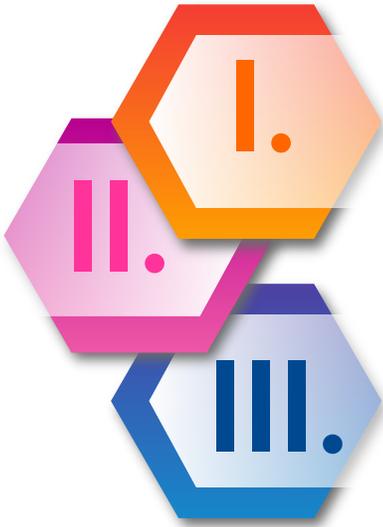




INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

SEPTIEMBRE 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 septiembre de 2024, el suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) fue de 1,217 GBTUD, lo que representó un aumento de 14,3 % (152 GBTUD) respecto del mes de agosto de 2024). La planta de regasificación de Cartagena inyectó un promedio en este período de 319 GBTUD. En cuanto a la contratación del mercado primario, las modalidades que garantizan firmeza representan el 69.9 % de la energía total contratada para el mes de septiembre, con un precio de 5.57 USD/MBTU para la modalidad CF95 y de 4.61 USD/MBTU para la modalidad firme. Resalta que el precio promedio de la modalidad Opción de Compra alcanza los 14.14 USD/MBTU. Por su parte, la modalidad con Interrupciones representó el 27.3 % de la contratación total, con un precio promedio de 6.86 USD/MBTU.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO SUMINISTRO:** las negociaciones de suministro en el mercado secundario de suministro presentaron un crecimiento de 26.83% al pasar de 574 en agosto a 728 en septiembre de 2024. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en septiembre, la modalidad "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con \$6.01 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los \$10.02 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 septiembre. 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 1.36% pasando de 221 en agosto a 218 en septiembre de 2024.
- ❖ **DEMANDA:** la demanda atendida a través del SNT en septiembre de 2024 fue de 1094 GBTUD, aumentado 15,40% por encima de la demanda registrada en el mes de agosto de 2024 (948 GBTUD), explicado principalmente por aumento en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del Interior y costa, así como un aumento en los consumos del sector Refinería de la costa.

I. SUMINISTRO

Suministro por fuente

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

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	244	220	0	220	90%
	Cupiagua	205	248	0	248	121%
	Floreña	66	12	46	58	87%
	Gibraltar	41	18	0	18	44%
	María Conchita	17	15	0	15	87%
	Otros interior	19	5	1	6	32%
Costa	Ballena	20	13	0	13	64%
	Chuchupa	74	71	0	71	95%
	Bloque VIM 5	110	59	25	83	76%
	Bloque VIM 21	26	37	5	43	161%
	Bloque Esperanza	30	13	2	14	47%
	Bonga/Mamey	35	33	0	33	93%
	Bullerengue	38	27	0	27	70%
	Otros costa	10	0	8	8	77%
	Otros campos aislados	50	7	35	42	84%
Total Potencial de Producción		987	776	122	898	91%
Planta Regasificación Cartagena***		400	319	0	319	80%
Total		1,387	1,095	122	1,217	

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

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

* Información tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 31 de marzo de 2024.

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

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

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

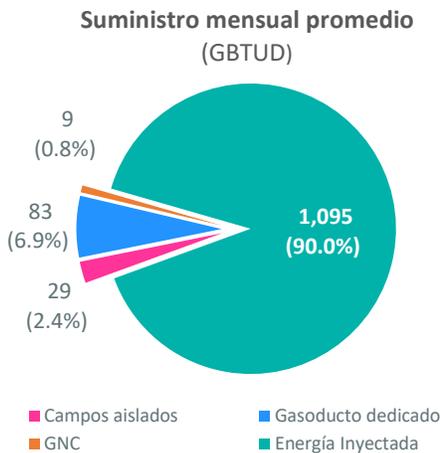
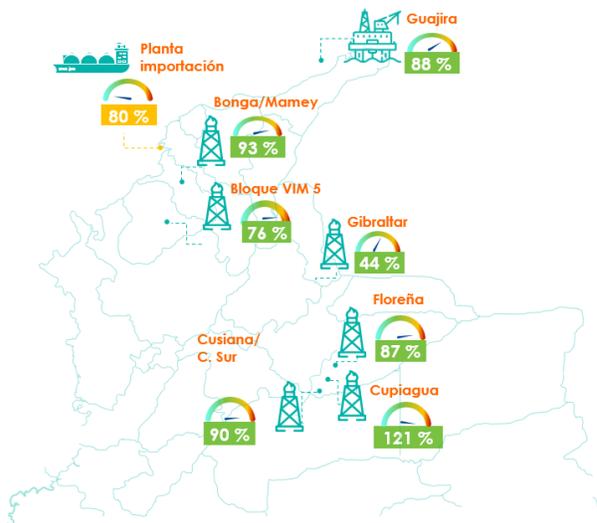
³ Bloque VIM 21 agrupa los campos: Aguas Vivas, Arandala, Breva, Cornamusa, Fresa, Lulo y Toranja. La información del potencial de producción de algunos campos se encuentra en revisión.

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

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

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

*** Capacidad total de la planta de regasificación.



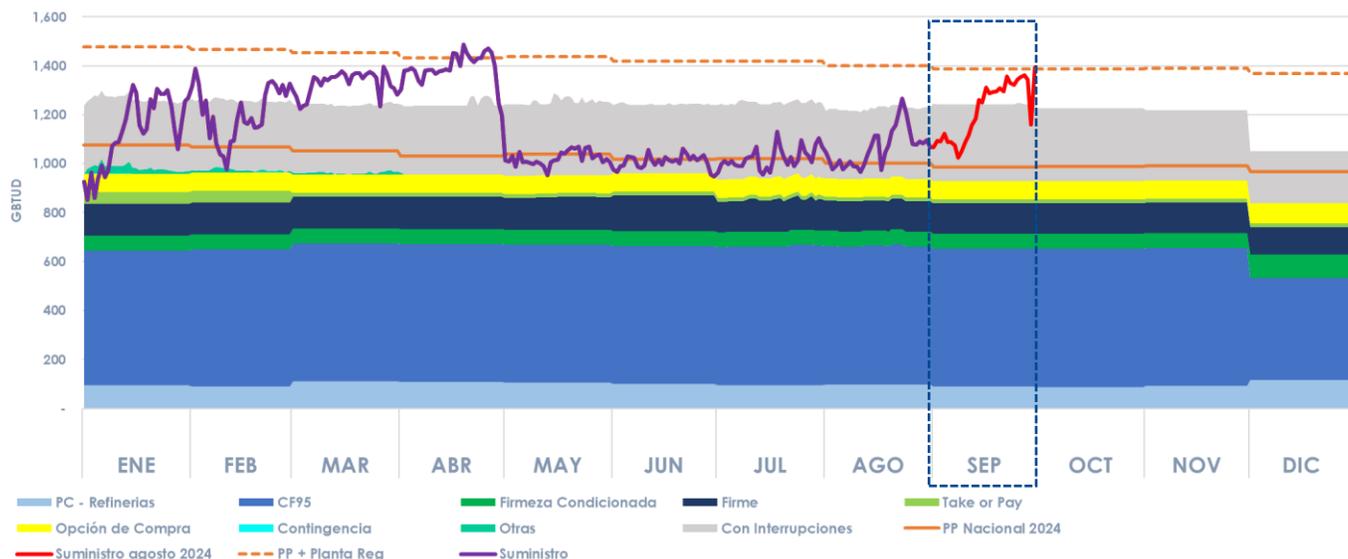
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

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 septiembre la contratación¹ respaldada con firmeza representó **839 GBTUD**, mientras la modalidad **"Con Interrupciones"** registró **315 GBTUD**. El **suministro² promedio** del mes fue de **1,217 GBTUD**, con oscilaciones entre **1,024 GBTUD (min.)** y **1,393 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observó que las cantidades del suministro promedio se ubicaron por encima del potencial de producción PP³ nacional.



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

VARIABLE (en GBTUD)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP.	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1,076	1,068	1,053	1,032	1,038	1,018	1,019	1,001	987	987	990	968
Suministro Min.	852	977	1,223	1,197	953	947	956	967	1,024			
Suministro Prom.	1,132	1,206	1,330	1,390	1,022	1,008	1,022	1,064	1,217			
Suministro Máx.	1,322	1,389	1,396	1,486	1,070	1,061	1,130	1,265	1,393			
Producción comprometida por Refinerías	95	91	111	108	105	99	95	96	89	88	92	117
Garantía Firmeza*	864	873	845	846	848	862	848	842	839	840	840	721
Otras**	22	10	6	10								
Con Interrupciones	282	284	279	289	301	281	306	288	315	298	287	214

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

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

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

Contratación vigente por campo y por modalidad en septiembre

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (USD/MBTU) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en el mes, en los principales campos de la región Interior y Costa.

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total	Total garantiza Firmeza
		Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Precio (USD)	Cantidad (GBTUD)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana			158	\$ 5.09			22	\$ 4.74	21.1	\$ 6.96					201	180
	Cupiagua			202	\$ 4.96			1	N.D.							203	203
	Cupiagua Sur			6	\$ 5.07			24	\$ 4.20	11	\$ 6.96					41	30
	Floreña	49	\$ 3.73	3	\$ 3.72	12	N.D.					1	\$ 4.36			65	64
	Gibraltar															0	0
	Otros Interior ¹			14	\$ 6.22			1	\$ 2.00				6	\$ 4.98			20
Costa	Ballena			6	\$ 5.54											6	6
	Chuchupa	2	N.D.	38	\$ 6.17											40	40
	Istanbul			13	\$ 7.92			4	N.D.			23	\$ 6.07			40	17
	Bloque VIM 5 ²	24	\$ 4.52	38	\$ 8.44			10	N.D.			110	\$ 9.03			182	72
	Bloque VIM 21 ³	35	\$ 6.29	2	N.D.					42	N.D.	42	N.D.			121	79
	B. Esperanza PE ⁴			9	\$ 7.60							85	\$ 7.79			94	9
	Bonga Mamey			35	\$ 4.54							18	N.D.			52	35
	Bullerengue			40	\$ 6.78											40	40
	Otros Costa ⁵	5	\$ 4.52	0.3	N.D.							4	N.D.			9	5
	Otros C. Aislados ⁶	6	\$ 2.01	2	N.D.	4	N.D.					19	\$ 3.87			31	11
	Otros C. Aislados- MM ⁷	4	\$ 5.07									7	\$ 1.62			11	4
	Total	124	\$ 4.61	564	\$ 5.57	16	\$ 5.09	61	\$ 5.20	74	\$ 14.14	315	\$ 6.86			1,154	807
	Total (%)		10.7%		48.9%		1.4%		5.3%		6.4%		27.3%			100%	69.9%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

¹ Otros Interior: Campo la Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, El Difícil, Loma larga, 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, Comamusa, Fresa, Lulo y Toronja

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

⁵ Otros Costa: Arecife, 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, Paulo, 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.

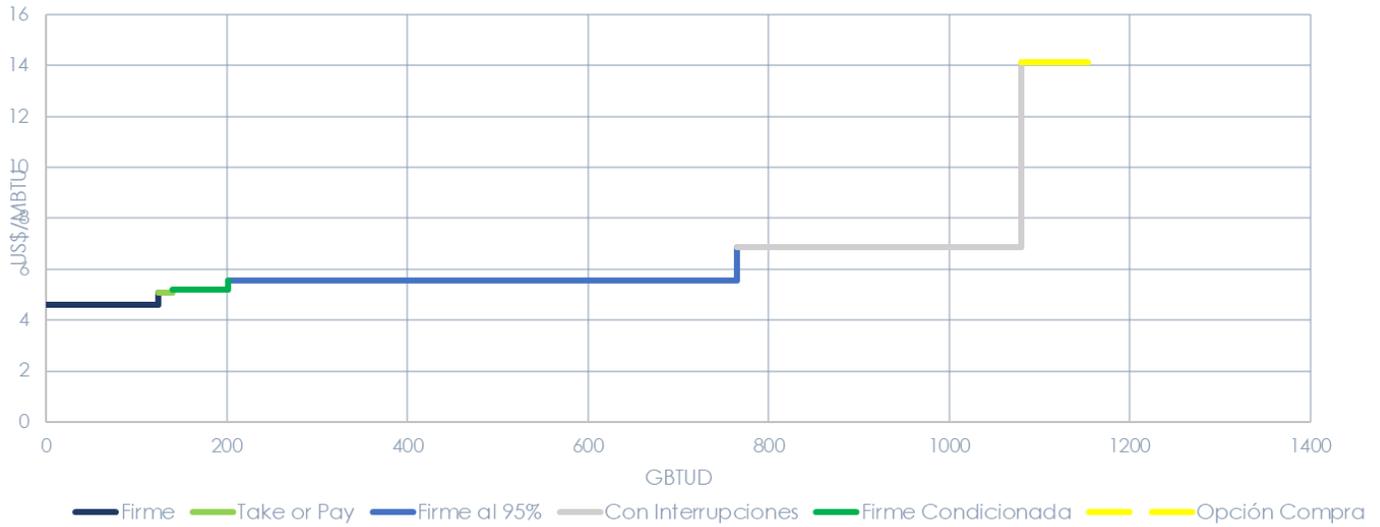
NOTA 2: La información de la tabla incluye la contratación nacional vigente, a excepción de las Refinerías, que no están obligadas a registrar contratos en SEGAS.

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 septiembre se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,154 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (564 GBTUD), **ii)** “Con interrupciones” (315 GBTUD) y **iii)** Firme (124 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **86.86 %** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación es Take or Pay con 16 GBTUD y se aclara que los contratos Take or Pay vigentes corresponden a aquellos que se firmaron antes del año 2013, dado que la normativa actual no permite suscribir esta modalidad contractual en el mercado primario.

Curva de precios contratados por modalidad contractual



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

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

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado primario refleja que el producto “Firme” presenta el valor más bajo con 4.61 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 6.86 USD/MBTU y 5.57 USD/MBTU respectivamente.

Cantidades contratadas y nominadas septiembre

Región	Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
		Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad contratada	Cantidad nominada												
Interior	Cusiana			158	158			22	15	21	4					180	172
	Cupiagua			202	202			1	1							203	203
	Cupiagua Sur			6	6			24	15	11	2					30	21
	Floreña	49	43	3	3	12	12					1	0.3			64	58
	Gibraltar	0	0													0	0
	Otros Interior ¹			14	5			1	1				6	3		14	6
Costa	Ballena			6	6											6	6
	Chuchupa	2	1	38	38											40	40
	Istanbul			13	12			4	3			23	0.2			17	15
	Bloque VIM 5 ²	24	17	38	37			10	5			110	10			72	58
	Bloque VIM 21 ³	35	34	2	2					42	17	42	-			79	53
	B. Esperanza PE ⁴			9	8							85	2			9	8
	Bonga Mamey			35	34							18	-			35	34
	Bullerengue			40	31											40	31
	Otros Costa ⁵	5	5	0.3	0.3							4	3			5	5
Otros C. Aislados ⁶	6	5	2	2	4	4					19	8			11	11	
Otros C. Aislados- MM ⁷	4	6									7	1			4	6	
Total	124	112	564	543	16	16	61	39	74	23	315	27			807	726	
Nominado/Contratado (%)	90%		96%		98%		64%		31%		9%				90%		

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
Cifras en GBTUD

¹ Otros Interior: Campo la Belleza, Caramelo, Corrales, Dina Ecopetrol, El Difícil, Loma larga, Maria 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, Brevia, 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 Toqui Toqui.

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

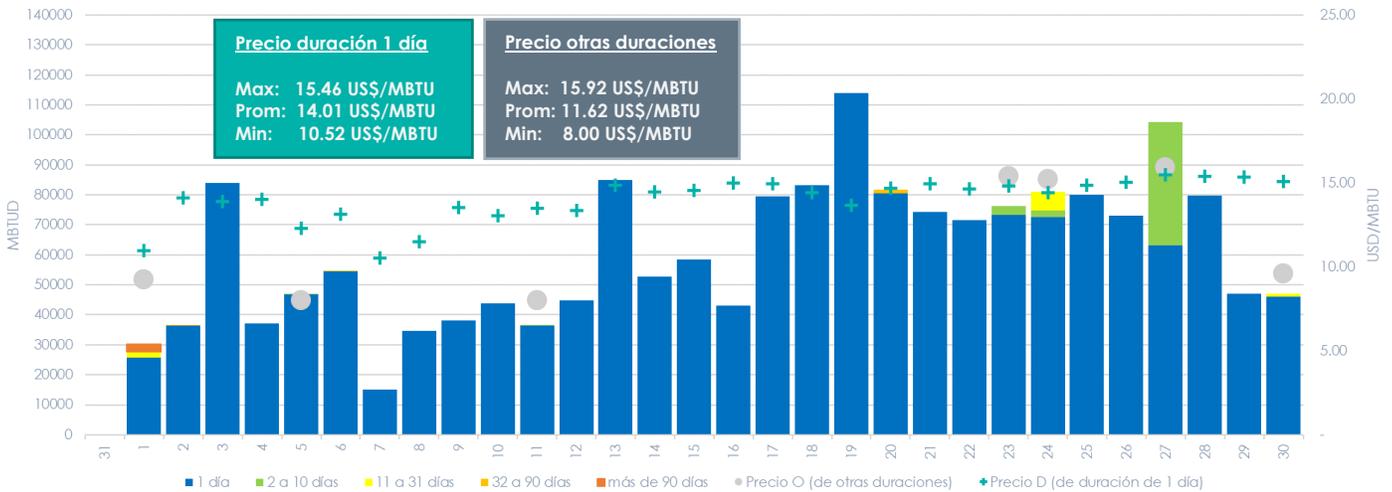
NOTA 4: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

A pesar de que la modalidad Con Interrupciones representa el 27.3 % de la contratación nacional, se observa que el porcentaje de ejecución de los contratos (cantidad nominada/cantidad contratada) es de tan solo el 9 %. En lo que respecta a las modalidades que garantizan firmeza, se encuentra que el porcentaje de ejecución de los contratos asciende al 90 %, donde las mayores ejecuciones se encuentran en las modalidades contractuales Take or Pay, CF95 y Firme con el 98 %, 96 % y 90 % de ejecución respectivamente.

Suministro – Mercado Secundario

El mercado secundario en el mes de septiembre registró 728 operaciones, donde todas correspondieron a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (695). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 10.52 USD/MBTU (septiembre 7) y 15.46 USD/MBTU (septiembre 27) para las transacciones de duración de **1 día**. El total de energía transada en septiembre fue de 1,834,464 MBTU, considerando todas las modalidades y duraciones de los contratos registrados en el mes.

Transacciones mercado secundario Septiembre – 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 14.29 USD/MBTU.

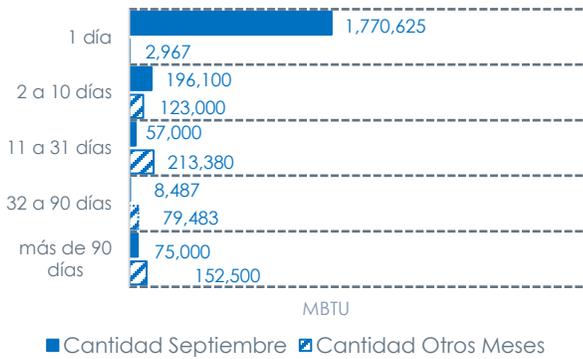
Número de operaciones en Septiembre – Suministro

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/M BTU	
1 día	17	17	37	16	26	27	13	12	16	20	20	23	25	26	19	19	30	29	28	30	23	28	27	23	25	25	25	25	22	22	695	\$ 14.29	
2 a 10 días					1							1											1	2			8				13	\$ 15.77	
11 a 31 días	3																							2						3	8	\$ 13.40	
32 a 90 días		1				1															1										3	3	\$ 10.91
más de 90 días	9																														9	9	\$ 15.48
TOTAL	29	18	37	16	27	28	13	12	16	20	21	23	25	26	19	19	30	29	28	31	23	28	28	27	25	25	33	25	22	25	728	\$ 14.32	

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 95.47% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 3 de septiembre con 37 transacciones, equivalentes al 5.08% 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 septiembre – 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 **84.0%** de los **1,770,625 MBTU** del volumen total transado ejecutado en septiembre. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **227,500 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **78.7%** del total de cantidades negociadas.

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

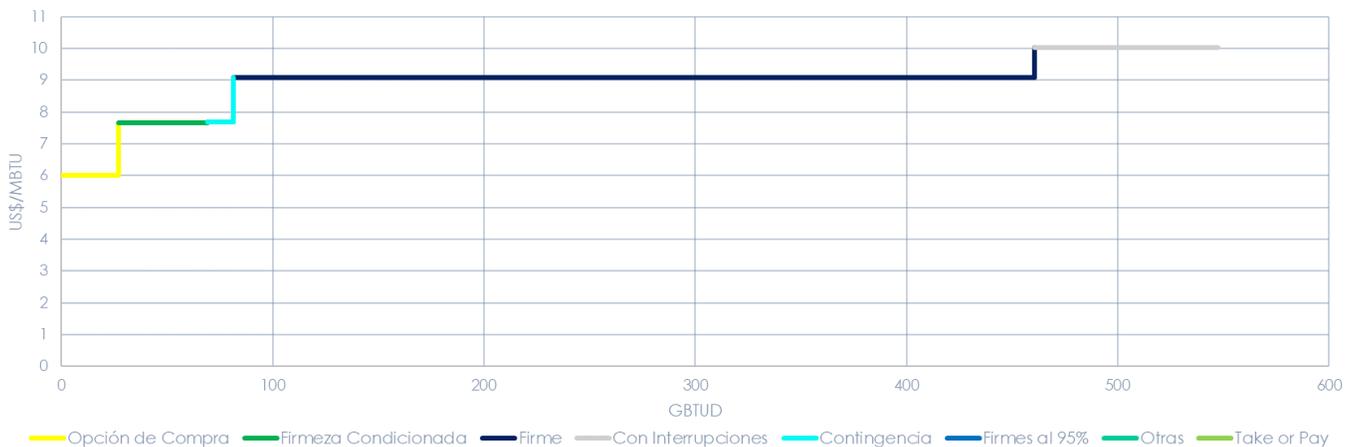
Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (USD/MBTU)

El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 841,492 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 1,820,802 MBTUD equivalente al 99.26% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 1,100 MBTUD, equivalente al 0.06%; la modalidad **“Firmeza Condicionada”** reportó 3,000 MBTUD equivalentes al 0.16% y la modalidad de **“Contingencia”** reportó 9,562 MBTUD equivalentes al 0.52% de lo negociado. CUSIANA (208) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por MAMONAL (162), BALLENA (160) y VASCONIA (98). Los puntos No SNT registraron 26 operaciones.



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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



*Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Precios promedio ponderado por modalidad de todos los puntos negociados

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado secundario refleja que el producto “Opción de Compra” presenta el valor más bajo con \$6.01 USD/MBTU, mientras que la modalidad “Con Interrupciones” representa el valor más alto sobre los \$10.02 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 85.1% de la contratación total nacional agregando 466 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en septiembre 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	120.6	\$ 6.37	13.2	\$ 6.09	8.3	\$ 3.76			14.6	\$ 7.05	6.0	N.D.	162.7	133.8	
	Barranca	11.6	\$ 10.45							2.5	N.D.	6.0	\$6.24	20.1	11.6	
	Vasconia	13.8	\$ 10.63											13.8	13.8	
	Sebastopol	5.7	\$ 6.98											5.7	5.7	
	Gibraltar							-	-					0	-	
	Caramelo	6.0	\$ 6.68							2.2	\$ 8.44			8.2	6.0	
	Mariquita	0.1	\$ 9.43											0.1	0.1	
	Corrales	0.3	N.D.					-	-	0.9	N.D.			1.2	0.3	
Costa	Jobo	0.5	N.D.							50.0	N.D.			50.5	0.5	
	Ballena	71.2	\$ 10.74	3.7	\$12.24	3.0	\$ 4.35			12.0	\$11.52			89.9	74.9	
	Mamonal	61.0	\$ 11.75	19.0	N.D.	15.9	N.D.			0.5	N.D.			96.4	80.0	
	Bonga Mamey							-	-					0	-	
	Tucurinca	59.0	\$ 9.73	6.0	\$10.30									65.0	65.0	
	La Creciente							-	-					0	-	
	Hocol	7.7	\$ 5.89							0.7	N.D.			8.4	7.7	
	Bullerengue	10.5	\$ 7.96											10.5	10.5	
	No SNT*	11.0	\$ 12.39							3.7	\$10.13	0.3	\$18.1	14.9	11.0	
	Total general	379.1	\$ 9.08	41.9	\$ 7.65	27.2	\$ 6.01				87.1	\$10.02	12.3	\$7.68	547.5	421.0
Total (%)		69.2%		7.7%		5.0%				0.0%		15.9%		2.2%	100%	77.9%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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

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

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

II. TRANSPORTE

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

TRAMOS EN FLUJO

REGIÓN	No	Tramo*	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad Disponible Primaria CDP (KPCD) ***	CDP/CMMP	Pareja de cargos 80-20** (COP/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	14	256,600	255,299	0	0%	\$ 1,063.18	27,398	45,005	81,599
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	12	551,303	550,003	0	0%	\$ 1,142.06	191,863	408,321	594,708
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	12	468,003	466,703	0	0%	\$ 1,648.36	219,757	363,403	491,300
	4	CARTAGENA-MAMONAL	11	204,509	204,508	1	0%	\$ 186.29	96,818	106,115	115,790
	5	SINCELEJO-CARTAGENA	11	267,845	265,520	0	0%	\$ 2,325.82	113,850	136,412	164,253
	6	JOBO-SINCELEJO	9	181,645	179,045	0	0%	\$ 2,491.60	93,177	114,959	142,486
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	10	92,000	91,801	0	0%	\$ 1,010.99	22,664	32,633	34,328
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	1,500	12,443	89%	\$ 4,814.49	0	401	1,111
	9	APIAY-OCOYA	5	24,175	14,983	9,192	38%	\$ 1,922.38	12,965	14,083	15,312
	10	APIAY-USME	2	18,197	17,177	1,020	6%	\$ 3,000.39	16,134	16,716	16,899
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	6	148,000	120,976	27,024	18%	\$ 2,694.51	63,676	100,008	124,311
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	13	260,000	135,793	116,207	45%	\$ 5,659.67	55,235	99,188	136,288
	13	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	6	37,361	15,113	21,726	58%	\$ 1,855.91	10,707	21,145	33,341
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	8	203,000	76,650	126,350	62%	\$ 2,334.04	56,778	76,401	95,928
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,586.53	3,689	4,432	4,889
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,723	7,292	61%	\$ 6,448.59	2,662	3,603	4,311
	17	COGUA-SABANA_F	1	215,000	183,065	31,935	15%	\$ 1,998.12	103,257	131,085	147,906
	18	CUSIANA-APIAY	8	70,569	54,693	14,876	21%	\$ 2,770.56	43,353	47,132	52,024
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	16	470,000	439,656	20,422	4%	\$ 336.96	336,295	362,622	383,528
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	13	470,000	437,936	22,142	5%	\$ 3,851.55	334,769	360,942	381,830
	21	FLANDES-GUANDO	2	10,738	2,921	7,817	73%	\$ 2,158.33	0	1,093	1,166
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 4,289.28	967	1,161	1,346
	23	FLOREÑA-YOPAL	8	16,161	11,765	4,396	27%	\$ 2,071.05	10,618	12,778	14,592
	24	GBS_I-GBS_F	9	63,744	3,606	60,138	94%	\$ 3,774.12	11,707	13,597	15,531
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	4	42,000	36,566	4,912	12%	\$ 12,293.73	7,589	21,509	37,252
	26	GUALANDAY-NEIVA	4	11,000	9,771	1,229	11%	\$ 20,550.07	8,040	8,597	9,391
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 10,991.87	765	854	939
	28	LA BELLEZA-COGUA	4	198,702	184,570	14,132	7%	\$ 1,337.44	96,014	133,863	151,358
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	11	271,337	266,687	0	0%	\$ 2,027.86	168,440	203,262	247,312
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	6	15,000	15,287	0	0%	\$ 5,927.92	12,955	14,644	16,018
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	166,849	3	0%	\$ 3,326.90	88,302	127,834	153,067
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 31,374.73	0	282	578
	33	PEREIRA-ARMENIA	8	158,000	135,426	22,574	14%	\$ 1,172.45	73,603	110,608	135,201
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 10,056.48	2,239	3,313	4,085
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	4,077	560	12%	\$ 6,998.49	2,716	3,686	4,293
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	62,347	15,055	19%	\$ 6,347.63	43,165	52,160	60,733
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	5	143,000	48,500	94,500	66%	\$ 984.33	1,785	63,347	100,861
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	238	122	34%	\$ 24,506.93	202	236	249
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	189,539	1,153	1%	\$ 1,944.23	104,816	148,659	199,338
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,500	6,336	54%	\$ 2,062.30	4,271	4,606	4,852
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 408.68	33,973	40,995	43,942

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	11	66,160	65,960	200	0%	\$ 1,063.18
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	11	172,400	170,454	446	0%	\$ 1,142.06
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	12	230,000	228,650	0	0%	\$ 1,648.36
	4	CARTAGENA-SINCELEJO	4	18,100	15,100	3,000	17%	\$ 2,325.82
	5	SINCELEJO-JOBO	4	10,100	10,100	0	0%	\$ 2,491.60
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	3	109,500	9,171	100,329	92%	
	7	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	1	30,190	28,190	1,478	5%	\$ 1,855.91
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	6	130,000	44,957	82,356	63%	\$ 2,334.04
	9	VASCONIA-LA BELLEZA	1	30,000	7,500	22,500	75%	\$ 2,027.86
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	10	206,000	130,084	73,229	36%	\$ 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.

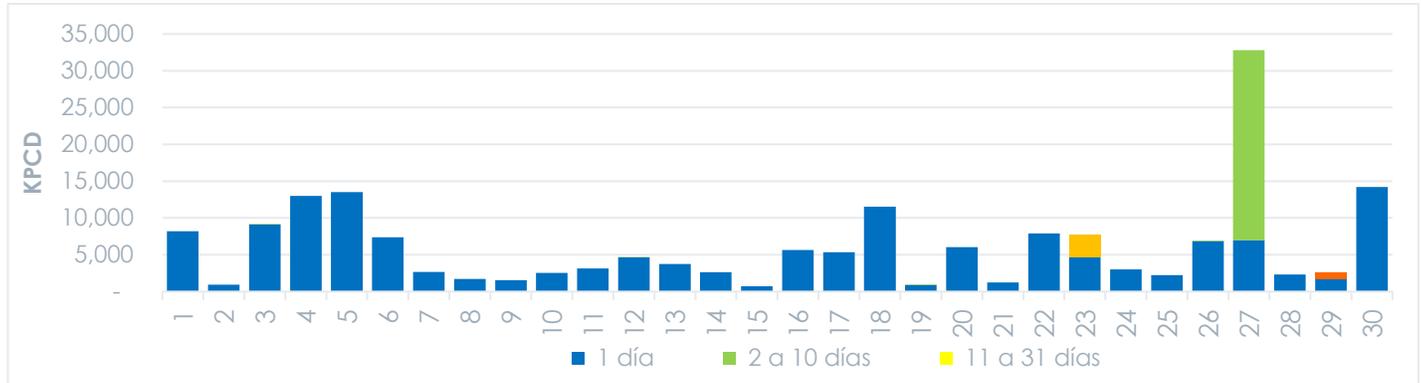
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

En septiembre 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, 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 septiembre se registraron 218 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (194).

Transacciones mercado secundario Septiembre – Transporte



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Número de operaciones en Septiembre – 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	6	6	8	7	11	5	5	5	6	6	6	5	7	3	7	9	9	5	9	5	7	7	6	5	5	6	6	6	7	194
2 a 10 días			1									1							1							1	2				6
11 a 31 días																															0
32 a 90 días						1							2				1	1						3		1					9
más de 90 días																2			4	2							1				9
TOTAL	9	6	7	8	7	12	5	5	5	6	6	7	7	7	3	9	10	10	10	11	5	7	7	9	5	7	9	6	6	7	218

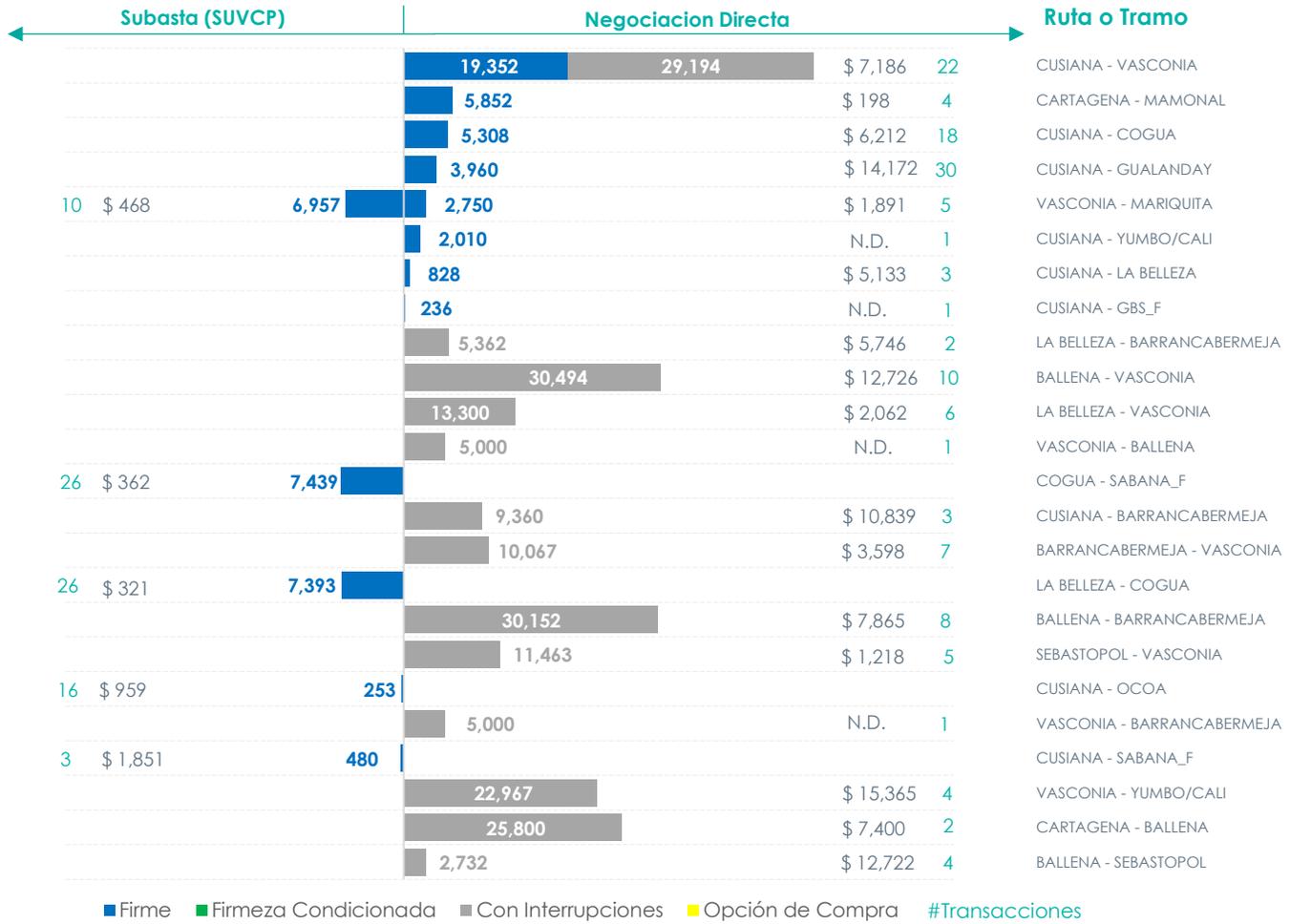
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 8,790 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 6 y 20 de septiembre con 12 y 11 transacciones por día respectivamente, equivalentes al 10.55% del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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

Del total de transacciones (218), 81 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 137 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 91.46 % del total de la capacidad negociada en el mes. Se destacan los tramos CUSIANA – VASCONIA para cada uno de los cuales se transaron 19,352 y 29,194 KPCD en modalidad **Firme y Con Interrupciones** respectivamente.

Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA – GUALANDAY con 30 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa), LA BELLEZA - COGUA con 26 transacciones (todas asignadas mediante subasta), COGUA – SABANA_F con 26 transacciones (Todas asignadas mediante subasta), CUSIANA – VASCONIA con 22 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa) y CUSIANA - COGUA con 18 transacciones (todas asignadas mediante negociación directa). 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).

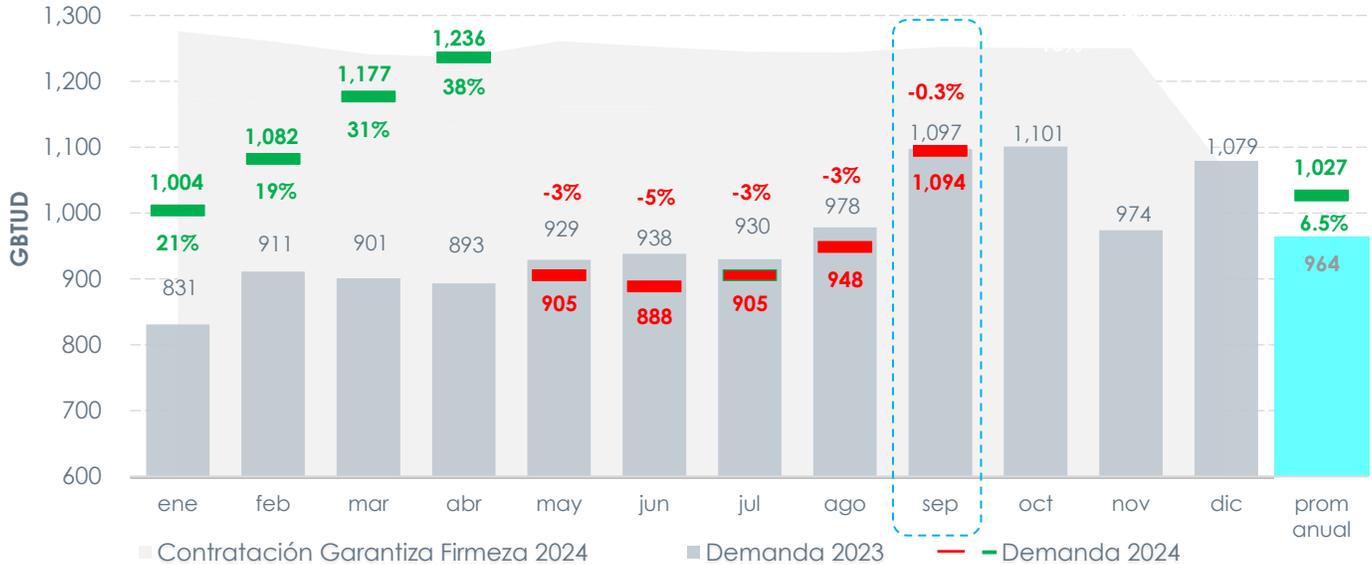


Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS
 N.D.: No disponible por corresponder a una única transacción.

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de **septiembre** se observa una demanda promedio de **1094 GBTUD**, esto es **0.3% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2023 que se situó en 1097 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2024 es de **1027 GBTUD**, estando por encima un 6.5% 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.

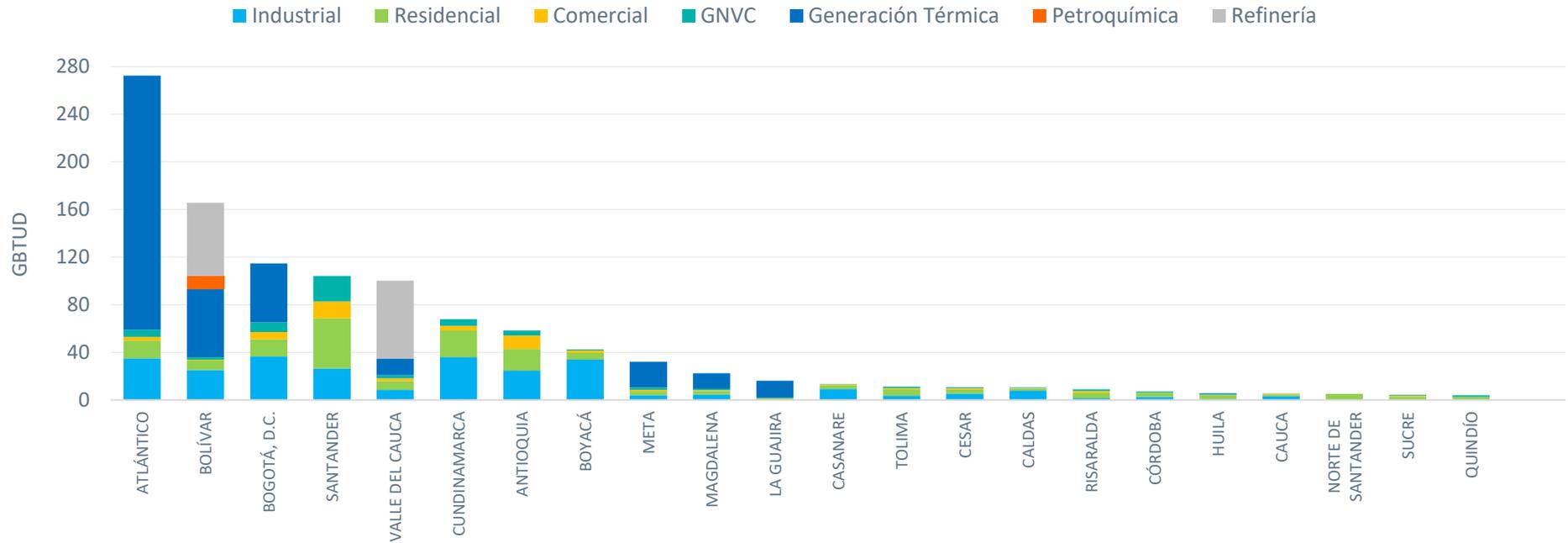
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en **septiembre** la demanda **térmica** fue 12 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2023; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 15 GBTUD.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2023	122 / 709	172 / 739	153 / 748	146 / 747	198 / 731	203 / 736	198 / 732	231 / 747	372 / 725	373 / 728	242 / 732	355 / 724
2024	302 / 702	330 / 752	462 / 715	513 / 723	175 / 730	165 / 723	192 / 713	234 / 714	384 / 710	-	-	-

Térmica
 No Térmica

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



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

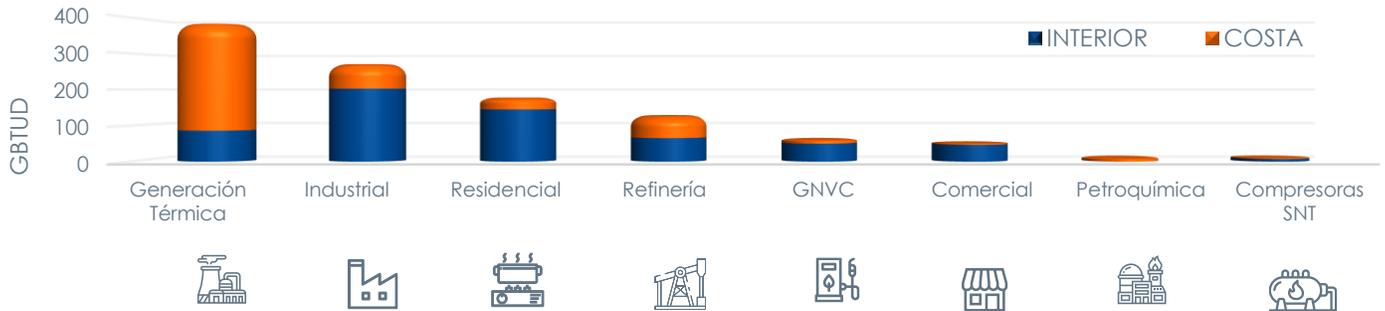
	Residencial	14.7	8.0	14.3	41.9	7.4	22.5	18.1	5.6	3.1	2.8	1.9	3.4	5.6	1.8	3.4	4.6	3.4	3.2	1.7	5.1	2.2	2.5	177
	Comercial	3.3	0.7	6.1	14.3	2.2	3.8	11.4	1.9	1.3	0.6	0.0	0.7	1.1	0.4	0.9	1.5	0.2	0.3	0.3	0.0	0.0	0.7	52
	Industrial	35.1	25.3	36.6	26.6	8.6	36.0	24.7	34.0	4.1	4.8	0.0	9.1	3.6	7.9	5.5	1.6	2.8	0.7	3.1	0.0	0.4	0.3	271
	GNVC	5.8	2.1	8.1	21.2	2.8	5.5	4.0	1.0	2.0	1.2	0.0	0.2	0.8	0.4	0.8	1.5	0.9	0.7	0.2	0.0	1.3	0.8	62
	Generación Térmica	213.6	57.3	49.5	0.0	13.7	0.0	0.1	0.0	21.7	13.0	14.2	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	384
	Refinería	0.0	61.6	0.0	0.0	65.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	127
	Petroquímica	0.0	10.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11
	Compresoras	1.9	0.4	0.0	0.0	1.8	0.3	0.2	2.5	0.2	0.0	0.4	0.0	1.2	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.0	11
	TOTAL	274	166	115	104	102	68	59	45	32	22	17	13	13	11	11	9	7	6	5	5	5	4	1,094

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 **septiembre** de 2024 el sector que registra mayor energía tomada es la generación térmica con 384 GBTUD en promedio, de los cuales 86 GBTUD corresponden a la región Interior y 298 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 177 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 145 GBTUD respecto a la costa con 33 GBTUD.



	Costa	Interior	Total	% Segmento
Generación Térmica	298	86	384	35%
Industrial	69	202	271	25%
Residencial	33	145	177	16%
Refinería	62	65	127	12%
GNVC	11	50	62	6%
Comercial	5	47	52	4%
Petroquímica	11	0	11	1%
Compresoras SNT	3	7	11	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 **septiembre** de 2024, con respecto agosto de 2024 se observa principalmente un aumento en los consumos del sector de Generación Térmica en la región del Interior y costa, así como un aumento en los consumos del sector Refinería de la costa.

TIPO DE USUARIO		abril 2024		mayo 2024		junio 2024		julio 2024		agosto 2024		Sept. 2024	
		UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
Comercial	Costa	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5	0	5
	Interior	0	47	0	46	0	46	0	47	0	47	0	47
Generación Térmica	Costa	420	0	145	0	138	0	157	0	184	0	298	0
	Interior	93	0	30	0	26	0	35	0	50	0	86	0
GNVC	Costa	11	0	11	0	11	0	11	0	11	0	11	0
	Interior	49	0	49	0	49	0	49	0	51	0	50	0
Industrial	Costa	58	6	59	6	58	6	58	6	58	6	60	8
	Interior	187	23	185	23	182	23	185	24	189	24	179	24
Petroquímica	Costa	8	0	15	0	20	0	19	0	23	0	11	0
	Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refinería	Costa	71	0	74	0	73	0	54	0	42	0	62	0
	Interior	70	0	75	0	69	0	71	0	69	0	65	0
Residencial	Costa	0	35	0	33	0	33	0	33	0	33	0	33
	Interior	0	143	0	143	0	143	0	147	0	148	0	145
Compresoras SNT	Costa	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	3	0
	Interior	7	0	5	0	5	0	5	0	5	0	7	0
Subtotal UR/UNR		Abril 2024		Mayo 2024		Junio 2024		Julio 2024		Agosto 2024		Sep. 2024	
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa	570	46	304	45	301	44	299	44	320	44	445	46
	Interior	406	214	343	213	332	212	344	218	365	219	388	215
TOTAL	1236		905		888		905		948		1094		

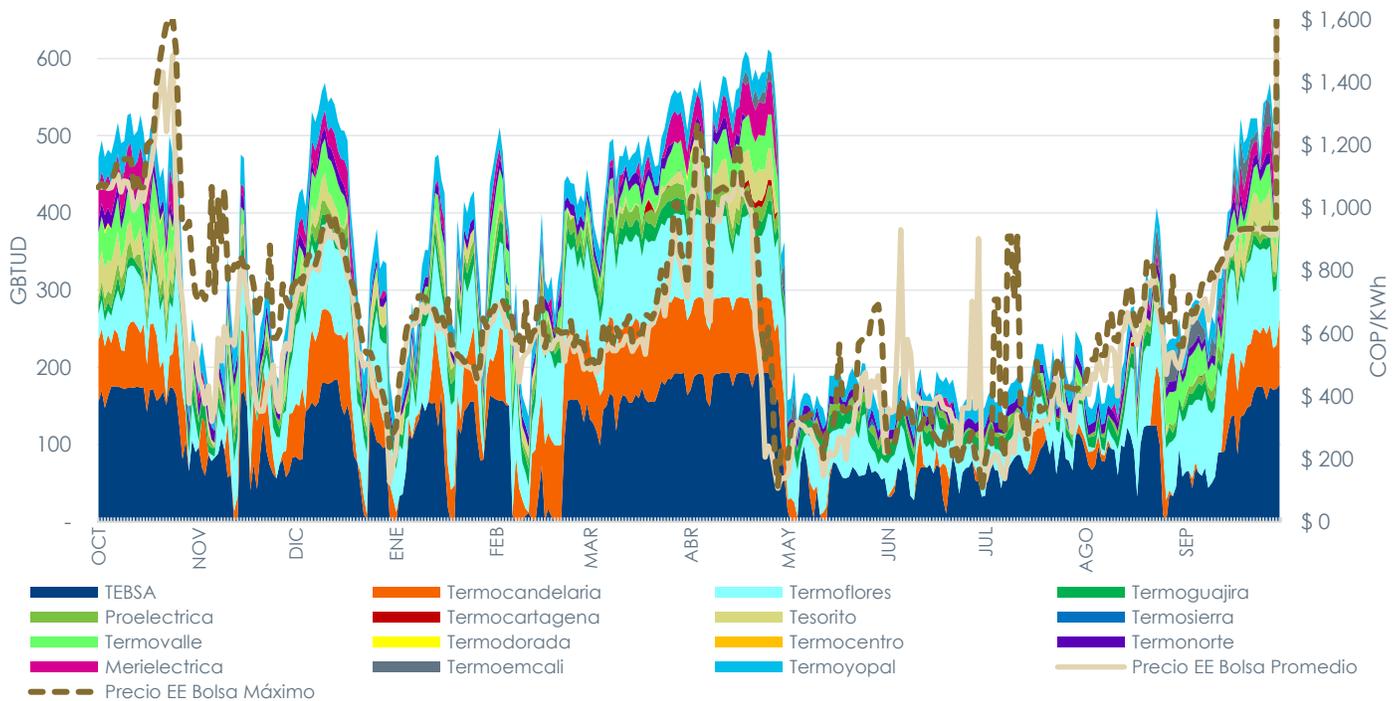
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS / Cifras en GBTUD.

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 septiembre fue en promedio 409 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



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

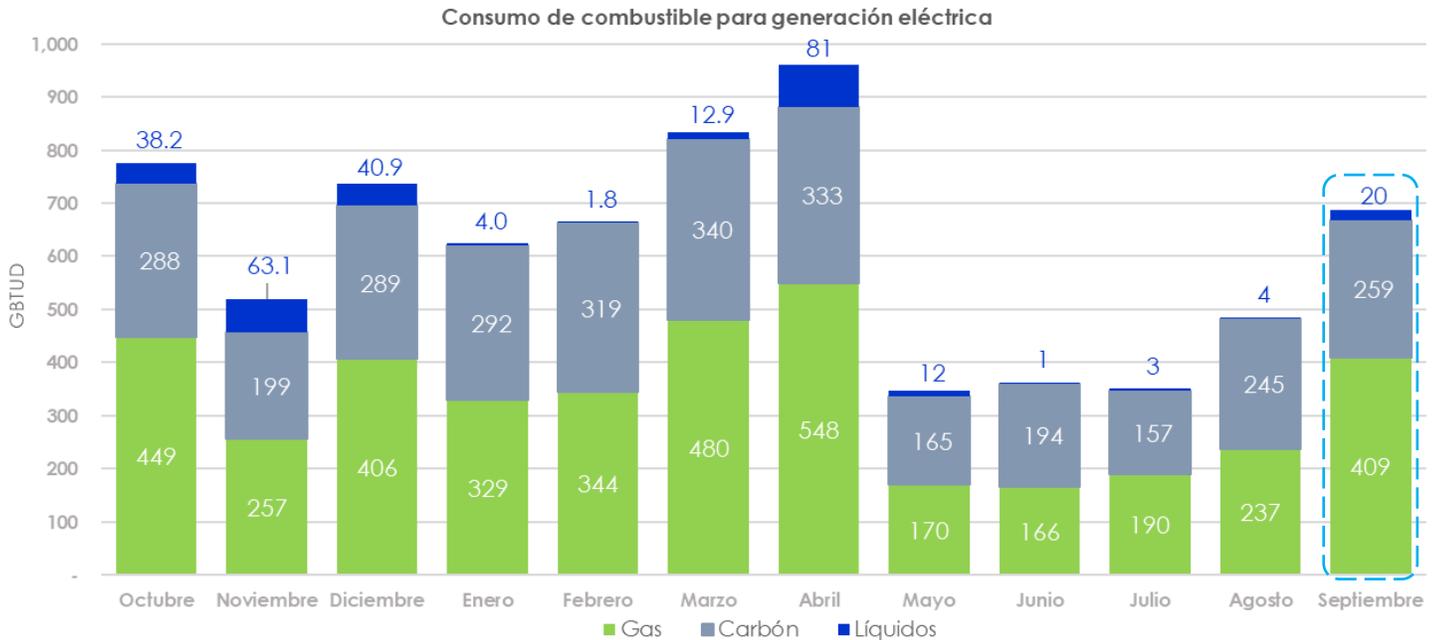
Para el mes de septiembre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 229 GBTUD y 568 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (115 GBTUD), Termoflores (98 GBTUD), Termocandelaria (46 GBTUD), Termovalle (33 GBTUD), Termoyopal (24 GBTUD), Tesorito (19 GBTUD), Termoemcali (19 GBTUD), Termoguajira (14 GBTUD), Merielectrica (14 GBTUD), Termonorte (13 GBTUD) y Proelectrica (12 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 septiembre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 409 GBTUD¹ que representó el 59.4 % del total, carbón con 259 GBTUD (37.7 %) y los combustibles líquidos consumieron 20 GBTUD (2.9 %).

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

Consumo de combustible para generación eléctrica



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

Contratación vigente en septiembre por sector – Mercado Primario

La siguiente gráfica presenta las modalidades contractuales que son registradas en el mercado primario con destino a los diferentes segmentos de consumo, y el precio promedio ponderado para cada sector. Esta información es reportada por los compradores del mercado primario (comercializadores y usuarios no regulados).



Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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

Contratación vigente en septiembre 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	26	\$ 4.40	234	\$ 4.98			13	\$ 4.26	13	\$ 6.87	64	\$ 5.69			350	274
Generación Térmica	43	\$ 3.61	18	\$ 6.62	12	N.D.	1	N.D.	42	N.D.	168	\$ 6.83			284	115
Residencial	19	\$ 7.51	170	\$ 6.15	4	N.D.	13	\$ 4.78	12	\$ 7.10	13	\$ 5.57			230	206
GNVC	22	\$ 4.57	45	\$ 4.50			19	\$ 4.40	8	\$ 6.89	0.02	N.D.			94	86
Comercial	3	\$ 4.01	52	\$ 5.67			2	\$ 3.33			32	\$ 7.08			87	56
Petroquímica			4	N.D.			10	N.D.			25	\$ 7.32			38	14
Refinería	4	N.D.	40	\$ 6.98							14	\$ 12.60			58	44
Otros	8	N.D.	0.2	N.D.			4	N.D.			1	N.D.			13	12
Compresoras			1	N.D.											1	1
Total	124	\$ 4.61	564	\$ 5.57	16	\$ 5.09	61	\$ 5.21	74	\$ 14.15	315	\$ 6.86	-	-	1,154	806
Total (%)	10.7%		48.9%		1.4%		5.3%		6.4%		27.3%		- %		100 %	69.9%

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

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

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

Fuente	Firme		CF95		Take or Pay		Firmeza Condicionada		Opción Compra		Con Interrupciones		Contingencia		Total garantiza Firmeza	Total garantiza Firmeza
	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada	Cantidad Contratada	Cantidad nominada
Industrial	26	19	234	227			13	9	13	3	64	8			274	255
Generación Térmica	43	37	18	18	12	12	1	1	42	17	167	7			115	84
Residencial	19	18	170	163	4	4	13	8	12	1	13	3			206	193
GNVC	22	21.1	45	45			19	12	8	2	0.02	0			86	78
Comercial	3	2	52	48			2	1			32	2			56	52
Petroquímica			4	2			10	5			25	5			14	7
Refinería	4	6	40	39							14	2			44	45
Otros	8	7	0.2	0.2			4	3			1	1			12	11
Compresoras			0.5	0.5											0	0
Total	124	112	564	543	16	16	61	39	74	23	315	27			806	726
Total (%)	90%		96%		98%		64%		31%		9%		- %		90 %	

Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS

NOTA 1: Para la suma total de la contratación que garantiza firmeza incluye la modalidad firme, CF95, Take or Pay y el máximo entre la firmeza condicionada y la opción de compra.

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

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