



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

ENERO 2023

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. Dentro de su contenido se cuenta con las siguientes secciones:



OFERTA

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

TRANSPORTE

- Contratación de tramos del SNT
- Capacidad Disponible Primaria
- Nivel de Uso de los 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

MERCADO SECUNDARIO

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

Hechos Destacados

- ❖ **SUMINISTRO:** El suministro promedio de gas natural (a través del SNT y de otra infraestructura diferente al SNT) presentó una reducción del 2% (19 GBTUD) respecto del mes de diciembre 2022 (1,044 GBTUD), ubicándose en 1,025 GBTUD en enero de 2023. En cuanto a precios del mercado primario, las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95 que abarcan un 67.4% de la contratación total nacional vigente, se enmarcan en un rango de precios entre 4.46 USD/MBTU y 5.01 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** Los tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP son: Ballena-La Mami, Barranquilla-Cartagena, Barranquilla-La Mami, Cartagena-Sincelejo, Jobo-Sincelejo, La Creciente-Sincelejo, Barrancabermeja-Bucaramanga, Gibraltar-Bucaramanga, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, La Belleza-Cogua, Cogua-Sabana F, La Belleza-Vasconia, Guando-Fusagasugá, Pradera-Popayán, Yumbo/Cali-Cali, Floreña-Yopal y Apiay-Usme.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en enero de 2023 fue de 831 GBTUD, disminuyó un 2% por debajo de la demanda registrada en el mes de diciembre de 2022 (847 GBTUD), explicado principalmente por una disminución del consumo en los sectores de consumo residencial, GNV e industrial asociado a la temporada vacacional de inicio de año. Se registró un aumento del consumo del sector de refinería, específicamente en la región de la Costa.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario disminuyeron 22.9% pasando de 386 en diciembre de 2022 a 314 en enero de 2023; las negociaciones de transporte disminuyeron 13.8%, pasando de 345 en diciembre de 2022 a 303 en enero de 2023. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en enero, la modalidad Firme registra un valor de 6.20 USD/MBTU, mientras que la modalidad Con interrupciones registra 6.63 USD/MBTU.

I. OFERTA

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 **enero**.

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	308	256	4	260	84%
Cupiagua	239	221	-	221	92%
Guajira (Chuchupa/Ballena)	131	108	-	108	82%
Floreña	73	11	56	67	92%
Nelson	38	12	4	16	42%
Bloque VIM 5***	114	94	27	121	106%
Gibraltar	41	39	-	39	94%
Bonga/Mamey	36	35	-	35	97%
Otras Fuentes	233	89	69	158	68%
Potencial Producción Nacional	1,213	865	160	1,025	84%
Planta Regasificación Cartagena ****	400	-	-	-	0%
Total	1,613	865	160	1,025	-

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

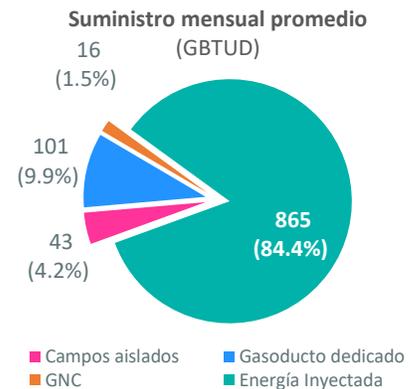
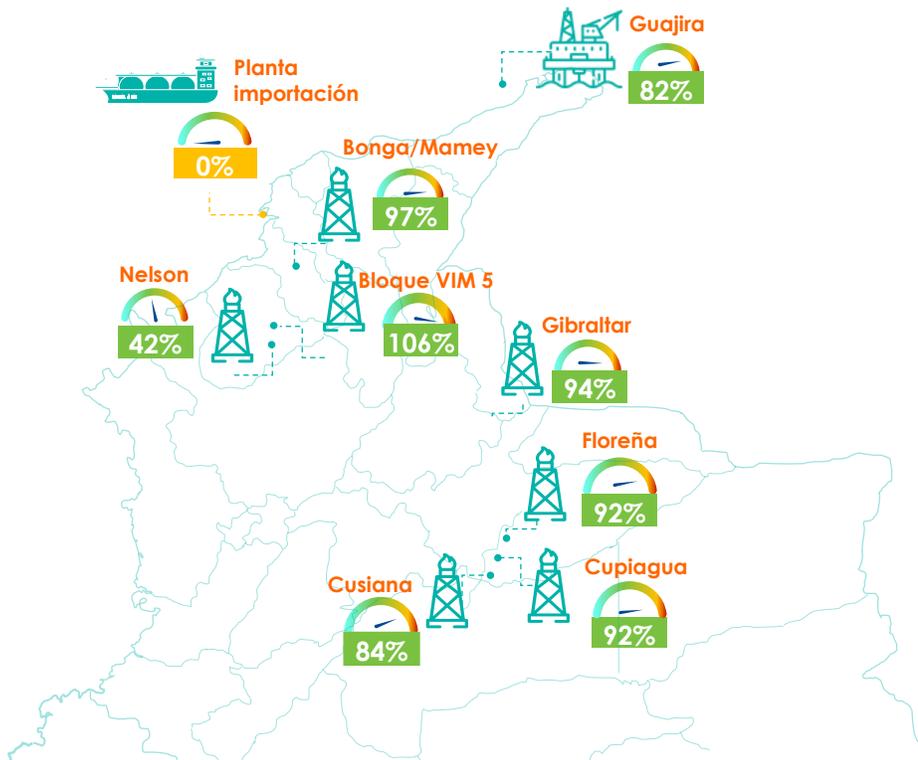
* Información tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 20 de diciembre de 2022. Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

** 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, Claxón, Pandereta y Oboe.

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

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



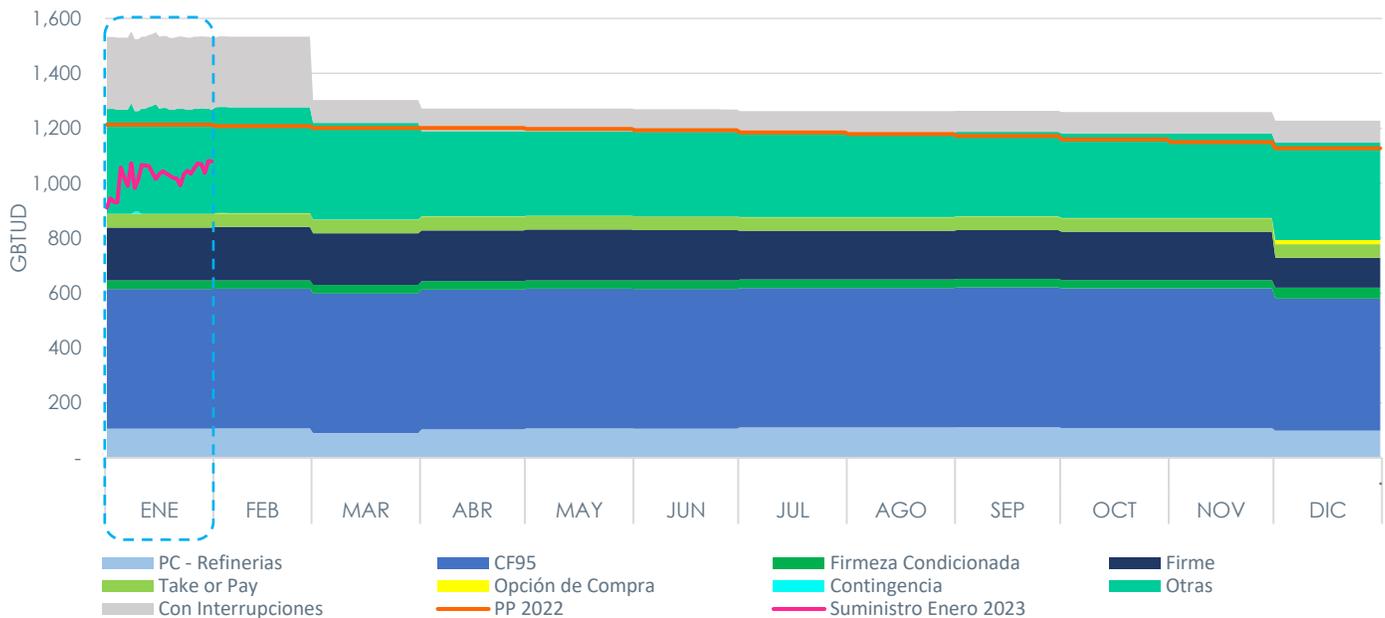
La relación de suministro en el mes de diciembre versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **84%**.

Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el año **2023** en el mercado primario bajo las diferentes modalidades de contratos.
- ii) La variación de suministro de energía en el sistema durante el presente año.
- iii) Los referentes de Potencial de Producción y capacidad de la planta de importación de gas natural.

Se resalta para el mes de enero que la contratación¹ respaldada con firmeza representó 785 GBTUD, mientras la modalidad “**Con interrupciones**” registró 262 GBTUD. El **suministro² promedio** del mes fue de **1,025 GBTUD**, con oscilaciones entre **911 GBTUD (min.)** y **1,081 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observa que las cantidades del suministro se ubicaron por debajo del potencial de producción PP de 1,213 GBTUD (**línea naranja**).



VARIABLE (en GBTUD)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1,213	1,208	1,201	1,201	1,197	1,193	1,185	1,179	1,172	1,159	1,150	1,127
Suministro Min.	911											
Suministro Prom.	1,025											
Suministro Máx.	1,081											
Producción comprometida por Refinerías	106	107	90	104	107	106	110	110	112	108	108	99
Garantía Firmeza*	785	784	777	774	774	773	767	767	767	765	765	694
Otras**	383	386	353	311	308	308	308	308	308	308	308	354
Con Interrupciones	262	257	84	83	83	82	77	77	77	77	77	81

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

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

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 Incluye producción de gas natural en campos nacionales, inyectado al SNT y a través de gasoductos dedicados, gas natural comprimido, y 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>).

* 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 enero

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
		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)
Interior	Cusiana	2	N.D.	184	\$ 4.72			9	\$ 4.15					8	\$ 4.80			203
	Cupiagua			189	\$ 4.94			7	\$ 4.15					10	\$ 4.47			206
	Cupiagua Sur			11	\$ 5.55			14	\$ 4.15	1	N.D.							26
	Floreña	55	\$ 3.69			12	N.D.							3	\$ 3.83			70
	Gibraltar					33	N.D.											33
	Otros Interior ²	9	\$ 3.42	15	\$ 5.87									19	\$ 5.04			43
Costa	Ballena			9	\$ 5.50									8	\$ 5.90			17
	Chuchupa	2	N.D.	44	\$ 6.08									4	\$ 8.05	0.05	\$ 5.80	50
	Bloque VIM 5 ³	76	\$ 5.04									89	\$ 4.94	30	\$ 7.33			195
	Bonga Mamey			36	\$ 4.69									144	\$ 4.20			180
	B. Esperanza PE ⁴	20	\$ 4.54	5	\$ 6.20							80	N.D.	5	N.D.			110
	Bullerengue	15	N.D.	16	\$ 5.15									6	\$ 6.12	0.05	\$ 6.20	37
	Otros Costa ⁵	1	\$ 6.65									214	\$ 8.23	3	\$ 5.21			218
	Otros C. Aislados ⁶	9	\$ 2.64			4	N.D.							14	\$ 2.67			27
	Otros C. Aislados- MM ⁷	5	\$ 4.57					2	\$ 2.85					7	\$ 1.43			14
Total	194	\$ 4.46	509	\$ 5.01	49	\$ 5.36	32	\$ 4.07	1	N.D.	383	\$ 7.42	262	\$ 4.66	0.1	\$ 6.00	1430	
Total (%)	13.6%		35.6%		3.4%		2.2%		0.1%		26.8%		18.3%		0.1%		100%	

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

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

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

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

⁵ Otros Costa: Arrecife, Bloque VIM 21, Guama, La Creciente, Merecumbe y Toronja.

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.

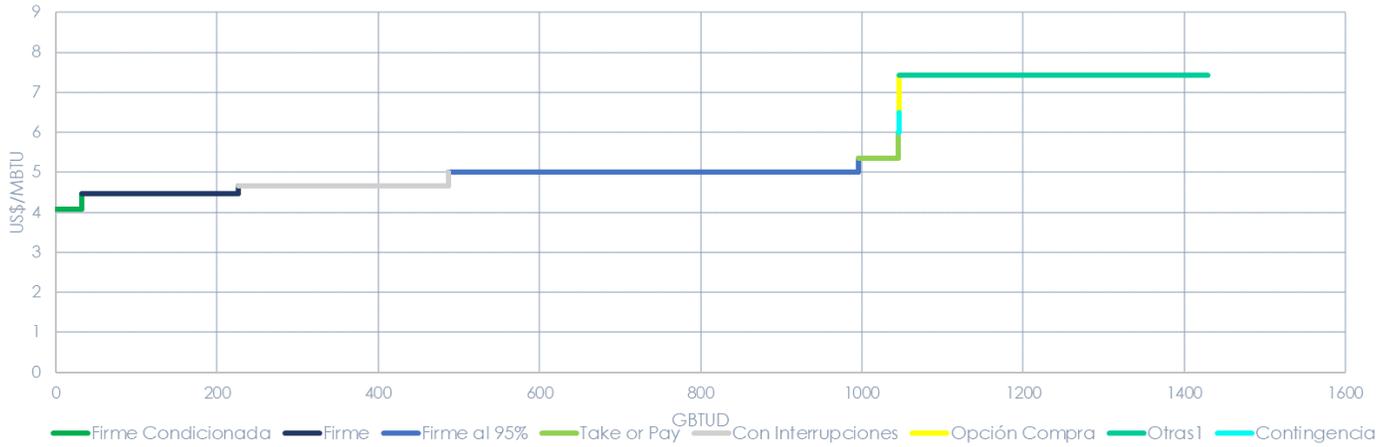
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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.

Al cierre de enero se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,430 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (509 GBTUD), **ii)** Firme (194 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (262 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **67.4%** del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Opción de compra y Contingencia, con 1 GBTUD y .1 GBTUD respectivamente. 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 por modalidad



*Precios promedio ponderado por modalidad de todas las fuentes de suministro

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado primario refleja que el producto Firmeza Condicionada presenta el valor más bajo con 4.07 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Otras" representa el valor más alto con 7.42 USD/MBTU. Las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95, que como se mencionó anteriormente abarcan un 67.4% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.46 USD/MBTU y 5.01 USD/MBTU.

II. TRANSPORTE

La siguiente tabla sintetiza: **i)** el nivel de 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).

REGIÓN	No	Tramo*	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad Disponible Primaria CDP (KPCD) ***	CDP/ CMMMP	Pareja de cargos 80-20** (Moneda Vigente/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	11	282,600	275,055	6,045	2%	\$ 985.73	77,615	101,703	110,578
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	8	723,703	708,045	14,158	2%	\$ 1,534.46	33,047	59,629	88,895
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	8	698,003	688,235	5,468	1%	\$ 1,313.92	95,645	136,956	161,466
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	177,497	27,012	13%	\$ 173.63	128,450	135,662	152,393
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	2	285,945	281,549	296	0%	\$ 2,200.16	97,730	165,153	197,372
	6	JOBO-SINCELEJO	8	191,745	188,534	611	0%	\$ 2,318.79	78,711	128,438	148,465
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	92,000	87,876	2,624	3%	\$ 947.60	22,310	34,976	36,439
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	8,850	5,093	37%	\$ 4,512.39	122	728	938
	9	APIAY-OCOA	7	22,020	16,425	5,595	25%	\$ 0.51	4,307	10,089	14,932
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	0	0%	\$ 1.00	145	151	152
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	4	148,000	57,256	90,744	61%	\$ 0.66	33,709	60,034	99,965
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	11	260,000	68,967	183,033	70%	\$ 1.37	4,845	14,618	26,536
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	4	37,361	37,361	0	0%	\$ 8,215.56	23,372	27,359	31,203
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333,000	113,264	217,049	65%	\$ 0.41	37,316	98,719	139,149
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	2	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,393.93	2,696	4,414	5,146
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12,015	4,455	7,560	63%	\$ 6,161.13	3,294	4,067	4,621
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	215,000	0	0%	\$ 0.49	70,449	139,296	160,567
	18	CUSIANA-APIAY	10	64,159	53,871	9,288	14%	\$ 0.69	17,451	29,777	37,951
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	18	470,000	452,541	7,537	2%	\$ 0.09	304,595	386,890	442,688
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	16	472,500	452,541	10,037	2%	\$ 0.73	302,992	385,358	441,269
	21	FLANDES-GUANDO	1	10,738	1,250	9,488	88%	\$ 2,026.59	1,040	1,235	1,318
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 4,001.56	1,179	1,432	1,934
	23	FLOREÑA-YOPAL	5	16,161	14,576	1,585	10%	\$ 983.50	10,546	12,414	14,278
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	10,167	53,577	84%	\$ 0.95	7,098	12,312	14,647
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	4	49,920	47,044	2,354	5%	\$ 11,654.29	30,017	35,834	38,179
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	12,910	9,767	3,143	24%	\$ 2.03	7,508	9,062	9,353
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 10,327.06	830	917	986
	28	LA BELLEZA-COGUA	5	223,500	218,853	4,647	2%	\$ 0.26	72,696	141,914	163,281
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	12	300,548	278,861	17,029	6%	\$ 0.48	225,454	241,314	278,519
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	7	21,953	15,353	6,600	30%	\$ 1.04	12,860	15,925	16,939
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	116,782	50,070	30%	\$ 0.80	48,500	86,876	127,626
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 29,730.18	249	334	384
	33	PEREIRA-ARMENIA	5	158,000	79,856	78,144	49%	\$ 0.28	39,187	69,977	109,562
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 9,553.44	826	3,369	4,098
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,901	736	16%	\$ 6,581.56	2,757	3,421	3,976
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	66,783	10,619	14%	\$ 6,006.26	25,844	51,359	58,338
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349,000	168,435	177,878	51%	\$ 0.18	57,221	119,575	158,971
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	235	125	35%	\$ 23,045.70	126	196	214
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	141,901	48,791	25%	\$ 0.33	66,040	108,170	150,838
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,080	6,756	57%	\$ 0.51	4,927	5,345	5,779
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 327.28	28,563	43,970	49,167

N.D.: Información no disponible

Notas: En color **rosado** se resaltan los tramos que reportan flujo y contraflujo, en color **naranja** se resaltan los valores en USD. 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. Dólares constantes de diciembre de 2021.

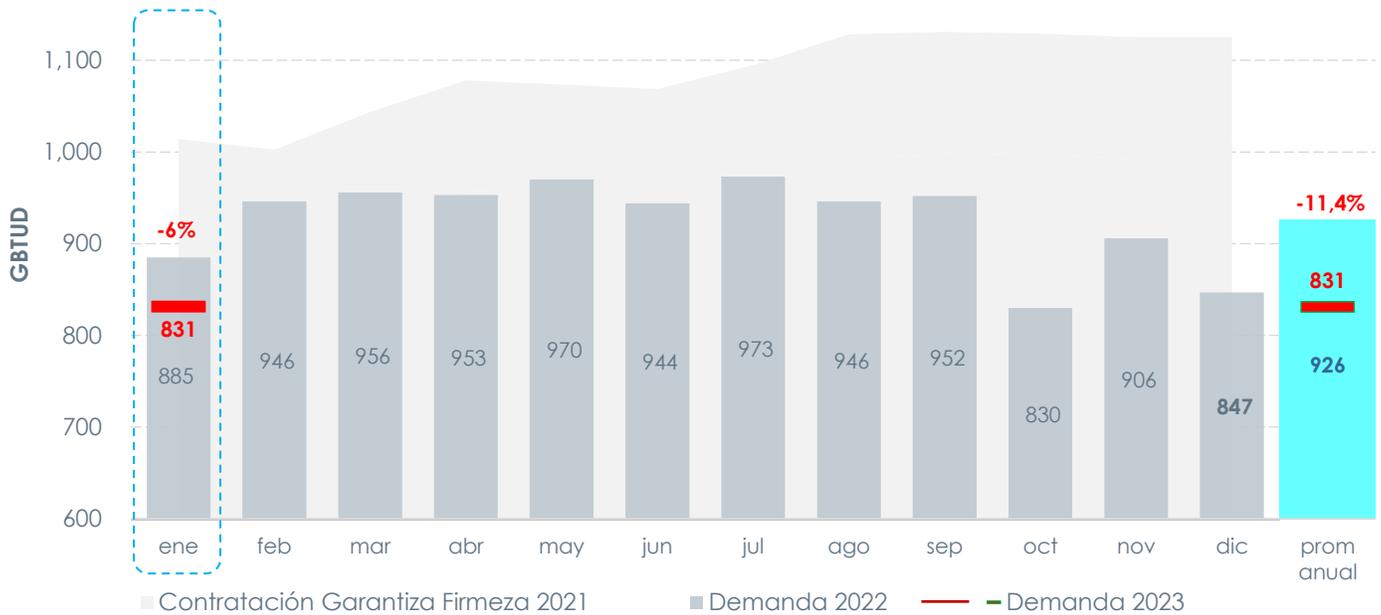
*** Se incluye la contratación de todas las modalidades y la capacidad para transportar gas natural de estaciones de compresión.

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

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de enero se observa una demanda promedio de 831 GBTUD, esto es **6% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2022 que se situó en 885 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2023 es de **831** GBTUD, estando por debajo un 11.4% al promedio anual del 2022 (926 GBTUD).



Fuente: SEGAS.

Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2023 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2022 (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.

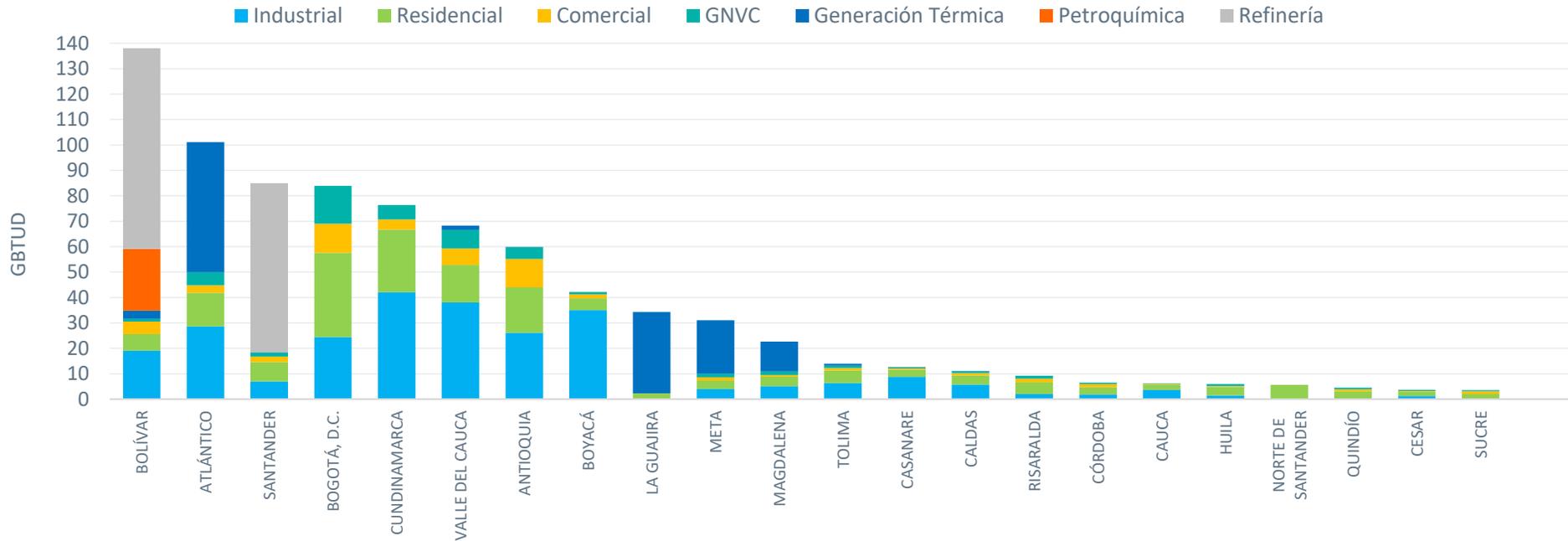
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en enero la demanda **térmica** fue **75 GBTUD inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2022; por su parte, la demanda **No térmica aumentó** en 21 GBTUD.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2022	197 / 688	229 / 718	230 / 726	210 / 743	215 / 755	206 / 738	234 / 739	189 / 757	187 / 765	136 / 694	168 / 738	126 / 721
2023	122 / 709											

 Térmica
  No Térmica

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



	Residencial	6,5	13,2	7,5	33,1	24,6	14,7	17,8	4,6	2,2	3,2	3,7	5,0	2,8	3,6	4,6	2,8	1,9	3,3	5,7	2,7	1,7	1,7	167
	Comercial	4,9	2,9	2,2	11,4	4,0	6,5	11,2	1,6	0,0	1,4	0,7	1,0	0,5	1,0	1,5	1,3	0,3	0,3	0,0	0,8	0,3	1,2	55
	Industrial	19,1	28,6	7,0	24,5	42,1	38,0	26,2	35,0	0,0	4,0	5,1	6,4	8,8	5,8	2,0	1,9	3,7	1,5	0,0	0,3	1,2	0,2	261
	GNVC	1,1	5,2	1,6	14,9	5,7	7,3	4,6	0,9	0,0	1,4	1,3	0,9	0,5	0,7	1,1	0,6	0,3	0,8	0,0	0,7	0,4	0,5	50
	Generación Térmica	3,2	51,2	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	32,0	21,1	11,8	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	122
	Refinería	78,8	0,0	66,6	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	145
	Petroquímica	24,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24
	Compresoras	0,1	0,0	1,8	0,0	0,2	0,0	0,2	3,1	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	6
	TOTAL	138	101	87	84	77	68	60	45	34	31	23	14	13	11	9	7	6	6	6	5	4	4	831

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 enero de 2023 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 261 GBTUD en promedio, de los cuales 206 GBTUD corresponden a la región Interior y 55 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 167 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 137 GBTUD respecto a la costa con 30 GBTUD.



	Costa	Interior	Total Nacional	% Segmento
Generación Térmica	98	24	122	15%
Industrial	55	206	261	31%
Residencial	30	137	167	20%
Refinería	79	67	145	17%
GNVC	9	42	51	6%
Comercial	11	44	55	7%
Petroquímica	24	0	24	3%
Compresoras SNT	0	6	6	1%

Fuente: 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 enero de 2023, con respecto a diciembre de 2022 se observa un aumento del consumo del sector de refinería principalmente en la región de la Costa. Y a su vez, una disminución del consumo en los sectores de consumo residencial, GNV e industrial asociado a la temporada vacacional de inicio de año.

TIPO DE USUARIO		Agosto 22		Septiembre 22		Octubre 22		Noviembre 22		Diciembre 22		Enero 23	
		UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
Comercial	Costa	0	11	0	11	0	10	0	10	0	10	0	11
	Interior	0	47	0	48	0	47	0	47	0	46	0	44
Generación Térmica	Costa	130	0	136	0	102	0	101	0	98	0	98	0
	Interior	59	0	51	0	34	0	67	0	28	0	24	0
GNVC	Costa	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0
	Interior	46	1	47	1	45	1	45	1	45	0	42	0
Industrial	Costa	49	4	49	5	48	4	49	4	49	4	51	4
	Interior	201	25	197	25	170	25	197	26	192	25	183	24
Petroquímica	Costa	24	0	23	0	22	0	24	0	25	0	24	0
	Interior	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
Refinería	Costa	68	0	71	0	52	0	54	0	57	0	79	0
	Interior	83	0	89	0	77	0	83	0	76	0	67	0
Residencial	Costa	0	34	0	34	0	33	0	34	0	34	0	30
	Interior	0	146	0	147	0	145	0	147	0	143	0	137
Compresoras SNT	Costa	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0
	Interior	8	0	7	0	5	0	7	0	5	0	6	0
Subtotal UR/UNR		Agosto 22		Septiembre 22		Octubre 22		Noviembre 22		Diciembre 22		Enero 23	
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa	280	49	289	49	234	47	237	49	238	48	261	45
Interior	398	219	392	222	331	218	399	221	347	214	320	205	
TOTAL		946		952		830		906		847		831	

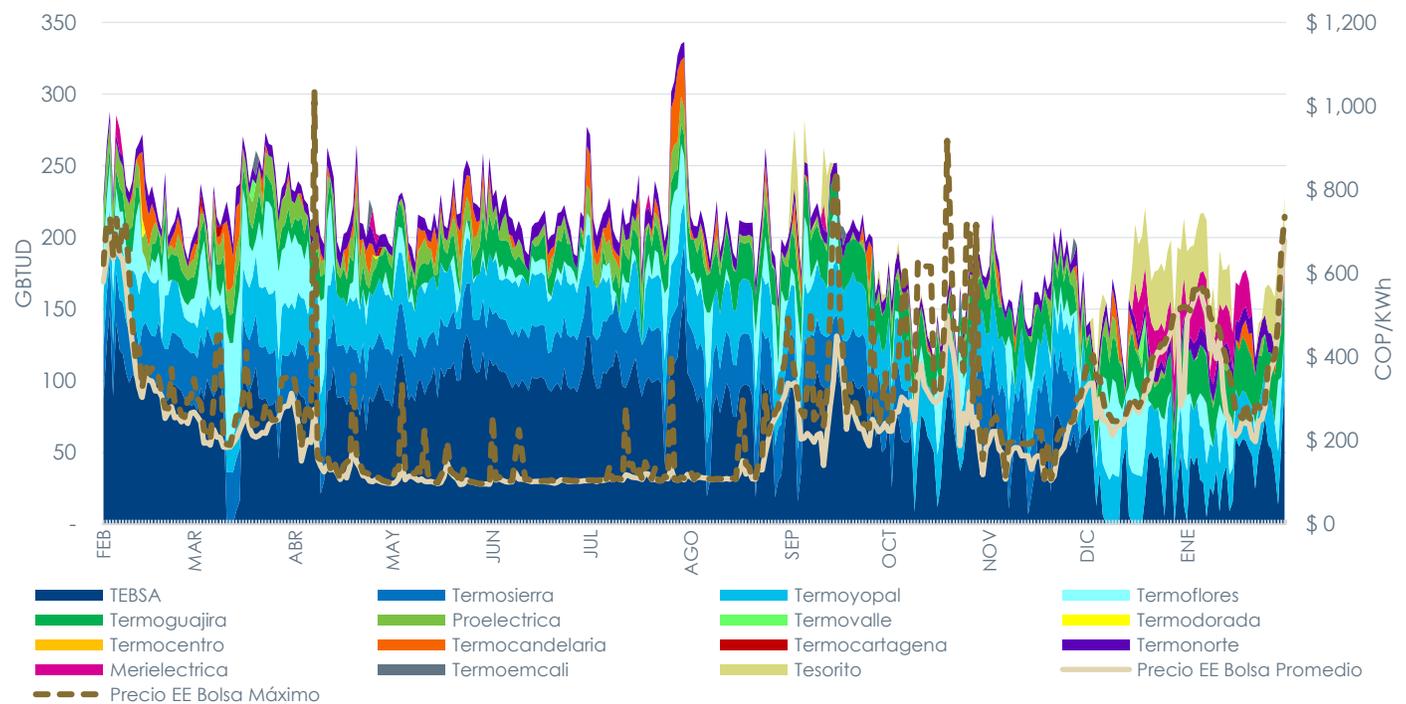
Fuente: SEGAS. / Cifras en GBTUD.

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 programa 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 enero fue en promedio 174 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



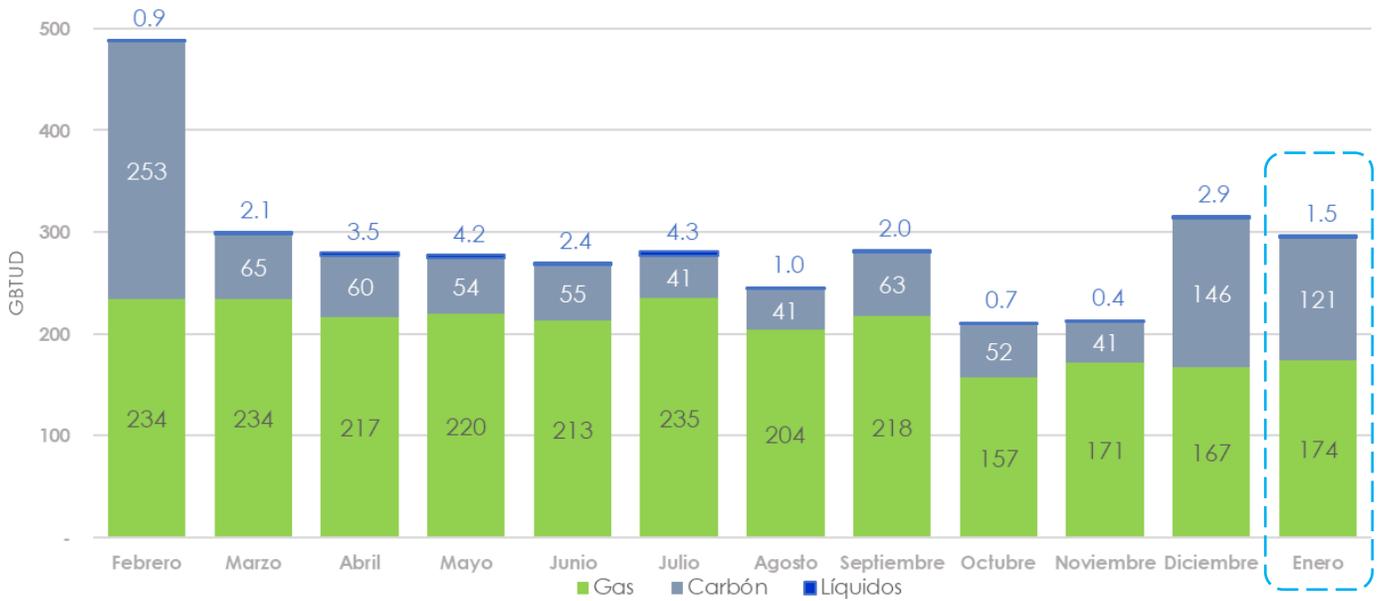
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de enero las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 116 GBTUD y 228 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (40 GBTUD), Termoyopal (34 GBTUD), Termoguajira (32 GBTUD), y TermoTesorito (23 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 enero el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 174 GBTUD¹ que representó el 58.8% del total, carbón con 121 GBTUD (40.7%) y los combustibles líquidos consumieron 1.5 GBTUD (0.5%).

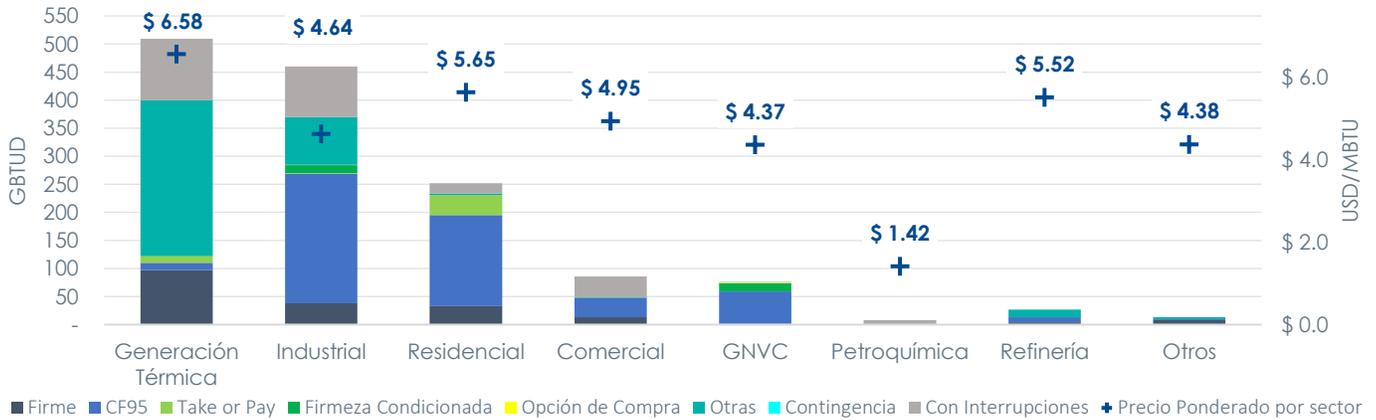
¹ Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.



Fuente: SEGAS, XM.

Contratación vigente en enero 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, esta información es reportada por los compradores del mercado primario (comercializadores y usuarios no regulados).



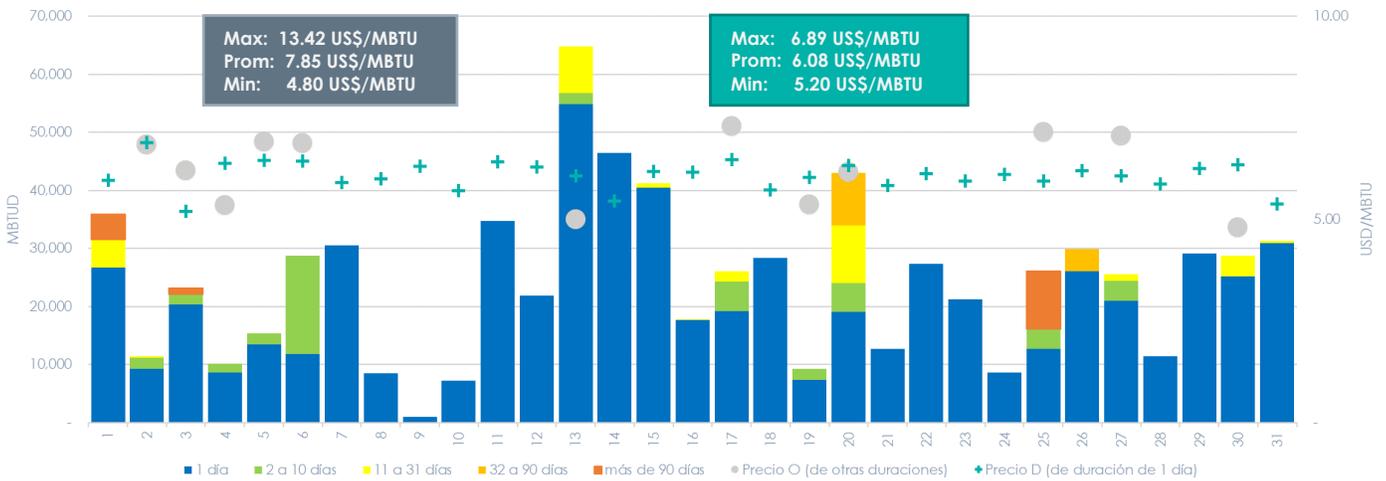
La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector petroquímico solamente registra contratación "Con interrupciones". Los sectores residencial y gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición en la 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 registro contratos en modalidades Firme y "Otras".

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de enero registró 314 operaciones, la mayoría negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día** las más transadas (262). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 5.20 USD/MBTU (enero 3) y 6.89 USD/MBTU (enero 2) para las transacciones de duración de **1 día**.

Transacciones mercado secundario enero– Suministro



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.

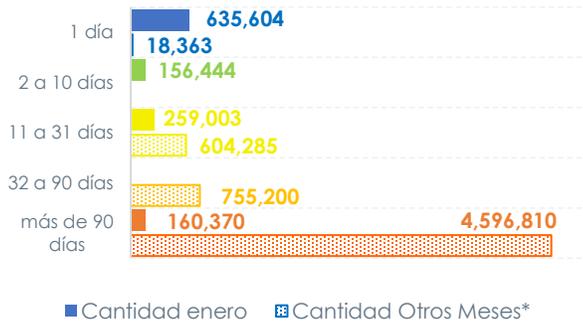
El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 6.03 USD/MBTU.

Número de operaciones en enero – Suministro

Duración contrato	Día del mes																															TOTAL	Promedio mes (USD/MBTU)
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
1 día	10	4	10	5	7	6	14	5	1	3	6	6	13	8	9	6	10	9	7	10	7	9	11	5	9	15	12	6	13	15	11	262	\$6.03
2 a 10 días		1	1	1	1	2							1			3		1	3						2		2					18	\$6.92
11 a 31 días	9	2											1		3	1	1			2									2	2	24	\$6.84	
32 a 90 días																				2						2						4	\$5.28
más de 90 días	3		1																						2							6	\$5.85
TOTAL	22	7	12	6	8	8	14	5	1	3	6	6	15	8	12	7	14	9	8	17	7	9	11	5	13	17	15	6	13	17	13	314	\$6.10

El mercado secundario se caracteriza por un dinamismo en transacciones de corto plazo, es así como las negociaciones de duración de **1 día** que representan el 83.4% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 1 de enero con 22 transacciones equivalentes al 7.0% del total realizadas durante el mes negociados a través de negociación directa y registrados en los términos de la Resolución CREG 186/2020.

Energía asociada a las transacciones realizadas en enero – 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 **52.5% (635,604 MBTU)** del volumen total transado ejecutado en enero (**1,211,421 MBTU**). Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registra los mayores volúmenes transados (**4,757,180 MBTU**).

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **16.9%** de las cantidades negociadas.

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

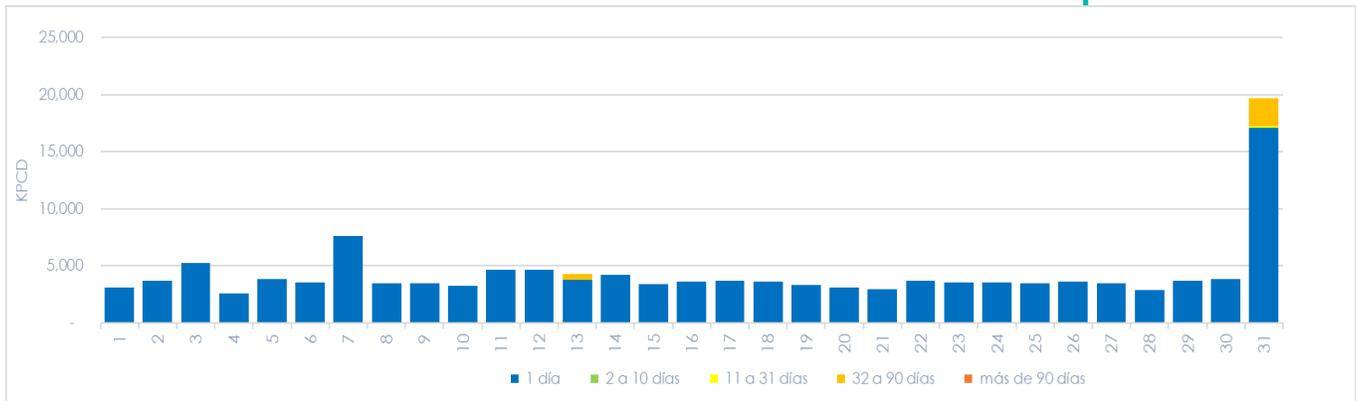
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 233,200 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 716,190 MBTUD equivalente al 94.5% del total de las cantidades negociadas, la modalidad **“Con interrupciones”** registró 41,700 MBTUD, equivalente al 5.4%, la modalidad **“Firmeza Condicionada”** registró 143 MBTUD, equivalente al 0.1%, de las cantidades transadas. MAMONAL (80) es el punto de entrega con más transacciones registradas seguido por TUCURINCA (77), BALLENA (65) y BARRANCABERMEJA (32). Los puntos No SNT registraron 24 operaciones.



Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes registró 303 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las únicas transadas (300).

Transacciones mercado secundario enero – Transporte

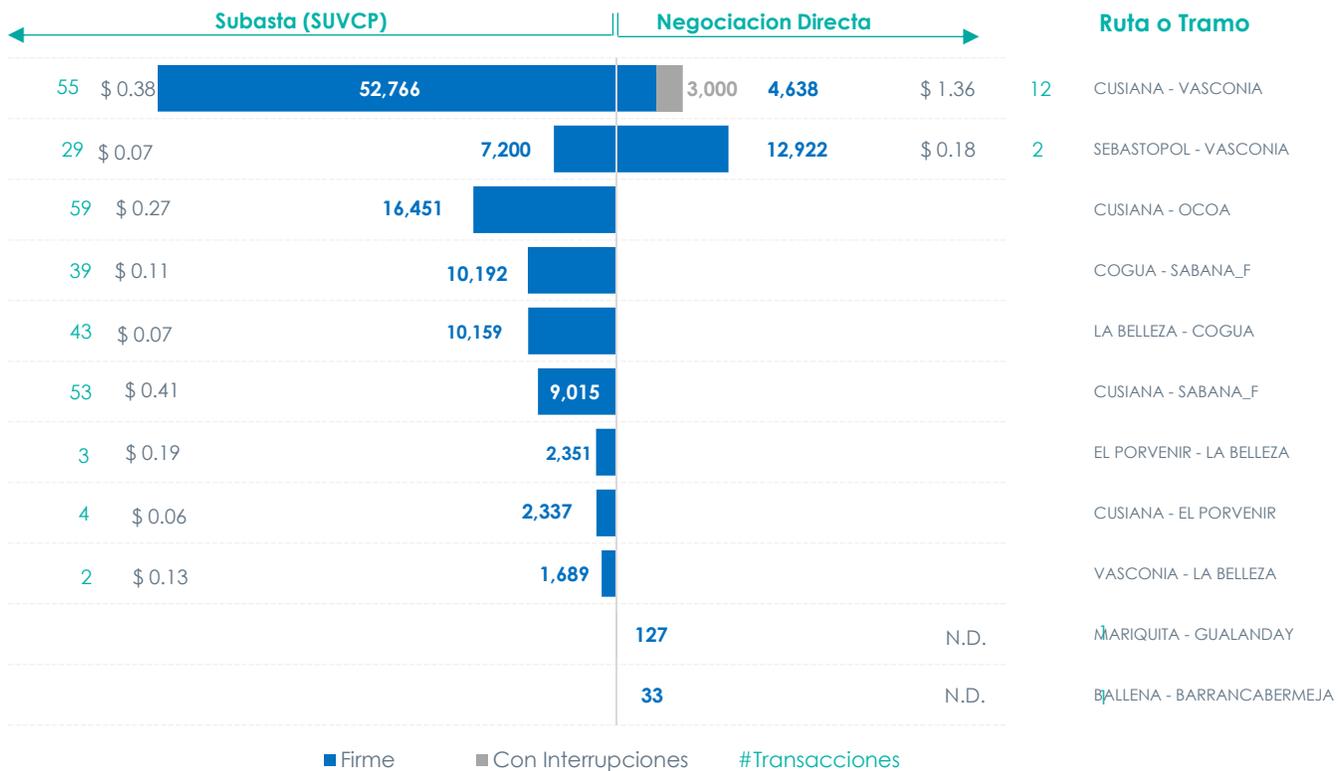


Número de operaciones en enero – Transporte

Duración contrato	Día del mes																															TOTAL		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31			
1 día	5	6	13	7	9	8	9	6	8	8	9	11	11	8	9	10	12	11	11	10	11	11	11	10	11	10	11	11	11	11	11	11	11	300
2 a 10 días																																		-
11 a 31 días																																	1	1
32 a 90 días													1																			1	2	
más de 90 días																																		-
TOTAL	5	6	13	7	9	8	9	6	8	8	9	11	12	8	9	10	12	11	11	10	11	11	11	10	11	10	11	11	11	11	13	303		

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 4,286 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fue el 3 y 31 de enero con 13 transacciones cada uno, equivalentes al 8.5% del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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



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

Del total de transacciones, 287 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 16 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que para este mes se transó baja capacidad de transporte por medio de negociación directa (15.6% del total del mes); también se destaca el tramo CUSIANA - VASCONIA para el cual se transó 60,404 KPCD su mayoría en modalidad **Firme**. Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - VASCONIA con 67 transacciones (55 asignadas por subasta SUVCP y 12 mediante negociación directa), CUSIANA - OCOA con 59 transacciones (asignadas por subasta SUVCP). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en la mayoría de 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).

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

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 SNT	Firme		Con Interrupciones		Take or pay		Firmeza Condicionada		Opción de Compra		Contingencia		Total
		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)
Interior	Cusiana	92.6	\$ 5.61	25.6	\$ 4.83			5.6	\$ 4.92	1.0	N.D.	1.0	N.D.	125.6
	Barranca	2.2	\$ 5.97	25.3	\$ 5.27							1.0	N.D.	28.4
	Vasconia	1.4	\$ 4.72	6.5	\$ 4.75									7.9
	Sebastopol	0.2	N.D.											0.2
	Gibraltar	3.2	\$ 4.99											3.2
	Caramelo	2.3	\$ 6.48	0.2	N.D.									2.5
	Mariquita	0.1	\$ 8.03											0.1
Costa	Jobo	0.1	\$ 5.21	80.0	N.D.									80.1
	Ballena	66.6	\$ 7.12	31.7	\$ 6.67			3.9	\$ 6.97			8.0	\$ 7.98	110.1
	Mamonal	29.5	\$ 5.61	21.7	\$ 6.29			18.5	\$ 6.93	14.3	\$ 7.41			84.0
	Bonga Mamey													-
	Tucurínca	15.3	\$ 5.20											15.3
	La Creciente													-
	Hocol	15.7	\$ 5.53	1.0	\$ 3.58									16.7
	Bullerengue	4.8	\$ 5.85	1.0	N.D.									5.8
	No SNT*	15.5	\$ 9.07	4.3	\$ 5.23									19.8
	Total general	249.2	\$ 6.20	197.3	\$ 6.63	0	0	28.0	\$ 6.53	15.3	\$ 6.99	9.9	\$ 7.93	499.7
Total (%)		49.9%		39.5%		0.0%		5.6%		3.1%		2.0%		

*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.

Curva de precios por modalidad



*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 “Firme” presenta el valor más bajo con 6.20 USD/MBTU, mientras que la modalidad Contingencia representa el valor más alto sobre los 7.93 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 89.3% de la contratación total nacional agregando 446 GBTUD vigentes en el mercado secundario para el mes.

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. OFERTA. Suministro por Fuente.

La información del Potencial de Producción es tomada de las publicaciones del Ministerio de Minas y Energía, mediante resoluciones 00841, 00940, 01023, 01240, 01394, 01475, 01553, 01684, 01834, 01944 de 2022.

Sección I. OFERTA. 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 petroquímico es complementada con reportes de energía tomada para los puntos de salida: Amocar (Amoniacos del Caribe) y Amocar Materia Prima.

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 Oferta y Demanda.

La información de Oferta 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