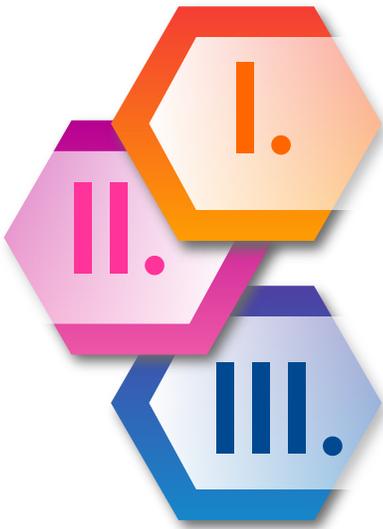




INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

ABRIL 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 abril de 2024, el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 1388 GBTUD, lo que representó un aumento del 4,38% (58 GBTUD) respecto del mes de marzo de 2024). Es de destacar el incremento en la participación que tuvo la regasificadora de Cartagena, alcanzando un promedio de 412 GBTU. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 70.9 % de la energía total contratada para el mes de abril, con un precio de 5.65 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 4.65 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 24.7 % de la contratación total, con un precio promedio de 6.57 USD/MBTUD.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario de suministro presentaron un crecimiento de 24% al pasar de 410 en marzo de 2024 a 508 en abril. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en abril, 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 \$9.71 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 abril.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO TRANSPORTE:** las negociaciones de transporte por su parte crecieron 31% pasando de 226 en marzo de 2024 a 296 en abril.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en abril de 2024 fue de 1,236 GBTUD, aumentando un 4.95% por encima de la demanda registrada en el mes de marzo de 2024 (1,177 GBTUD), explicado principalmente por el aumento en los consumos del sector de Generación Térmica e Industrial en la región del Interior y una disminución en los consumos del sector Petroquímico y Refinería en la región 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 **abril**.

Fuente	Potencial de producción (GBTUD)*	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros **	Total	
Cusiana /Cupiagua Sur	262	260	0	260	99%
Cupiagua	232	231	0	231	100%
Guajira (Chuchupa/Ballena)	116	92	0	92	79%
Floreña	73	11	47	58	80%
Nelson	23	10	3	13	56%
Bloque VIM 5***	131	64	34	98	74%
Gibraltar	41	39	0	39	94%
Bonga/Mamey	36	34	0	34	95%
Otras Fuentes	195	101	51	152	78%
Potencial Producción Nacional	1109	842	135	976	88%
Planta Regasificación Cartagena ****	400	412	0	412	103%
Total	1509	1253	135	1388	

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

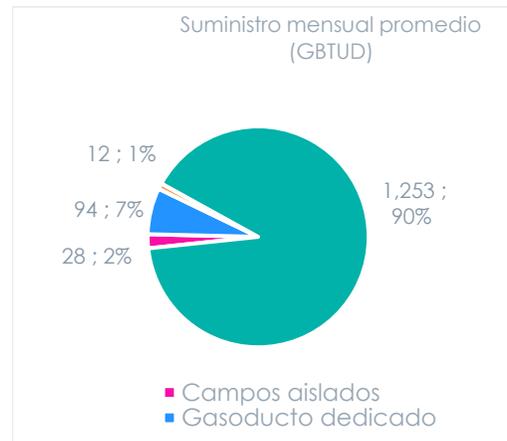
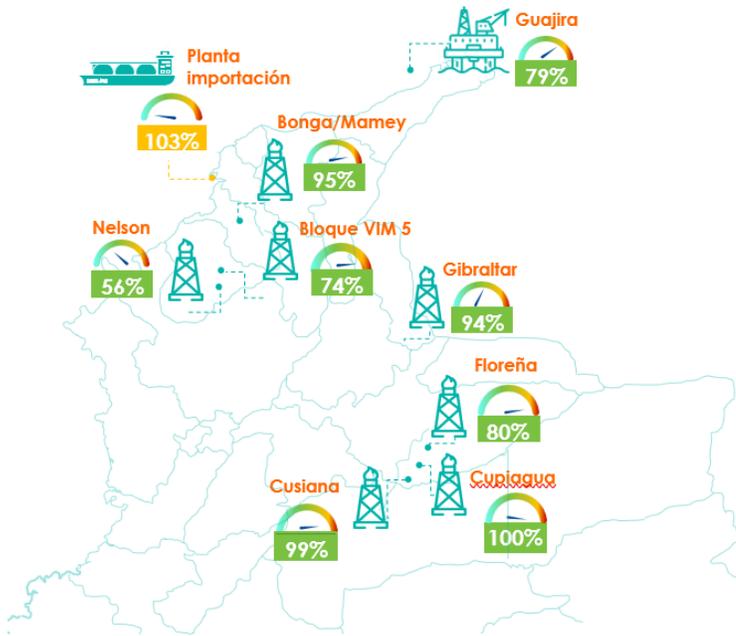
Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

* 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 abril de 2024.

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

*** Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Alboka, Clarinete (Campo Mayor), Claxón, Oboe, Pandereta y Saxofón.

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



La relación de suministro en el mes de abril versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **88%**.

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

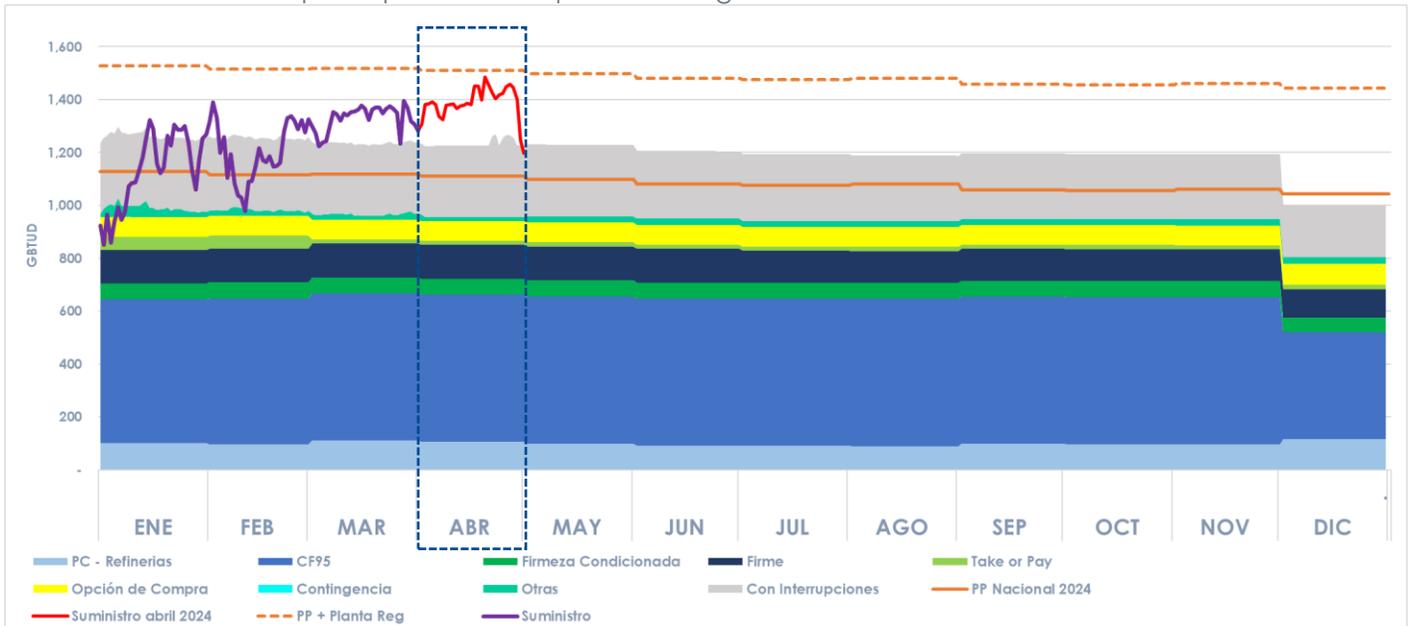


Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

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 abril la contratación¹ respaldada con firmeza representó 832 GBTUD, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró 279 GBTUD. El **suministro² promedio** del mes fue de **1,388 GBTUD**, con oscilaciones entre **1,196 GBTUD (mín.)** y **1,485 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 dada la incrementada participación de la planta de regasificación.



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	1,221	1,196								
Suministro Prom.	1,132	1,204	1,330	1,388								
Suministro Máx.	1,322	1,389	1,396	1,485								
Producción comprometida por Refinerías	101	95	111	106	99	91	91	90	98	97	96	117
Garantía Firmeza*	855	864	834	832	835	835	828	828	828	828	828	663
Otras**	35	22	20	17	23	23	23	23	23	23	23	23
Con Interrupciones	272	274	269	279	270	255	252	249	247	247	247	198

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 30 de mayo de 2023, y actualizaciones de los agentes al 31 de agosto de 2023 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 (parágrafo del artículo 20).

Contratación vigente por campo y por modalidad en abril

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		Otras ¹		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)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)	
Interior	Cusiana			158	\$ 5.09			22	\$ 4.74	21.1	\$ 6.96			6	N.D.			207	180	
	Cupiagua			202	\$ 4.97			1	N.D.					4	\$ 5.88			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 ²	1	\$ 1.70	20	\$ 6.93			4	N.D.			4	\$ 8.03	27	\$ 5.81			53	24	
Costa	Ballena			8	\$ 5.53								2	\$ 8.87				11	8	
	Chuchupa	2	N.D.	38	\$ 6.17													40	40	
	Bloque VIM 5 ³	24	\$ 4.52	38	\$ 9.96			10	N.D.			0.01	N.D.	64	\$ 8.84			137	72	
	Bonga Mamey			35	\$ 4.54									18	N.D.			52	35	
	B. Esperanza PE ⁴			9	\$ 7.60									88	\$ 7.82			94	9	
	Bullerengue			36	\$ 6.75													36	36	
	Otros Costa ⁵	36	\$ 6.32	2	\$ 7.85					42	N.D.	13	N.D.	44	\$ 4.10			135	81	
	Otros C. Aislados ⁶	6	\$ 2.01	2	N.D.	4	N.D.							19	\$ 3.98			32	11	
Otros C. Aislados- MM ⁷	4	\$ 4.87											7	\$ 1.68			11	4		
Total	128	\$ 4.65	553	\$ 5.65	16	\$ 5.07	61	\$ 5.24	74	\$ 14.14	17	\$ 4.54	279	\$ 6.57	-	-	1,128	800		
Total (%)	11.3%		49.1%		1.4%		5.4%		6.6%		1.5%		24.7%		0.0%		100%	70.9 %		

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

¹ Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (párrafo del artículo 20).

² Otros Interior: Campo la Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, El Difícil, Loma larga, María Conchita, Recetor West, San Roque y Tisquirama.

³ Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Alboka, Clarinete, Claxón, Pandereta, Saxofón y Oboe.

⁴ Bloque Esperanza (Prueba Extensa) PE agrupa los campos: Nelson, Palmer, Nispero, Arianna, Cañaflacha, Katana, Cañahuate, Cañadonga

⁵ Otros Costa: Arrecife, Bloque VIM 21 (Aguas Vivas, Arandala, Breva, Comamusa, Fresa, Lulo y Toronja), 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.

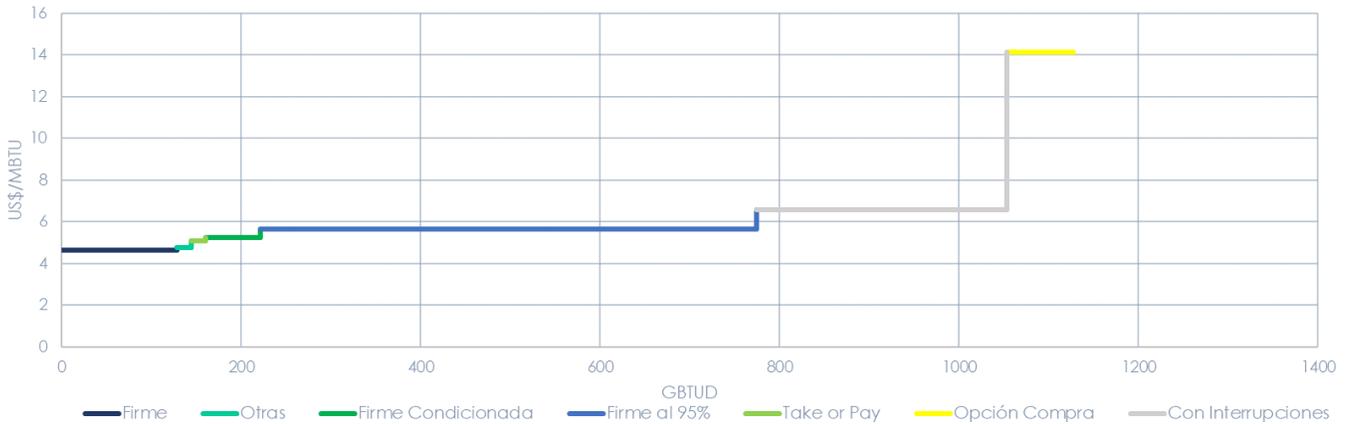
NOTA 2: La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

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.

Al cierre de abril se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,128 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (553 GBTUD), **ii)** "Con interrupciones" (279 GBTUD) y **iii)** Firme (128 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **85.13 %** 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, ya 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 4.65 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 6.57 USD/MBTU y 5.65 USD/MBTU respectivamente.

Cantidades contratadas y nominadas

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Otras ¹		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
		Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad contratada	Cantidad nominada														
Interior	Cusiana			158	152			22	21	21	3			6	4			180	174
	Cupiagua			202	195			1	1					4	1			203	195
	Cupiagua Sur			6	6			24	23	11	0.1							30	29
	Floreña	56	45			12	11							1	0.1			68	56
	Gibraltar																	-	-
	Otros Interior ²	0.5	0.4	20	13			4	3			4	4	27	5			24	16
Costa	Ballena			8	8									2	1			8	8
	Chuchupa			38	37													40	39
	Bloque VIM 5 ³	24	19	38	38			10	6			0.3		64	4			72	62
	Bonga Mamey			35	33									18	0.03			35	33
	B. Esperanza PE ⁴			9	9									88	2			9	9
	Bullerengue			36	34													36	34
	Otros Costa ⁵	36	36	2	2					42	20	13	5	44	-			81	58
Otros C. Aislados ⁶	6	5	2	1	4	4							19	5			11	10	
Otros C. Aislados- MM ⁷	4	9											7	0.4			4	9	
Total	128	115	553	528	16	15	61	54	74	22	17	9	279	23	-	-	800	731	
Nominado/Contratado (%)	90%		95%		91%		88%		30%		53%		8%		0.0%		91%		

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 Cifras en GBTUD

¹ Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (parágrafo del artículo 20).

² Otros Interior: Campo la Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, El Difícil, Loma larga, María Conchita, Recetor West, San Roque y Tisquirama.

³ Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Alboka, Clarinete, Claxón, Pandereta, Saxofón y Oboe.

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

⁵ Otros Costa: Arrecife, Bloque VIM 21 (Aguas Vivas, Arandala, Brega, Comamusa, Fresa, Lulo y Toronja), Guama, La Creciente, Merecumbé.

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 25 % de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es de tan solo el 8 %. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de los contratos asciende a 91 %, donde la mayor ejecución se encuentra en la modalidad contractual CF95 (95 %).

Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de abril registró 508 operaciones, en donde el 100% correspondió a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (460). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 8.75 USD/MBTU (Abril 1) y 14.72 USD/MBTU (Abril 20) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en Abril fue de 4,720,782 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

Transacciones mercado secundario Abril – 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 11.91 USD/MBTU.

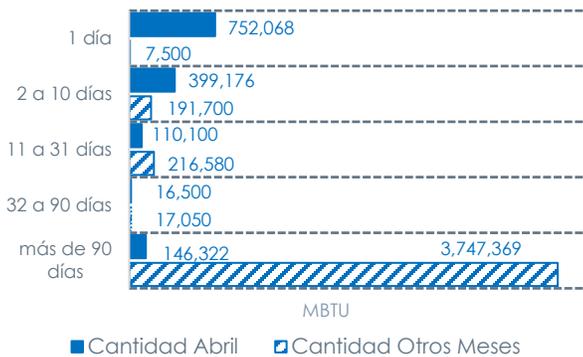
Número de operaciones en Abril – Suministro

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	21	26	25	18	17	6	11	9	15	13	30	16	13	9	16	17	22	9	15	17	12	16	10	15	21	22	17	12	6	4	460	\$ 11.91
2 a 10 días	1				1								2		6					5				1		3		2		3	24	\$ 2.65
11 a 31 días	2	1		1																					2	1			2	7	16	\$ 9.61
32 a 90 días	1																													1	1	\$ 5.30
más de 90 días	1		1		2																	1								2	7	\$ 6.84
TOTAL	26	27	26	19	20	6	11	9	15	13	30	16	15	9	22	17	22	9	20	17	12	17	10	16	23	26	17	14	8	16	508	\$ 11.92

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 90.55% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 11 de abril con 30 transacciones, equivalentes al 5.91% 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 abril – MBTU



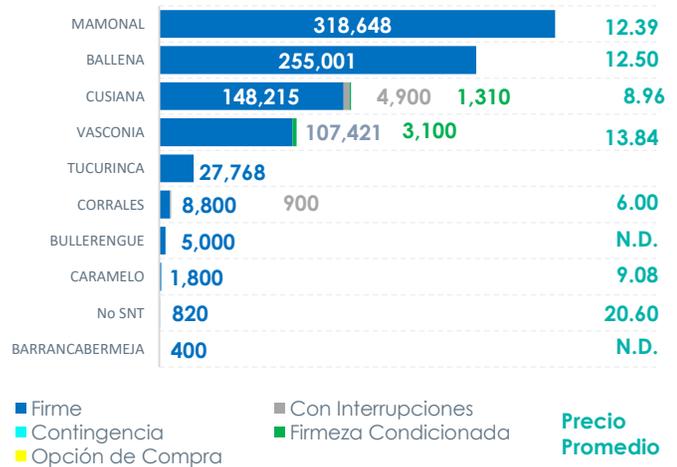
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **52.8%** de los **1,424,166 MBTU** del volumen total transado ejecutado en abril. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **3,893,691 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **25.4%** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

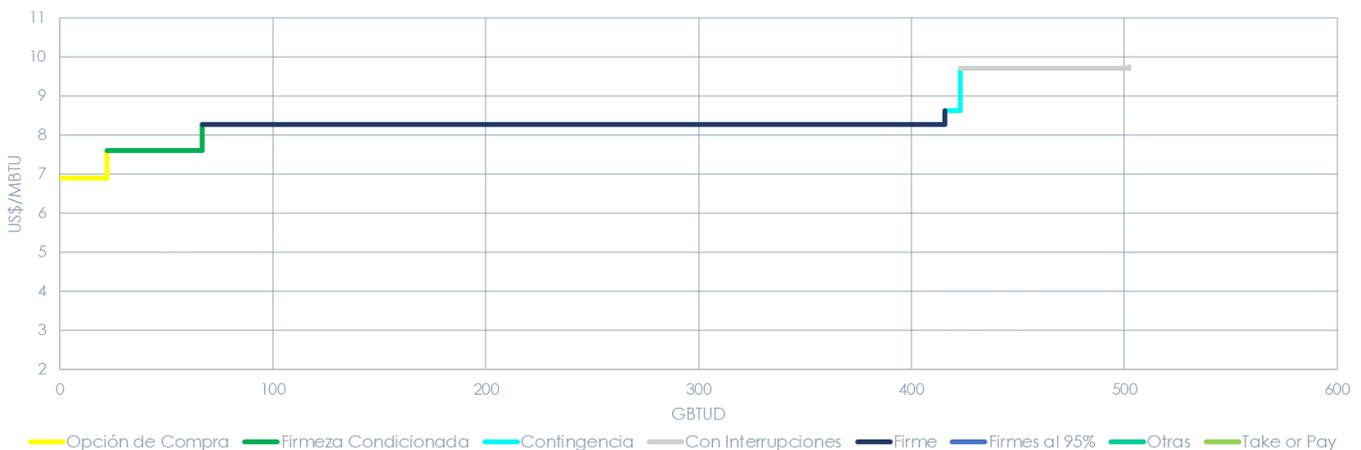
Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 318,648 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 873,873 MBTUD equivalente al 98.85% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 5,800 MBTUD, equivalente al 0.66% mientras que la modalidad de **“Firmeza Condicionada”** registró 4,410 MBTUD equivalente al 0.50%; Por otra parte, las modalidades **“Opción de Compra”** y **“Contingencia”** no registraron operaciones. CUSIANA (169) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por BALLENA (128), MAMONAL (105) y VASCONIA (62). Los puntos No SNT registraron 4 operaciones.



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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



*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 \$9.71 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 85.3% de la contratación total nacional agregando 429 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

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

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	124.3	\$ 6.31	14.5	\$ 6.31	3.3	\$ 6.29			17.8	\$ 7.59	6.0	N.D.	165.8	138.74
	Barranca	13.4	\$ 9.55							2.6	N.D.	1.0	N.D.	17.0	13.45
	Vasconia	8.2	\$11.07	2.3	\$ 8.58					2.0	N.D.			12.4	10.42
	Sebastopol	5.0	N.D.											5.0	5.00
	Gibraltar							-	-					0	-
	Caramelo	4.1	\$ 7.20							2.2	\$ 8.44			6.3	4.06
	Mariquita	0.1	\$ 9.43											0.1	0.12
	Corrales	0.3	\$ 6.00					-	-					0.3	0.31
Costa	Jobo									50.0	N.D.			50.0	-
	Ballena	63.5	\$ 9.67	3.0	N.D.	3.0	\$ 4.35			1.8	N.D.			71.3	66.53
	Mamonal	46.4	\$ 9.88	19.0	N.D.	15.9	N.D.							81.3	65.36
	Bonga Mamey							-	-					-	-
	Tucurínca	54.5	\$ 8.81	6.0	\$10.30									60.5	60.53
	La Creciente							-	-					-	-
	Hocol	7.7	\$ 5.89							0.7	N.D.			8.4	7.70
	Bullerengue	10.7	\$ 7.98											10.7	10.70
	No SNT*	10.7	\$12.42							2.2	\$ 9.68			12.9	10.75
	Total general	349.0	\$ 8.27	44.7	\$ 7.60	22.2	\$ 6.89	0	0	79.2	\$ 9.71	7.0	\$8.62	502.0	393.66
Total (%)	69.5%		8.9%		4.4%		0.0%		15.8%		1.4%		100%	78.4%	

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. agent es 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	14	256,600	255,255	0	0%	\$ 1,063.18	50,285	61,699	89,742
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	11	551,303	549,002	1,001	0%	\$ 1,142.06	371,335	548,750	615,077
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	10	468,003	465,703	1,000	0%	\$ 1,648.36	342,504	461,817	490,768
	4	CARTAGENA-MAMONAL	11	204,509	204,509	0	0%	\$ 186.29	100,080	122,858	136,392
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	11	267,845	265,245	0	0%	\$ 2,325.82	109,332	130,507	160,745
	6	JOBO-SINCELEJO	9	181,645	179,045	0	0%	\$ 2,491.60	86,621	107,042	136,666
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	9	92,000	90,499	1	0%	\$ 1,010.99	31,751	34,048	36,319
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	1,500	12,443	89%	\$ 4,814.49	489	758	951
	9	APIAY-OCOYA	5	24,175	14,933	9,242	38%	\$ 1,925.75	9,777	14,196	14,986
	10	APIAY-USME	2	18,197	17,177	1,020	6%	\$ 3,000.39	150	691	16,274
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	6	148,000	102,176	45,824	31%	\$ 2,694.51	50,536	92,030	114,050
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	13	260,000	127,410	124,590	48%	\$ 5,659.67	41,949	81,930	139,880
	13	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	6	37,361	15,085	21,754	58%	\$ 1,855.91	22,702	31,316	34,347
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	7	203,000	78,150	124,850	62%	\$ 2,334.04	49,886	85,316	104,917
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,586.53	2,738	4,422	4,789
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,723	7,292	61%	\$ 6,448.59	3,735	4,147	4,550
	17	COGUA-SABANA_F	1	215,000	183,073	31,927	15%	\$ 1,998.12	105,212	134,936	145,967
	18	CUSIANA-APIAY	8	70,569	54,593	14,976	21%	\$ 2,770.56	39,815	51,620	54,399
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	16	470,000	439,639	20,439	4%	\$ 336.96	330,372	380,005	404,683
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	13	470,000	437,935	22,143	5%	\$ 3,851.55	328,463	378,280	402,836
	21	FLANDES-GUANDO	2	10,738	2,746	7,992	74%	\$ 2,158.33	0	966	1,434
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 4,289.28	991	1,241	1,599
	23	FLOREÑA-YOPAL	9	16,161	12,060	4,101	25%	\$ 2,085.46	12,579	13,748	15,031
	24	GBS_I-GBS_F	9	63,744	3,610	60,134	94%	\$ 3,774.12	9,774	12,953	16,706
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	4	42,000	36,576	4,902	12%	\$ 12,293.73	27,637	35,556	37,727
	26	GUALANDAY-NEIVA	4	11,000	9,771	1,229	11%	\$ 20,550.07	8,098	8,623	9,091
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 10,991.87	770	886	957
	28	LA BELLEZA-COGUA	4	198,702	184,577	14,125	7%	\$ 1,337.44	108,122	138,001	149,043
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	11	271,337	266,679	0	0%	\$ 2,027.86	172,145	218,617	263,780
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	5	15,000	15,137	0	0%	\$ 5,927.92	13,239	14,728	16,514
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	157,825	9,027	5%	\$ 2,758.65	73,737	118,439	142,512
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 31,374.73	0	128	889
	33	PEREIRA-ARMENIA	7	158,000	121,376	36,624	23%	\$ 1,172.45	56,786	101,752	124,009
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 10,056.48	2,212	3,692	4,270
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,990	647	14%	\$ 6,998.49	3,028	3,587	4,097
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	62,131	15,271	20%	\$ 6,347.63	39,953	51,672	58,273
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	6	143,000	54,000	89,000	62%	\$ 984.33	8,578	80,302	119,015
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	238	122	34%	\$ 24,506.93	214	239	254
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	182,644	8,048	4%	\$ 1,944.23	95,324	141,270	162,763
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,500	6,336	54%	\$ 2,062.30	3,896	4,480	4,803
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 402.39	35,668	40,644	43,906

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS.

TRAMOS EN CONTRAFLUJO

REGIÓN	No	Tramo*	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad Disponible Primaria CDP (KPCD) ***	CDP/CMMP	Pareja de cargos 80-20** (COP/KPC)
COSTA	1	LA MAMI-BALLENA	9	66,160	64,959	1,201	2%	\$ 1,063.18
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	12	172,400	170,900	0	0%	\$ 1,142.06
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	12	230,000	228,111	0	0%	\$ 1,648.36
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	4	18,100	16,599	1,501	8%	\$ 2,325.82
	5	SINCELEJO-JOBO	4	10,100	10,100	0	0%	\$ 2,491.60
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	3	109,500	11,621	97,879	89%	
	7	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	1	30,190	28,190	1,478	5%	\$ 1,855.91
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	8	130,000	76,639	50,674	39%	\$ 2,334.04
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	1	30,000	7,500	22,500	75%	\$ 2,027.86
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	11	206,000	161,766	41,547	20%	\$ 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.

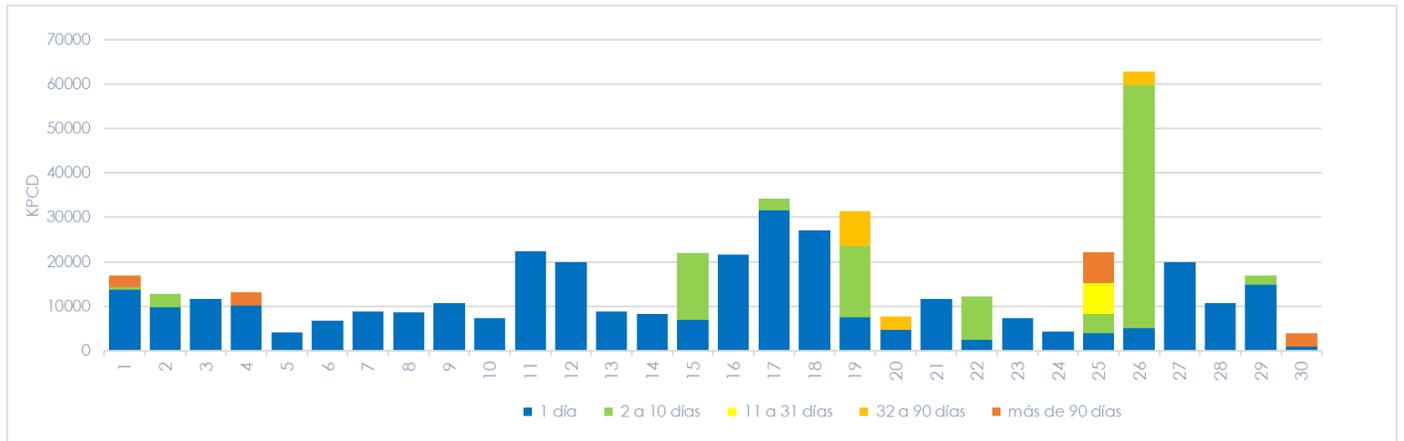
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

En abril 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, Barrancabermeja-Ballena, Bucaramanga-Barrancabermeja, Sebastopol-Barrancabermeja, La Belleza-Vasconia, Vasconia-La Belleza y Vasconia-Sebastopol.

Mercado secundario de Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de abril se registraron 296 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (270).

Transacciones mercado secundario Abril – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Número de operaciones en Abril – Transporte

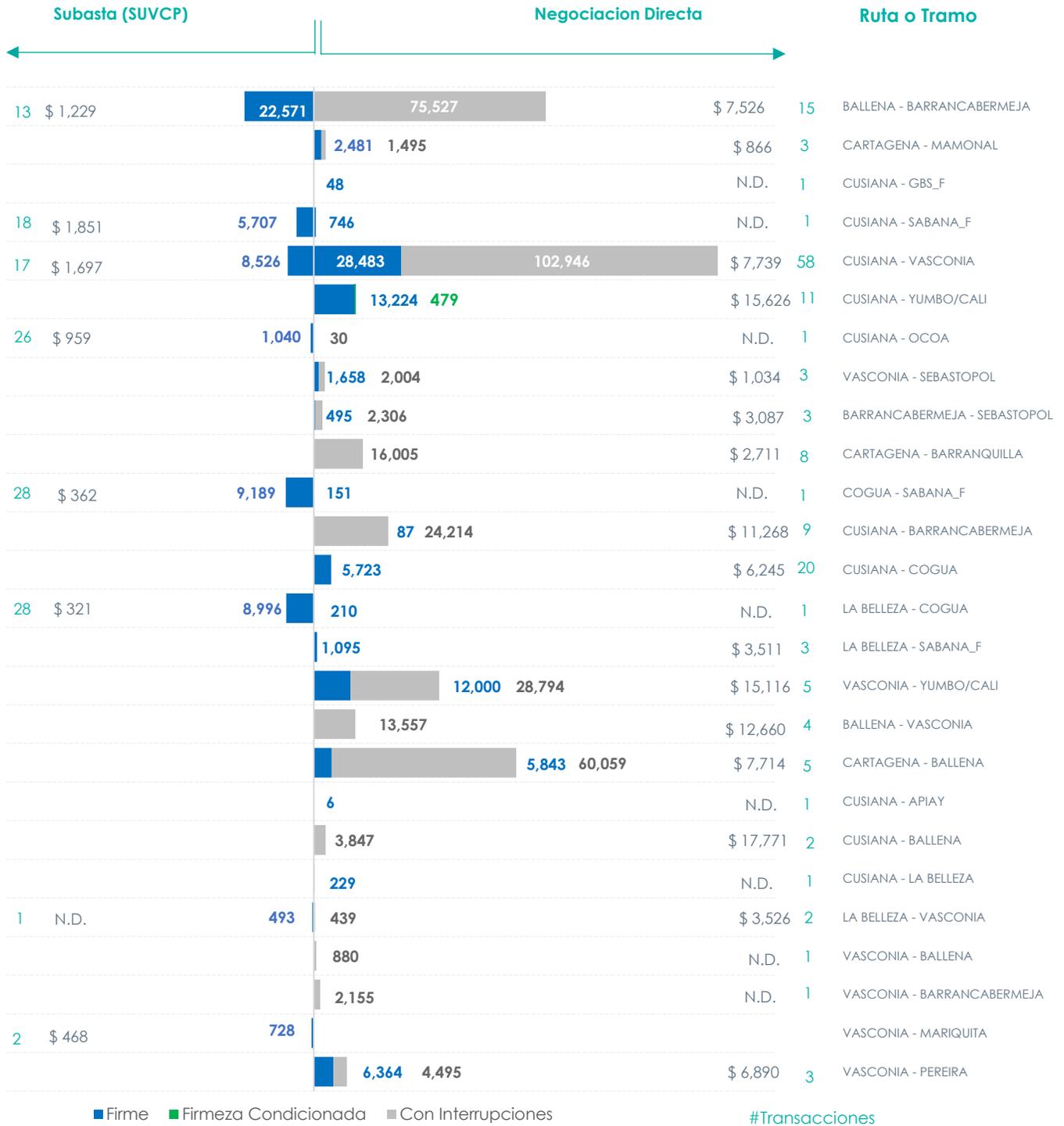
Duración contrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	TOTAL
1 día	9	7	9	7	7	6	7	8	10	12	13	14	13	8	10	15	12	10	8	8	13	7	7	7	6	8	10	8	9	2	270
2 a 10 días	1	1													4		1		1			3			1	3			1		16
11 a 31 días																										1					1
32 a 90 días																			1	1						1					3
más de 90 días	3			1																						1			1		6
TOTAL	13	8	9	8	7	6	7	8	10	12	13	14	13	8	14	15	13	10	10	9	13	10	7	7	9	12	10	8	10	3	296

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 15,844 KPCD. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 16 de abril con 15 transacciones, equivalentes al 5.07% del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Del total de transacciones (296), 133 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 163 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 87.96% del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo CUSIANA – VASCONIA para el cual se transaron 37,009 KPCD en modalidad **Firme**. Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - VASCONIA con 75 transacciones (58 por medio de negociación directa y 17 mediante subasta), LA BELLEZA - COGUA con 29 transacciones (1 asignada mediante negociación directa y 28 por medio de subasta), COGUA - SABANA_F con 29 transacciones (1 asignada mediante negociación directa y 28 por medio de subasta), BALLENA – BARRANCABERMEJA con 28 transacciones (15 asignadas mediante negociación directa y 13 por medio de subasta) y CUSIANA - OCOA con 27 (1 por medio de negociación directa y 26 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 **abril** se observa una demanda promedio de **1236 GBTUD**, esto es **38% superior** a la energía entregada en el mismo mes del 2023 que se situó en 893 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2024 es de **964 GBTUD**, estando por encima un 16.7% 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.

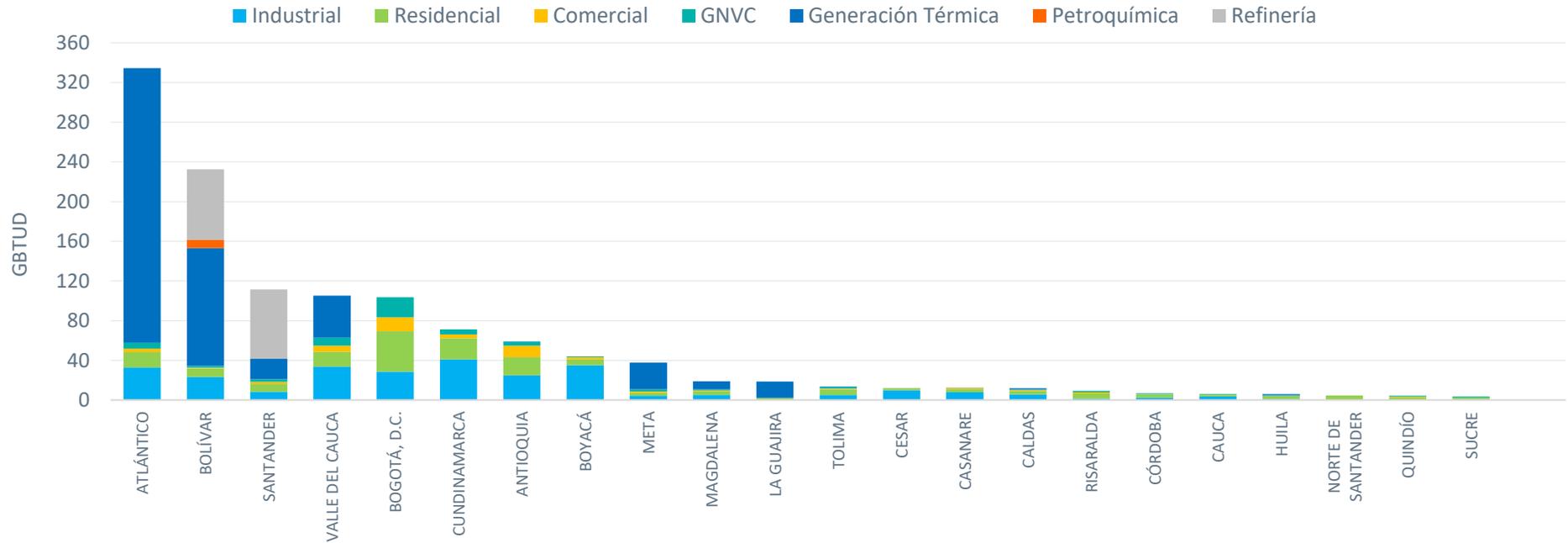
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en **abril** la demanda **térmica** fue 367 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2023; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 24 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	-	-	-	-	-	-	-	-

 Térmica
  No Térmica

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

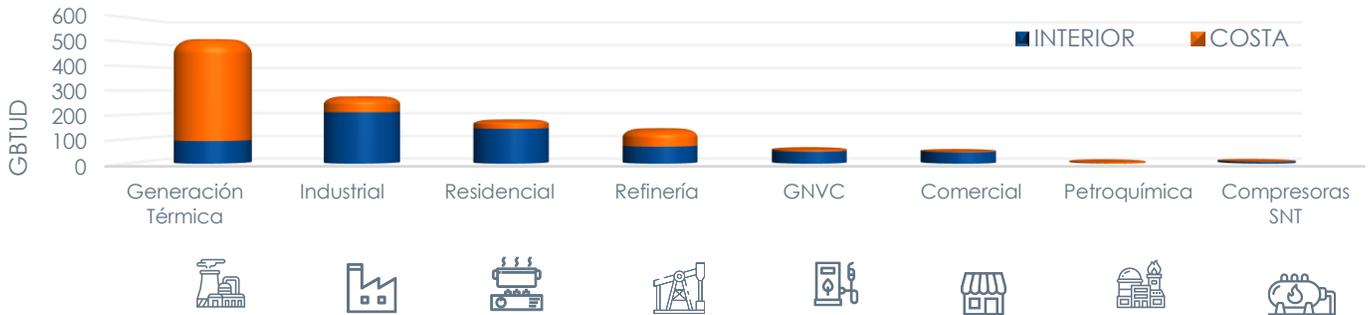
	Residencial	15.4	8.6	7.7	14.7	40.8	21.2	18.3	5.9	3.1	3.7	2.1	5.6	1.7	3.3	3.5	4.8	3.2	1.9	3.0	4.7	2.6	2.1	178
	Comercial	3.4	0.7	2.3	6.2	13.9	3.7	11.5	1.9	1.3	0.7	0.0	1.0	0.4	0.7	1.0	1.6	0.2	0.3	0.3	0.0	0.8	0.0	52
	Industrial	33.0	23.3	8.4	33.8	28.6	41.1	24.9	35.2	4.2	5.2	0.0	5.2	9.8	7.9	5.6	1.5	2.5	3.7	0.8	0.0	0.2	0.4	275
	GNVC	6.0	1.9	2.7	8.2	20.3	5.0	4.2	1.1	2.2	1.2	0.0	1.1	0.1	0.2	0.8	1.4	0.9	0.3	0.8	0.0	0.8	1.1	60
	Generación Térmica	276.9	118.8	20.5	42.1	0.0	0.0	0.1	0.0	26.8	8.1	16.5	0.7	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	513
	Refinería	0.0	71.0	69.9	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	141
	Petroquímica	0.0	8.2	0.0	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	8
	Compresoras	0.3	0.8	1.8	0.0	0.0	0.3	0.2	3.1	0.2	0.0	0.2	1.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9
	TOTAL	335	233	113	105	104	71	59	47	38	19	19	15	12	12	12	9	7	6	6	5	4	4	1236

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 abril de 2024 el sector que registra mayor energía tomada es la Generación Térmica con 513 GBTUD en promedio, de los cuales 93 GBTUD corresponden a la región Interior y 420 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 178 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 143 GBTUD respecto a la costa con 35 GBTUD.



	Generación Térmica	Industrial	Residencial	Refinería	GNVC	Comercial	Petroquímica	Compresoras SNT
COSTA	420	65	35	71	11	5	8	1
INTERIOR	93	211	143	70	49	47	0	7
TOTAL Nacional	513	275	178	141	60	52	8	9
% Segmento	42%	22%	14%	11%	5%	4%	1%	1%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Evolución de la demanda semestral por tipo de usuario - SNT

La siguiente tabla presenta un desglose de la demanda por tipo de usuario, segmento de consumo y región durante los últimos seis meses. Para abril de 2024, con respecto marzo de 2024 se observa principalmente un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica e Industrial en la región del Interior y una disminución en los consumos del sector Petroquímico y Refinería en la región de la costa.

TIPO DE USUARIO			Noviembre 2023		Diciembre 2023		Enero 2024		Febrero 2024		Marzo 2024		Abril 2024	
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Comercial	Costa	0	11	0	11	0	8	0	5	0	5	0	5
		Interior	0	48	0	45	0	44	0	48	0	45	0	47
	Generación Térmica	Costa	210	0	311	0	274	0	291	0	410	0	420	0
		Interior	32	0	44	0	28	0	40	0	51	0	93	0
	GNVC	Costa	9	0	9	0	10	0	11	0	10	0	11	0
		Interior	45	0	48	0	45	0	49	0	46	0	49	0
	Industrial	Costa	58	4	55	5	55	6	55	6	55	6	58	6
		Interior	184	24	186	22	172	22	193	24	182	22	187	23
	Petroquímica	Costa	21	0	23	0	17	0	23	0	21	0	8	0
		Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Refinería	Costa	75	0	76	0	75	0	77	0	75	0	71	0
		Interior	67	0	66	0	77	0	72	0	69	0	70	0
	Residencial	Costa	0	31	0	31	0	31	0	34	0	33	0	35
		Interior	0	147	0	140	0	136	0	148	0	139	0	143
	Compresoras SNT	Costa	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0
		Interior	7	0	7	0	5	0	7	0	7	0	7	0
Subtotal UR/UNR			Noviembre 2023		Diciembre 2023		Enero 2024		Febrero 2024		Marzo 2024		Abril 2024	
	Tipo		UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa		374	46	474	47	431	46	457	45	572	44	570	46
	Interior		335	219	351	207	326	201	360	220	356	206	406	214
TOTAL			974		1079		1004		1082		1177		1236	

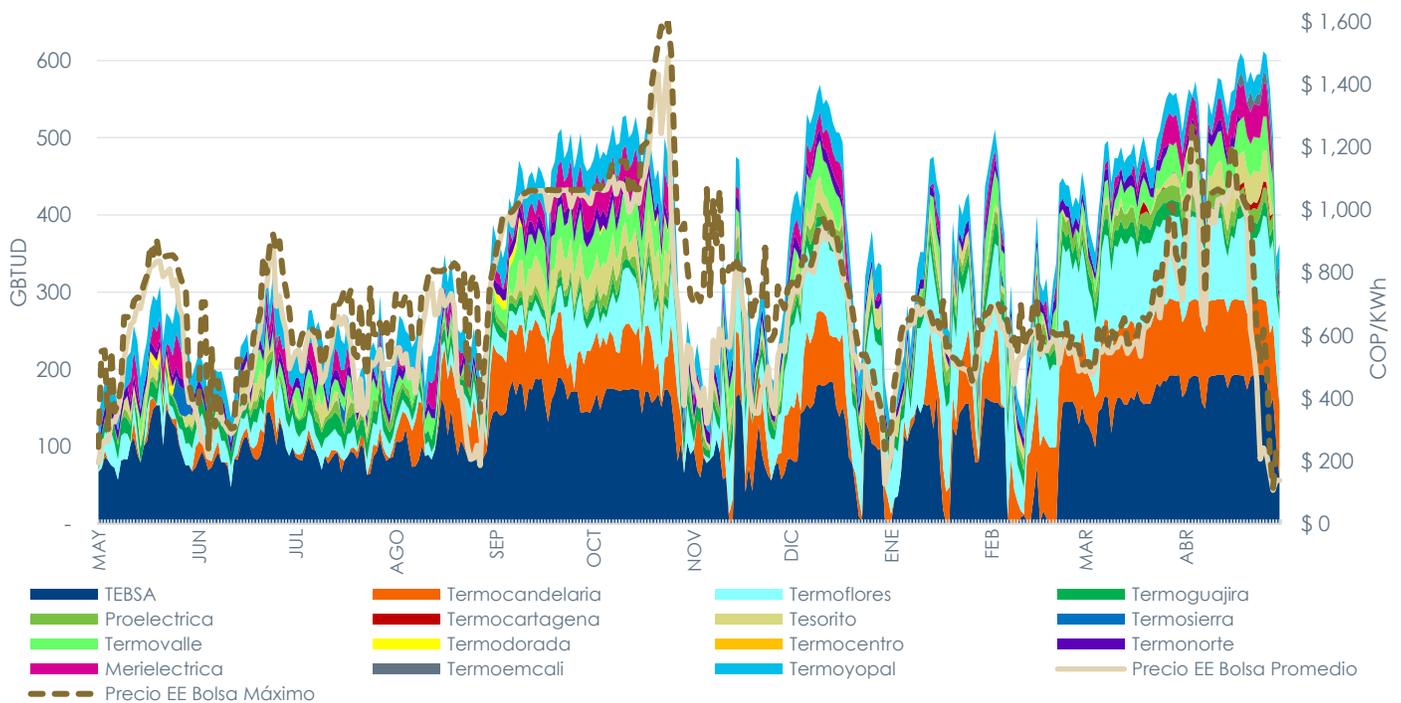
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

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 abril fue en promedio 548 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



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

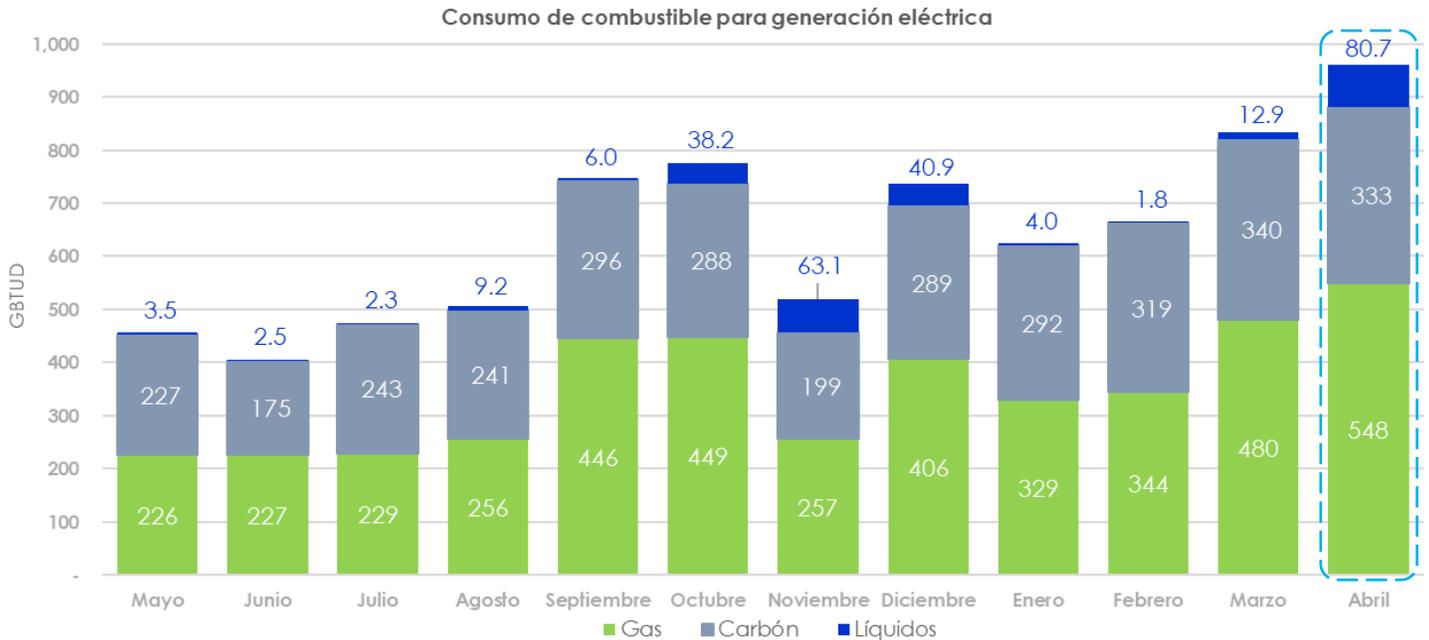
Para el mes de abril las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 345 GBTUD y 612 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (178 GBTUD), Termoflores (99 GBTUD), Termocandelaria (98 GBTUD), TermoValle (37 GBTUD), Termotesorito (29 GBTUD), Merielectrica (27 GBTUD), Termoyopal (25 GBTUD), Termoguajira (17 GBTUD) y Proelectrica (16 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 abril el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 548 GBTUD que representó el 57 % del total, carbón con 333 GBTUD¹(34.6%), y los combustibles líquidos consumieron 81 GBTUD (8.4%).

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

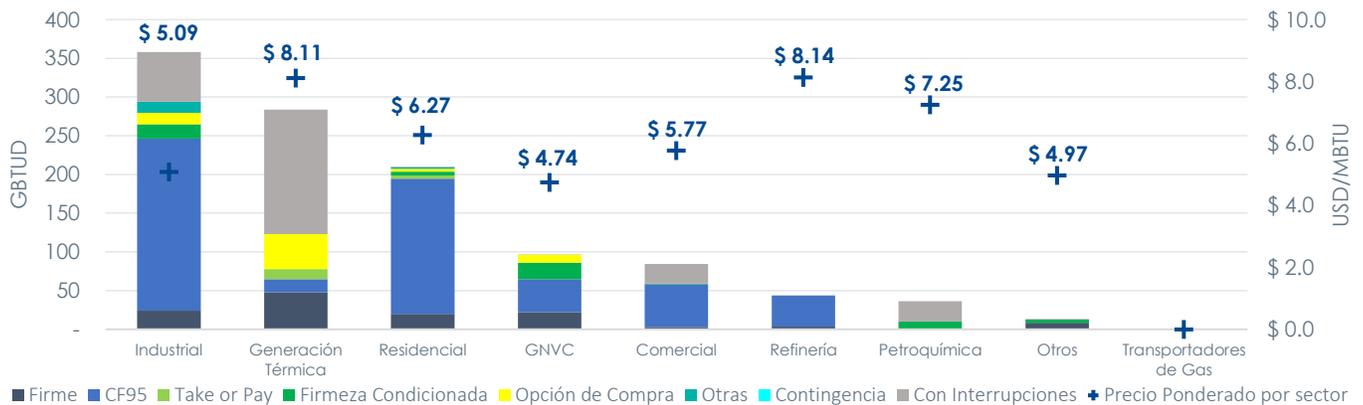
Consumo de combustible para generación eléctrica



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

Contratación vigente en abril 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 abril por sector de consumo – Mercado Primario

Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Otras ¹		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)	Precio (USD/MBTU)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Industrial	24	\$ 4.54	223	\$ 4.94			19	\$ 4.24	15	\$ 6.90	15	\$ 4.17	64	\$ 5.84			358	265
Generación Térmica	48	\$ 3.83	17	\$ 6.76	12	N.D.	1	N.D.	46	\$ 18.68	0.01	N.D.	160	\$ 6.85			284	122
Residencial	20	\$ 7.25	175	\$ 6.10	4	N.D.	5	\$ 5.70	4	\$ 7.10	2	N.D.	1	\$ 5.20			210	204
GNVC	22	\$ 4.57	43	\$ 4.46			22	\$ 4.38	10	\$ 6.94			0	\$ 8.50			97	86
Comercial	3	\$ 3.63	55	\$ 5.65			1	\$ 4.20					26	\$ 6.33			85	59
Petroquímica							10	N.D.					27	\$ 7.00			37	10
Refinería	4	N.D.	40	\$ 8.41													44	44
Otros	8	\$ 3.92	0.01	N.D.			4	N.D.					1	\$ 2.68			14	12
Compresoras			1	N.D.													1	1
Total	128	\$ 4.65	553	\$ 5.65	16	\$ 5.07	61	\$ 5.24	74	\$ 14.15	17	\$ 4.75	279	\$ 6.57	-	-	1,128	803
Total (%)	11.3%		49.1%		1.4%		5.4%		6.6%		1.5%		24.7%		0.0%		100%	71.2%

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