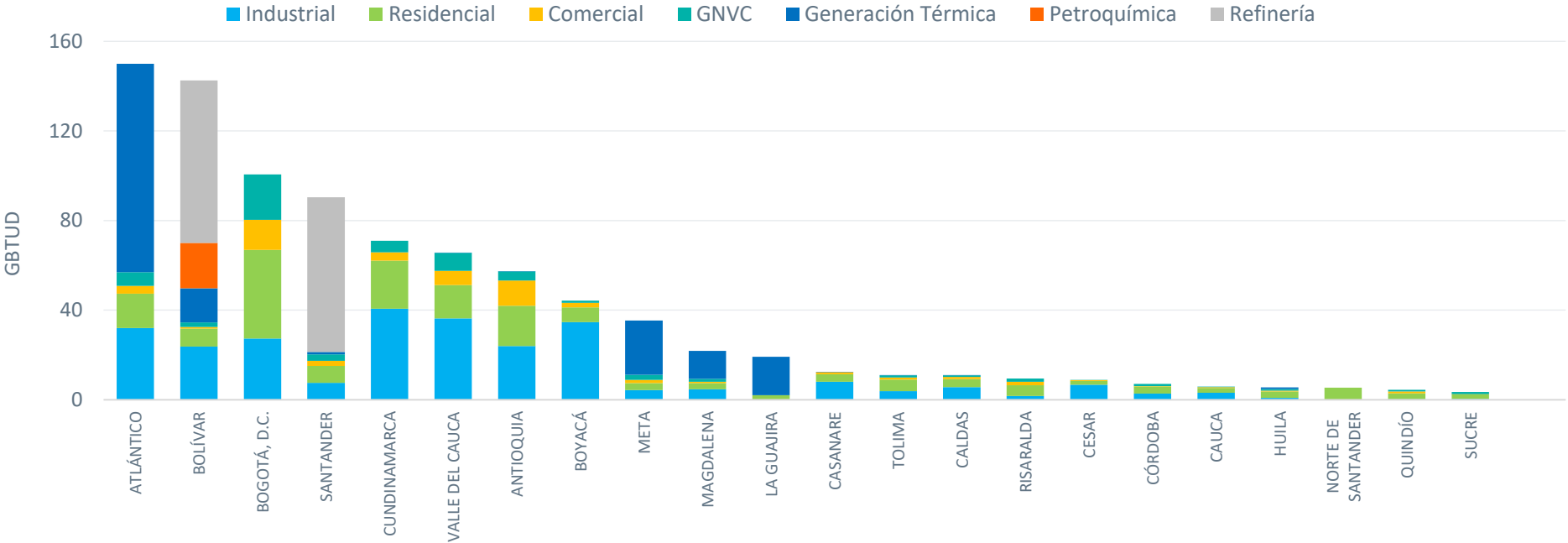
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **junio** la demanda **térmica** fue 38 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2023; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 12 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	145 / 723						

 Térmica
  No Térmica

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

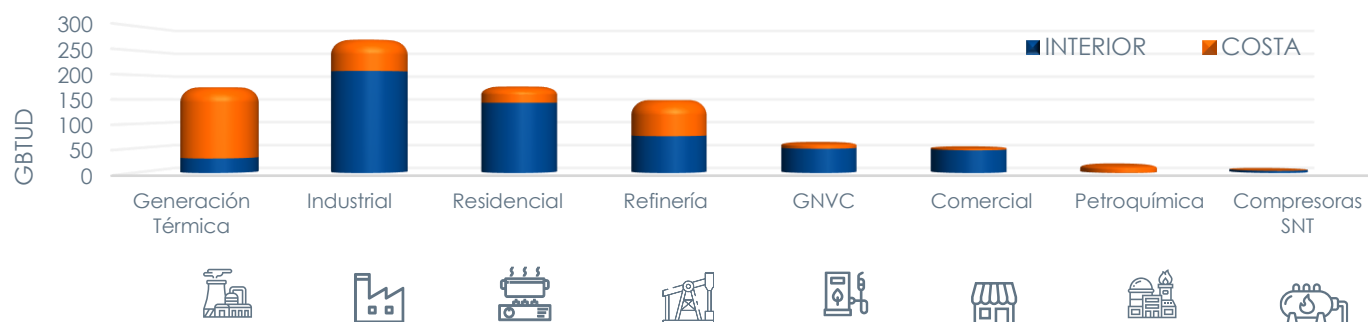
Sector	ATLÁNTICO	BOLÍVAR	BOGOTÁ, D.C.	SANTANDER	CUNDINAMARCA	VALLE DEL CAUCA	ANTIOQUIA	BOYACÁ	META	MAGDALENA	LA GUAJIRA	CASANARE	TOLIMA	CALDAS	RISARALDA	CESAR	CÓRDOBA	CAUCA	HUILA	NORTE DE SANTANDER	QUINDÍO	SUCRE	TOTAL
Residencial	15.4	8.0	39.6	7.6	21.4	14.9	18.0	6.6	3.2	2.0	2.8	5.2	3.4	3.5	4.8	1.7	3.2	2.1	2.9	5.4	2.6	2.1	176
Comercial	3.5	0.7	13.5	2.2	3.7	6.3	11.3	2.0	1.4	0.0	0.6	0.9	0.7	1.0	1.5	0.4	0.2	0.3	0.3	0.0	0.8	0.0	51
Industrial	32.0	23.8	27.3	7.5	40.7	36.3	24.0	34.6	4.3	0.0	4.7	3.8	8.0	5.6	1.7	6.7	2.8	3.2	0.8	0.0	0.3	0.4	269
GNVC	6.1	2.0	20.3	2.9	5.1	8.0	4.0	1.1	2.3	0.0	1.2	0.9	0.3	0.8	1.5	0.1	0.9	0.3	0.7	0.0	0.8	1.0	60
Generación Térmica	93.3	15.2	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	24.2	17.2	12.5	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	165
Refinería	0.0	72.5	0.0	69.1	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	142
Petroquímica	0.0	20.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20
Compresoras	0.3	0.1	0.0	1.4	0.2	0.0	0.2	1.7	0.2	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	5
TOTAL	151	143	101	92	71	66	58	46	36	19	22	12	12	11	9	9	7	6	6	5	4	4	888

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 **junio** de 2024 el sector que registra mayor energía tomada es la Industrial con 269 GBTUD en promedio, de los cuales 205 GBTUD corresponden a la región Interior y 64 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 176 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 143 GBTUD respecto a la costa con 33 GBTUD.



	Costa	Interior	Total Nacional	% Segmento
Generación Térmica	138	26	165	19%
Industrial	64	205	269	30%
Residencial	33	143	176	20%
Refinería	73	69	142	16%
GNVC	11	49	60	7%
Comercial	5	46	51	6%
Petroquímica	20	0	20	2%
Compresoras SNT	1	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 **junio** de 2024, con respecto mayo de 2024 se observa principalmente una disminución 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 del Interior y costa.

TIPO DE USUARIO		Enero 2024		Febrero 2024		Marzo 2024		Abril 2024		Mayo 2024		junio 2024		
		UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	Comercial													
	Costa	0	8	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5	
	Interior	0	44	0	48	0	45	0	47	0	46	0	46	
	Generación Térmica													
	Costa	274	0	291	0	410	0	420	0	145	0	138	0	
	Interior	28	0	40	0	51	0	93	0	30	0	26	0	
	GNVC													
	Costa	10	0	11	0	10	0	11	0	11	0	11	0	
	Interior	45	0	49	0	46	0	49	0	49	0	49	0	
	Industrial													
	Costa	55	6	55	6	55	6	58	6	59	6	58	6	
	Interior	172	22	193	24	182	22	187	23	185	23	182	23	
	Petroquímica													
	Costa	17	0	23	0	21	0	8	0	15	0	20	0	
	Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Refinería													
	Costa	75	0	77	0	75	0	71	0	74	0	73	0	
	Interior	77	0	72	0	69	0	70	0	75	0	69	0	
	Residencial													
	Costa	0	31	0	34	0	33	0	35	0	33	0	33	
	Interior	0	136	0	148	0	139	0	143	0	143	0	143	
	Compresoras SNT													
	Costa	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	
	Interior	5	0	7	0	7	0	7	0	5	0	5	0	
Subtotal UR/UNR			Enero 2024		Febrero 2024		Marzo 2024		Abril 2024		Mayo 2024		Junio 2024	
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa		431	46	457	45	572	44	570	46	304	45	301	44
	Interior		326	201	360	220	356	206	406	214	343	213	332	212
TOTAL			1004		1082		1177		1236		905		888	

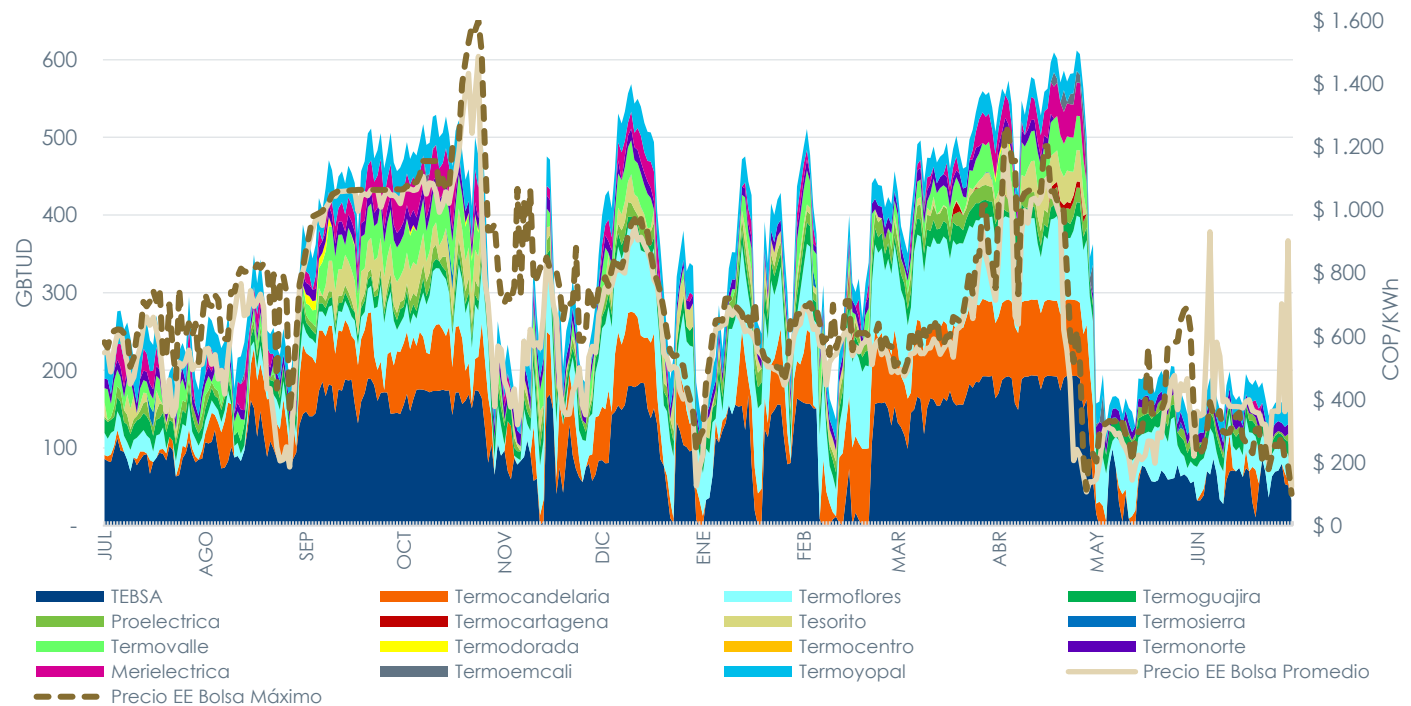
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

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 junio fue en promedio 166 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



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

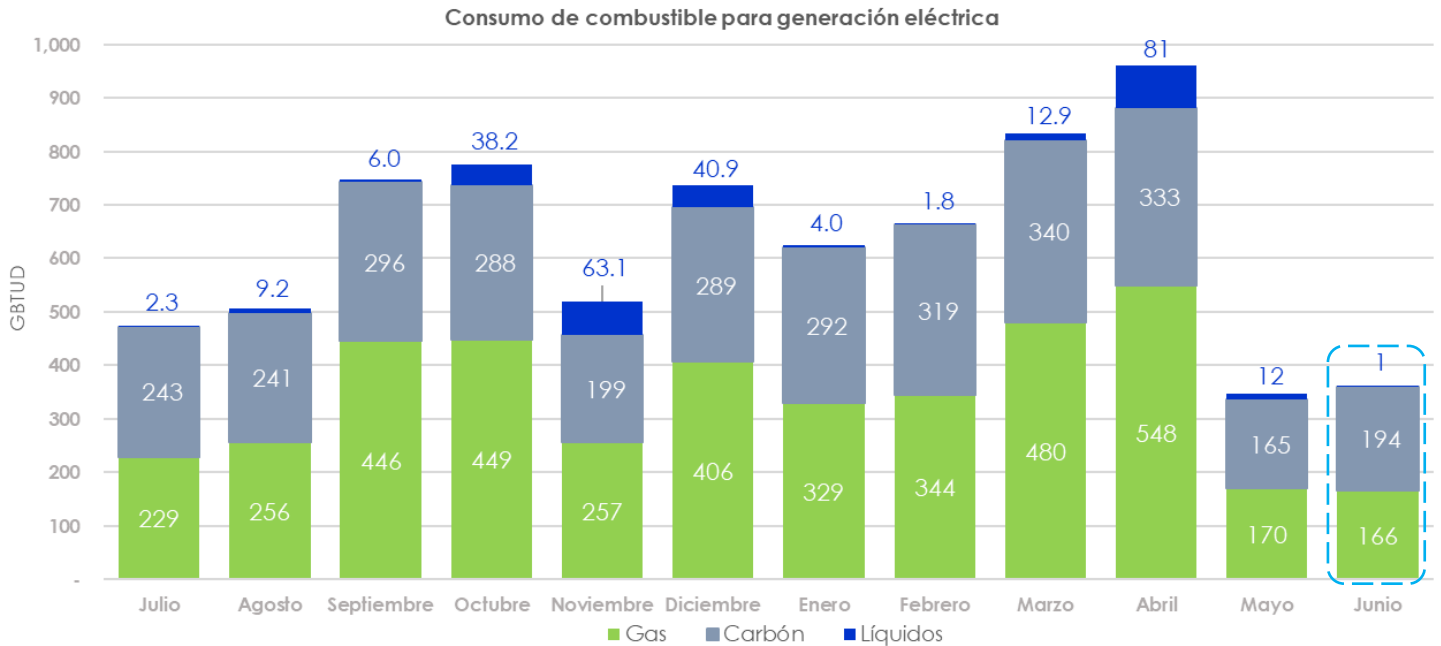
Para el mes de junio las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 133 GBTUD y 199 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (57 GBTUD), Termoflores (36 GBTUD), Termoyopal (26 GBTUD), Termoguajira (17 GBTUD), Termonorte (13 GBTUD), Termocandelaria (8 GBTUD) y Proeléctrica (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 junio el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el carbón con 194 GBTUD que representó el 53.8 % del total, gas natural con 166 GBTUD¹ (46%), y los combustibles líquidos consumieron 1 GBTUD (0.2%).

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

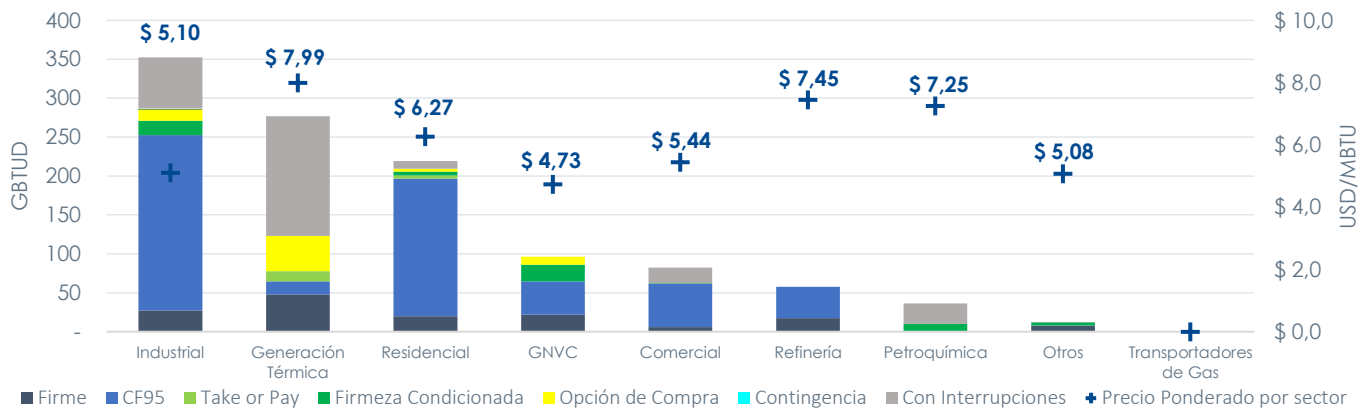
Consumo de combustible para generación eléctrica



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

Contratación vigente en junio 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” y “Firmeza condicionada”. 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 junio 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	\$ 4.41	225	\$ 4.97			19	\$ 4.24	15	\$ 6.90	66	\$ 5.66			351	271
Generación Térmica	48	\$ 3.83	17	\$ 6.75	12	\$ -	1	N.D.	46	\$ 18.68	154	\$ 6.59			277	122
Residencial	20	\$ 7.25	177	\$ 6.12	4	\$ -	5	\$ 5.70	4	\$ 7.10	10	\$ 6.00			219	206
GNVC	22	\$ 4.57	43	\$ 4.46			22	\$ 4.38	10	\$ 6.94	0.01	N.D.			97	86
Comercial	6	\$ 4.06	55	\$ 5.65			1	\$ 4.20			20	\$ 5.33			82	62
Petroquímica							10	N.D.			27	\$ 7.00			37	10
Refinería	18	\$ 8.52	40	\$ 6.98											58	58
Otros	8	N.D.	0.01	N.D.			4	N.D.			1	N.D.			13	12
Compresoras			1	N.D.											1	1
Total	148	\$ 5.07	558	\$ 5.57	16	\$ 5.07	61	\$ 5.24	74	\$ 14.15	277	\$ 6.28	-	-	1,134	827
Total (%)	13.0%		49.2%		1.4%		5.4%		6.5%		24.4%		- %		100 %	73.0%

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