



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

ENERO 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. 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 9,99% (123 GBTUD) respecto del mes de diciembre de 2023 (1,255 GBTUD), ubicándose en 1,132 GBTUD en enero de 2024. En cuanto a precios del mercado primario, las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95 que abarcan un 59.12% de la contratación total nacional vigente, y se enmarcan en un rango de precios entre 4.94 USD/MBTU y 5.75 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** Los tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP son: Ballena-La Mami, Barranquilla-Cartagena, Cartagena-Mamonal, Cartagena-Sincelejo, Jobo-Sincelejo, La Creciente-Sincelejo, Apiay-Usme, Cogua-Sabana_F, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, Gibraltar-Bucaramanga, La Belleza-Cogua, Mariquita-Gualanday, Mariquita-Pereira, Guando-Fusagasugá, Pradera-Popayán, Vasconia-Mariquita, Yumbo/Cali-Cali, La Mami-Ballena, Cartagena-Barranquilla, Barranquilla-La Mami, Sincelejo-Cartagena, Jobo-Sincelejo y La Belleza-Vasconia.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en enero de 2024 fue de 1,004 GBTUD, disminuyendo un 7% por debajo de la demanda registrada en el mes de diciembre de 2023 (1,079 GBTUD), explicado principalmente por una disminución en los consumos principalmente de generación térmica, industrial, Petroquímica y leves disminuciones en la demanda esencial.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario presentaron un decrecimiento de 32.26% al pasar de 561 en diciembre de 2023 a 380 en enero de 2024; las negociaciones de transporte disminuyeron un 12.28%, pasando de 342 en diciembre de 2023 a 300 en enero de 2024. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en diciembre, la modalidad "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con \$6.82 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con interrupciones" representa el valor más alto sobre los \$9.98 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	279	278	0	278	99%
Cupiagua	236	151	0	151	64%
Guajira (Chuchupa/Ballena)	119	94	0	94	79%
Floreña	73	12	56	68	93%
Nelson	22	18	2	20	91%
Bloque VIM 5***	136	75	24	99	73%
Gibraltar	41	40	0	40	97%
Bonga/Mamey	36	35	0	35	97%
Otras Fuentes	185	96	43	139	75%
Potencial Producción Nacional	1,127	797	125	922	82%
Planta Regasificación Cartagena ****	400	209	0	209	52%
Total	1,527	1,006	125	1,132	

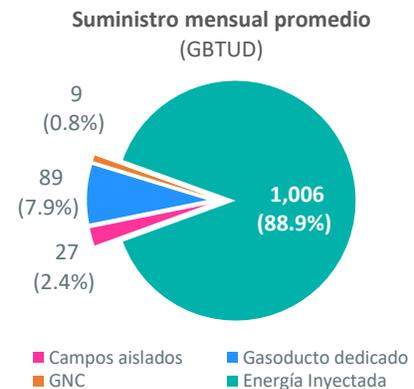
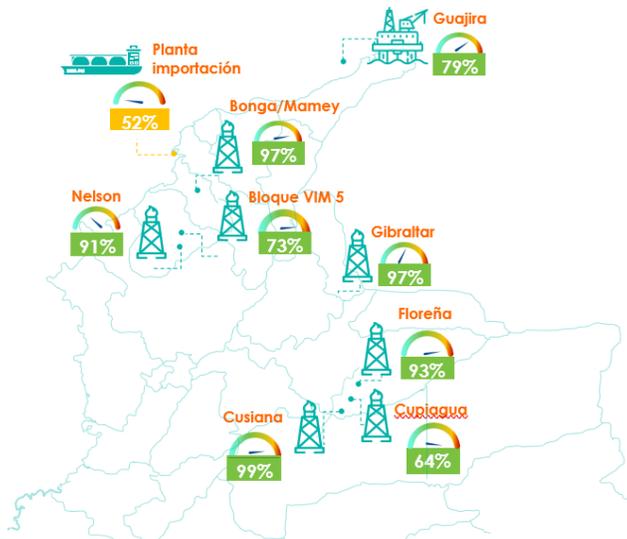
Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

* 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 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 enero versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **82%**.

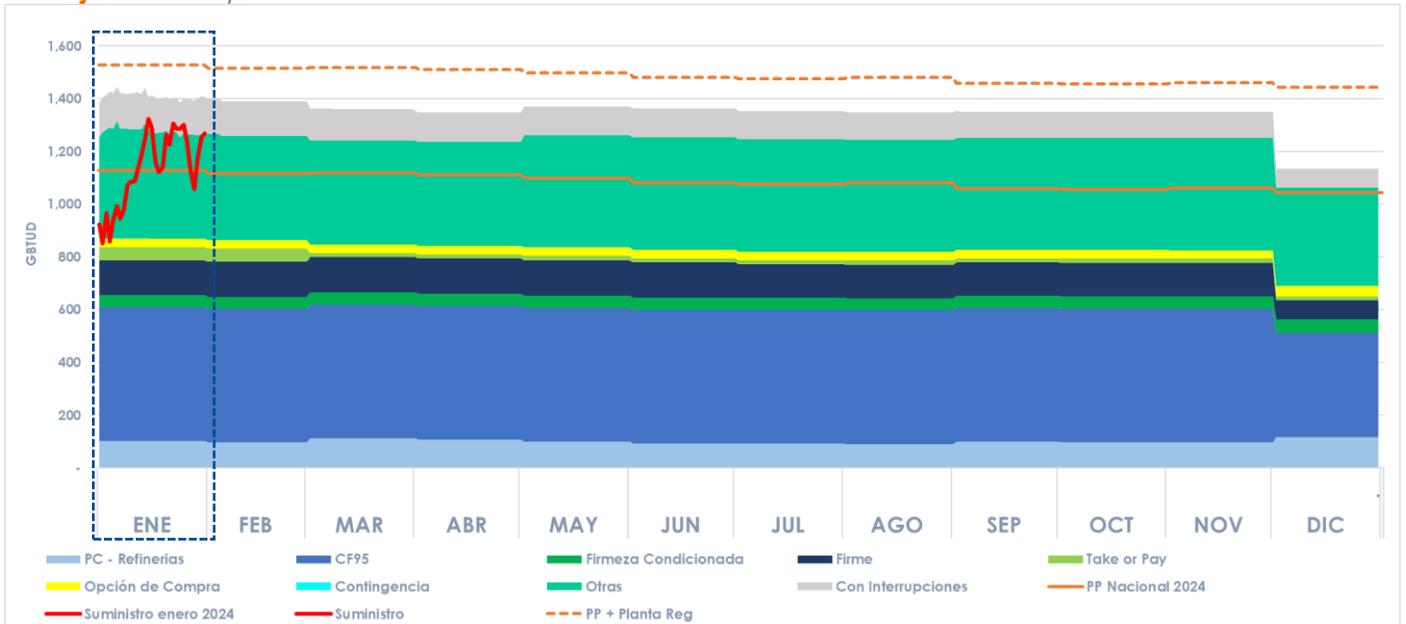
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

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.
- 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 769 GBTUD, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró 134 GBTUD. El **suministro² promedio** del mes fue de **1,132 GBTUD**, con oscilaciones entre **850 GBTUD (min.)** y **1,322 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observa que las cantidades del suministro promedio se ubicaron por encima del potencial de producción PP³ nacional (**línea naranja continua**).



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											
Suministro Prom.	1,132											
Suministro Máx.	1,322											
Producción comprometida por Refinerías	101	95	111	106	99	91	91	90	98	97	96	117
Garantía Firmeza*	769	768	735	736	736	736	729	729	729	729	729	573
Otras**	407	397	395	395	425	425	425	425	425	425	425	373
Con Interrupciones	134	131	118	111	110	110	108	105	99	99	99	72

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>).

3 Información 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 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			158	\$ 5.09			22	\$ 4.74	21.1	\$ 6.96							201
	Cupiagua			202	\$ 4.97			1	N.D.					2	N.D.			205
	Cupiagua Sur			6	\$ 5.07			24	\$ 4.20	11	\$ 6.96							41
	Floreña	56	\$ 3.88				12	N.D.						1	\$ 4.32			69
	Gibraltar						33	N.D.										33
Costa	Otros Interior ²	1	\$ 1.70	13	\$ 5.73							12	\$ 7.76	30	\$ 5.64			55
	Ballena			8	\$ 5.53													8
	Chuchupa	2	N.D.	38	\$ 6.16									5	N.D.	0.4	8.5	45
	Bloque VIM 5 ³	52	\$ 5.28									95	\$ 8.82	40	\$ 7.78			187
	Bonga Mamey			35	\$ 4.54									18	N.D.			52
	B. Esperanza PE ⁴			9	\$ 7.60								80	N.D.	5	N.D.		94
	Bullerengue			36	\$ 6.75											0.2	N.D.	36
	Otros Costa ⁵	15	\$ 8.86	0.01	N.D.								220	\$ 7.92	5	N.D.		240
	Otros C. Aislados ⁶	5	\$ 1.91	2	N.D.	4	N.D.							22	\$ 4.33			32
	Otros C. Aislados- MM ⁷	4	\$ 4.87											7	\$ 1.68			11
Total	134	\$ 4.94	507	\$ 5.27	49	\$ 4.27	47	\$ 4.45	32	\$ 6.96	407	\$ 8.14	134	\$ 5.75	0.6	\$ 8.33	1309	
Total (%)	10.2%		38.7%		3.7%		3.6%		2.5%		31.1%		10.2%		0.0%		100%	

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, 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.

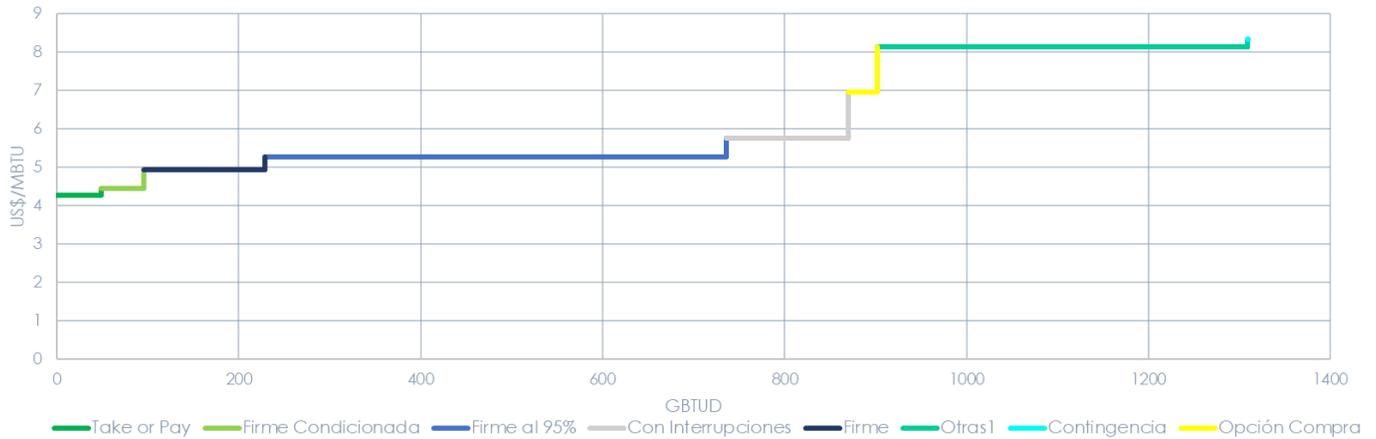
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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.

Al cierre de enero se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,309 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (507 GBTUD), **ii)** Firme (134 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (134 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **59.12%** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación es Contingencia con 0.6 GBTUD. 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 “Take or Pay” presenta el valor más bajo con 4.27 USD/MBTU, mientras que la modalidad Contingencia representa el valor más alto con 8.33 USD/MBTU. Las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95, que como se mencionó anteriormente abarcan un 59.12% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.94 USD/MBTU y 5.75 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).

TRAMOS EN FLUJO

REGIÓN	No	Tramo*	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMF (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad Disponible Primaria CDP (KPCD) ***	CDP/ CMMF	Pareja de cargos 80-20** (COP/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	13	256,600	236,609	18,491	7%	\$ 1,049.85	26,275	64,014	105,062
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	14	172,400	170,607	293	0%	\$ 1,116.35	55,252	291,485	480,440
	3	LA MAMI-BARRANQUILLA	13	230,000	202,661	24,339	11%	\$ 1,641.70	114,927	305,235	424,640
	4	CARTAGENA-MAMONAL	10	204,509	221,999	0	0%	\$ 184.13	109,974	124,890	134,971
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	12	18,100	20,100	0	0%	\$ 2,329.48	127,902	146,429	169,626
	6	SINCELEJO-JOBO	10	10,100	15,100	0	0%	\$ 2,438.97	98,797	120,932	145,309
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	10	92,000	104,690	0	0%	\$ 1,008.67	34,064	34,800	35,110
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	2,000	11,943	86%	\$ 4,512.47	0	510	1,241
	9	APIAY-OCOYA	8	24,175	14,609	9,566	40%	\$ 1,927.58	5,230	11,059	14,564
	10	APIAY-USME	3	18,197	17,177	1,020	6%	\$ 3,008.62	2,660	15,884	17,895
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	5	148,000	100,176	47,824	32%	\$ 2,701.29	8,600	56,407	91,375
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	12	260,000	148,753	103,247	40%	\$ 5,674.25	15,069	55,874	99,009
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	4	37,361	850	35,989	96%	\$ 8,615.09	21,961	28,473	32,202
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	9	203,000	99,883	103,117	51%	\$ 2,335.84	35,829	75,598	146,995
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,594.30	2,738	4,194	4,518
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	3,227	8,788	73%	\$ 6,463.21	2,971	3,680	4,137
	17	COGUA-SABANA_F	1	215,000	202,779	12,221	6%	\$ 2,003.37	68,113	113,815	145,180
	18	CUSIANA-APIAY	11	70,569	55,489	14,080	20%	\$ 2,778.12	30,774	43,112	49,539
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	20	470,000	478,294	0	0%	\$ 337.82	223,052	332,080	407,662
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	17	470,000	437,485	22,593	5%	\$ 3,862.44	221,388	330,351	405,875
	21	FLANDES-GUANDO	1	10,738	1,250	9,488	88%	\$ 2,026.60	996	1,141	1,253
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 4,299.73	1,066	1,302	1,624
	23	FLOREÑA-YOPAL	5	16,161	12,101	4,060	25%	\$ 1,955.96	11,364	13,472	15,132
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	4,003	59,741	94%	\$ 3,785.07	9,287	11,862	14,942
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	4	49,920	48,406	992	2%	\$ 12,347.85	21,886	36,248	38,046
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	11,000	9,771	1,229	11%	\$ 20,608.30	6,651	8,355	9,384
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 11,017.38	747	878	985
	28	LA BELLEZA-COGUA	6	218,331	204,282	14,049	6%	\$ 1,340.89	70,679	116,729	148,159
	29	VASCONIA-LA BELLEZA	14	30,000	20,054	9,946	33%	\$ 2,032.98	99,417	192,983	282,073
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	6	15,000	15,137	0	0%	\$ 5,945.01	11,447	14,341	16,152
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	156,175	10,677	6%	\$ 3,336.44	47,198	82,054	116,581
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 31,443.80	259	353	609
	33	PEREIRA-ARMENIA	6	158,000	119,426	38,574	24%	\$ 1,176.42	37,982	67,314	100,802
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 10,062.04	1,668	3,172	4,191
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,990	647	14%	\$ 7,012.47	3,015	3,626	3,939
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	9	78,000	62,363	15,039	19%	\$ 6,340.40	27,381	48,858	56,673
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	12	143,000	79,033	63,967	45%	\$ 986.37	25,753	87,622	168,344
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	238	122	34%	\$ 24,563.24	133	197	212
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	180,994	9,698	5%	\$ 1,949.17	65,030	103,761	138,800
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,500	6,336	54%	\$ 2,067.96	4,496	4,842	5,173
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 402.39	20,643	38,602	51,437

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	51,600	53,296	0	0%	\$ 1,049.85
	2	CARTAGENA-BARRANQUILLA	11	551,303	543,701	6,302	1%	\$ 1,116.35
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	10	468,003	459,759	6,944	1%	\$ 1,641.70
	4	SINCELEJO-CARTAGENA	11	267,845	265,269	0	0%	\$ 2,329.48
	5	JOBO-SINCELEJO	9	181,645	171,661	7,384	4%	\$ 2,438.97
INTERIOR	6	BARRANCABERMEJA-BALLENA	1	109,500	8,121	101,379	93%	
	7	BUCARAMANGA-BARRANCABERMEJA	3	37,361	30,875	5,964	16%	\$ 8,615.09
	8	SEBASTOPOL-BARRANCABERMEJA	5	130,000	77,918	49,395	38%	\$ 2,335.84
	9	LA BELLEZA-VASCONIA	11	271,723	266,578	487	0%	\$ 2,032.98
	10	VASCONIA-SEBASTOPOL	10	206,000	166,187	37,126	18%	\$ 986.37

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.

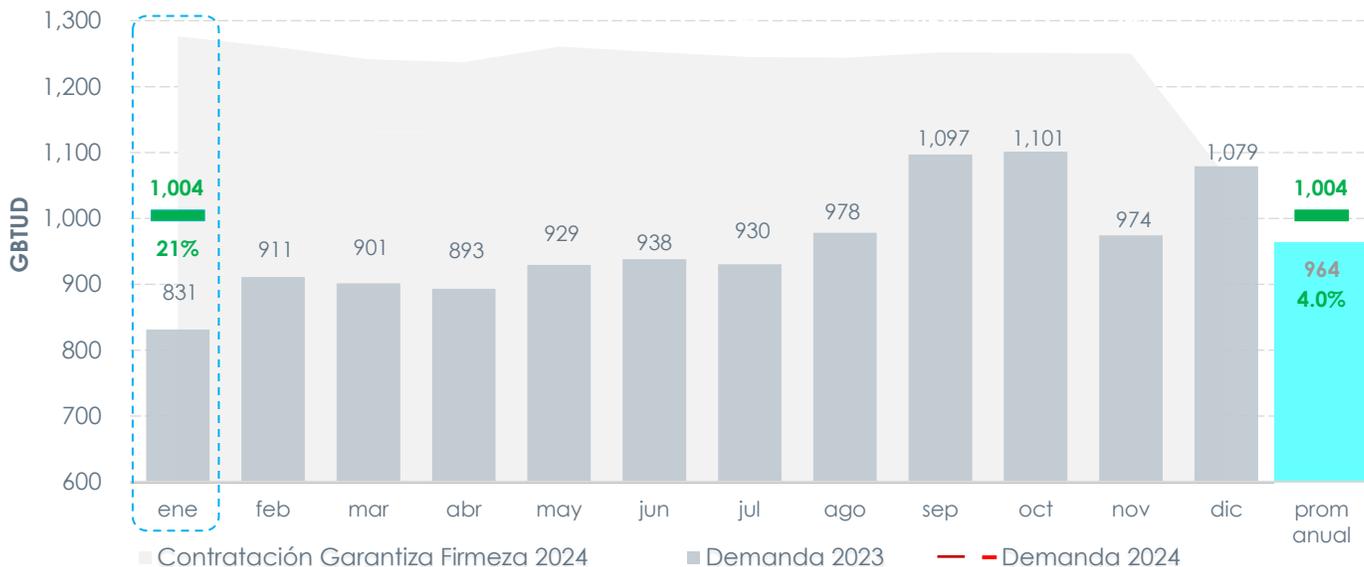
*** Se incluye la contratación de todas las modalidades y la capacidad para transportar gas natural de estaciones de compresión.

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

III. DEMANDA

Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de **enero** se observa una demanda promedio de **1004 GBTUD**, esto es **21% superior** a la energía entregada en el mismo mes del 2023 que se situó en 831 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2024 es de **1004 GBTUD**, estando por encima un 4% al promedio anual del 2023 (964 GBTUD).



Fuente: 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.

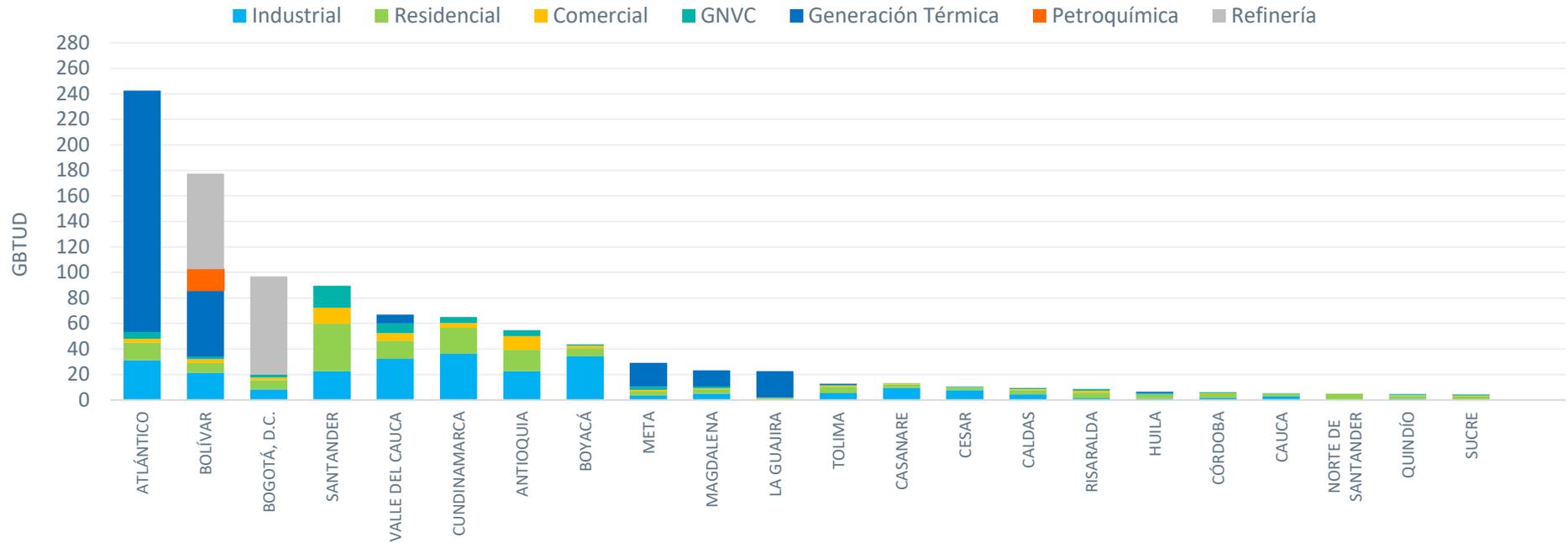
Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en enero la demanda **térmica** fue 180 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2023; por su parte, la demanda **No térmica** fue **inferior** en 7 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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

 Térmica
  No Térmica

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

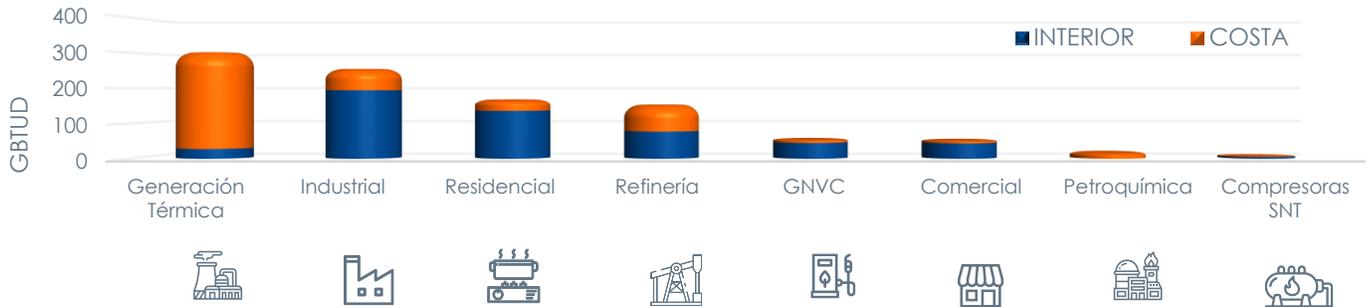


	Residencial	13.6	7.7	7.2	37.1	14.2	20.5	16.8	6.3	3.1	3.7	2.0	5.0	2.8	1.8	3.1	4.4	3.1	2.8	1.9	5.1	2.1	2.6	167
	Comercial	3.0	3.0	2.1	12.7	6.0	3.7	10.5	1.9	1.4	0.7	0.0	0.9	0.6	0.4	0.9	1.4	0.3	0.8	0.3	0.0	0.7	0.8	52
	Industrial	31.4	21.5	8.4	22.6	32.4	36.3	22.8	34.4	3.6	5.0	0.0	5.4	9.6	7.8	4.7	1.4	1.0	2.0	3.1	0.0	1.1	0.3	255
	GNVC	5.3	1.6	2.3	17.3	7.4	4.6	4.5	1.0	2.4	1.3	0.0	0.6	0.4	0.6	0.8	1.3	0.8	0.7	0.3	0.0	0.8	0.7	54
	Generación Térmica	189.2	51.7	0.0	0.0	7.1	0.0	0.1	0.0	18.8	12.6	20.8	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	302
	Refinería	0.0	75.0	76.9	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	152
	Petroquímica	0.0	17.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17
	Compresoras	0.0	0.1	1.2	0.0	0.0	0.2	0.2	1.9	0.2	0.0	0.0	0.8	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	5
	TOTAL	243	178	98	90	67	65	55	46	29	23	23	14	13	11	9	9	7	6	6	5	5	4	1,004

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 2024 el sector que registra mayor energía recibida es la Generación Térmica con 302 GBTUD en promedio, de los cuales 28 GBTUD corresponden a la región Interior y 274 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 136 GBTUD respecto a la costa con 31 GBTUD.



	Generación Térmica	Industrial	Residencial	Refinería	GNVC	Comercial	Petroquímica	Compresoras SNT
COSTA	274	61	31	75	10	8	17	0
INTERIOR	28	194	136	77	45	44	0	5
TOTAL Nacional	302	255	167	152	54	52	17	5
% Segmento	30%	25%	17%	15%	5%	5%	2%	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 2024, con respecto diciembre de 2023 se observa principalmente un aumento en los consumos del sector de Refinería en la región del Interior, así como una disminución en los consumos principalmente de generación térmica, industrial y petroquímica.

TIPO DE USUARIO		Agosto 2023		Septiembre 2023		Octubre 2023		Noviembre 2023		Diciembre 2023		Enero 2024	
		UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Comercial												
	Costa	0	11	0	11	0	11	0	11	0	11	0	8
	Interior	0	46	0	46	0	47	0	48	0	45	0	44
	Generación Térmica												
	Costa	199	0	309	0	315	0	210	0	311	0	274	0
	Interior	33	0	63	0	59	0	32	0	44	0	28	0
	GNVC												
	Costa	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0	10	0
	Interior	44	0	45	0	44	0	45	0	48	0	45	0
	Industrial												
	Costa	57	4	56	4	59	4	58	4	55	5	55	6
	Interior	186	25	180	24	181	24	184	24	186	22	172	22
	Petroquímica												
	Costa	19	0	19	0	22	0	21	0	23	0	17	0
	Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Refinería												
	Costa	75	0	73	0	71	0	75	0	76	0	75	0
	Interior	84	0	70	0	72	0	67	0	66	0	77	0
	Residencial												
	Costa	0	31	0	30	0	30	0	31	0	31	0	31
	Interior	0	147	0	146	0	145	0	147	0	140	0	136
	Compresoras SNT												
	Costa	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
	Interior	7	0	8	0	8	0	7	0	7	0	5	0
Subtotal UR/UNR		Agosto 2023		Septiembre 2023		Octubre 2023		Noviembre 2023		Diciembre 2023		Enero 2024	
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa	359	46	467	46	477	45	374	46	474	47	431	46
	Interior	354	219	367	217	364	215	335	219	351	207	326	201
TOTAL		978		1097		1101		974		1079		1004	

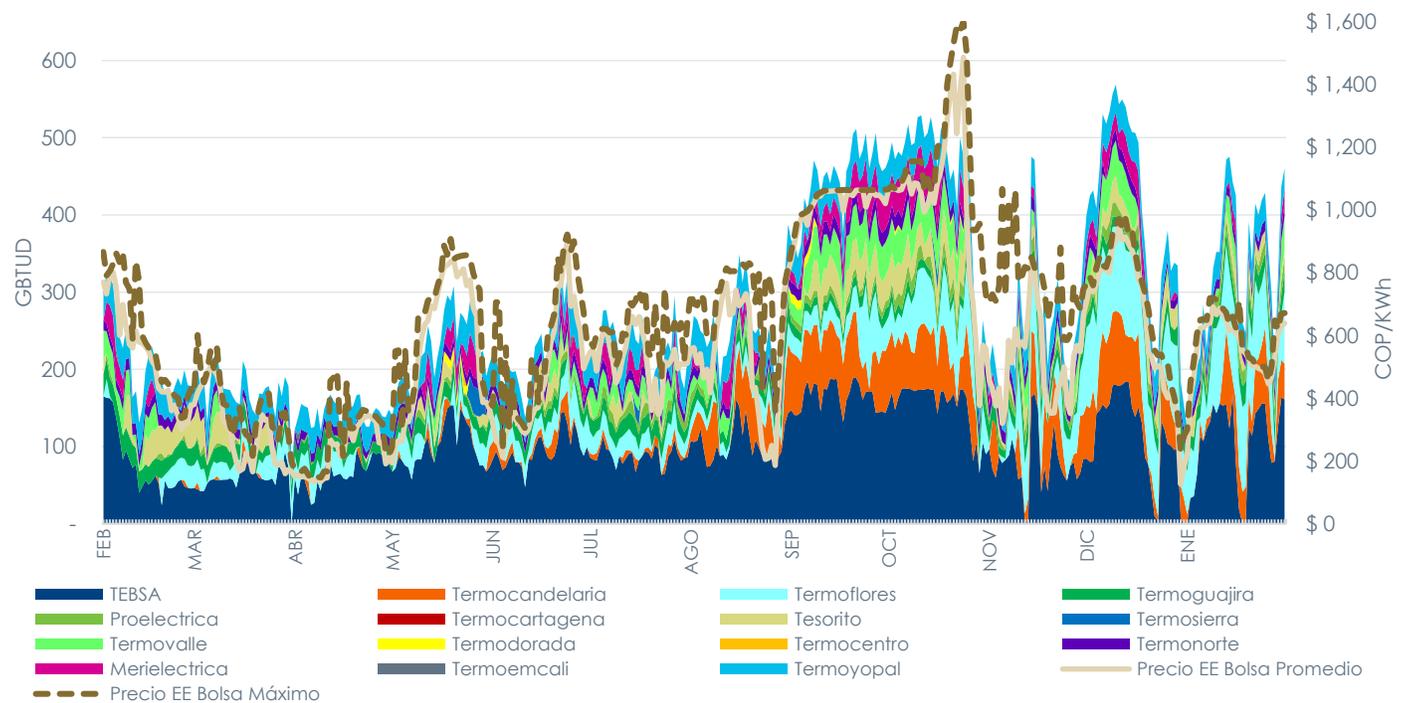
Fuente: SEGAS. / Cifras en GBTUD.

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 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 enero fue en promedio 329 GBTUD.

Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica



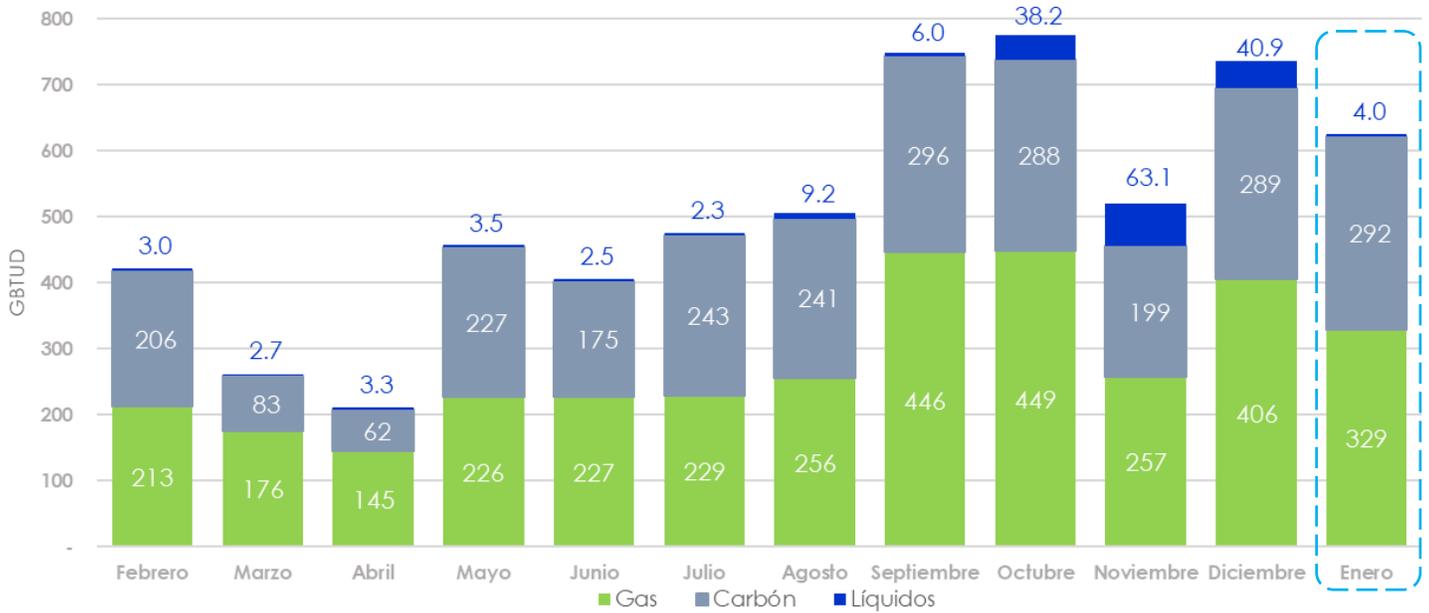
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de enero las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 126 GBTUD y 475 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (107 GBTUD), Termoflores (82 GBTUD), TERMOCANDELARIA (38 GBTUD), Termoyopal (33 GBTUD), TermoNorte (13 GBTUD), TermoTesorito (11 GBTUD), TermoValle (7 GBTUD) y Merielectrica (3 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 329 GBTUD que representó el 52.7% del total, carbón con 292 GBTUD¹(46.7%), y los combustibles líquidos consumieron 4.0 GBTUD (0.6%).

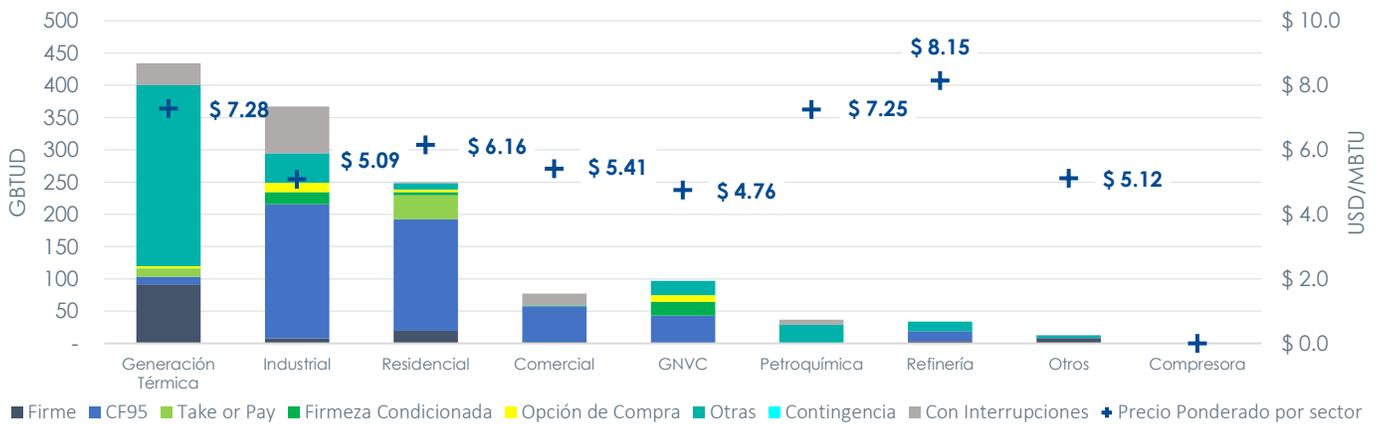
¹ Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.



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).



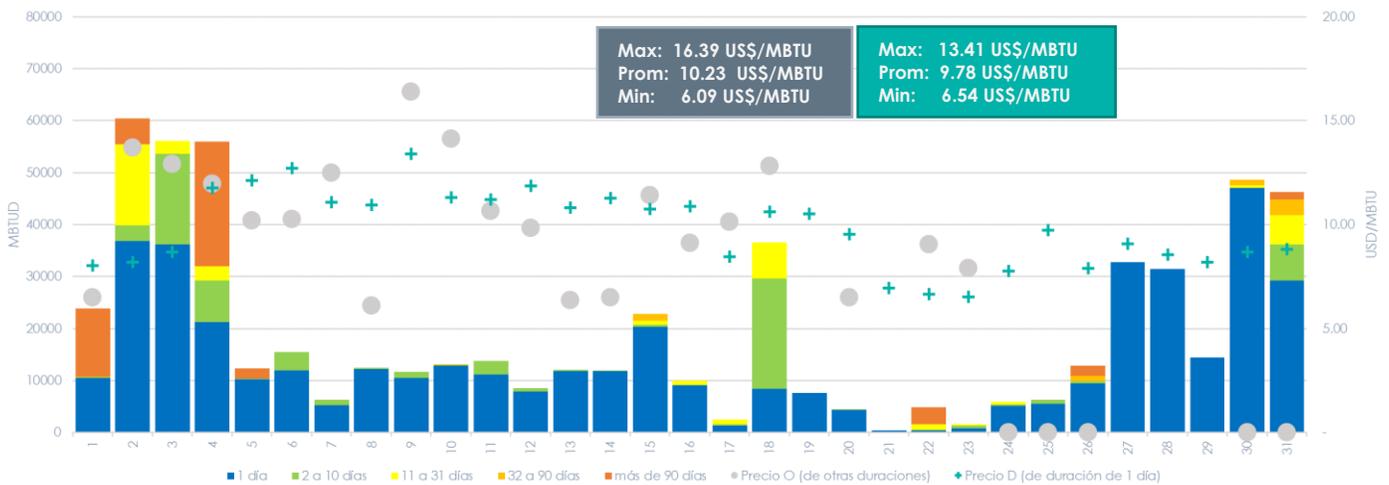
La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector petroquímico solamente registra contratación “Con interrupciones” y “Otras”. Los sectores residencial y gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición 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 y “Otras”. EL sector de compresoras, son las contrataciones de los transportadores para consumos propios.

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de enero registró 380 operaciones, casi en su totalidad correspondientes a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (272). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 6.54 USD/MBTU (enero 23) y 13.41 USD/MBTU (enero 9) 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.

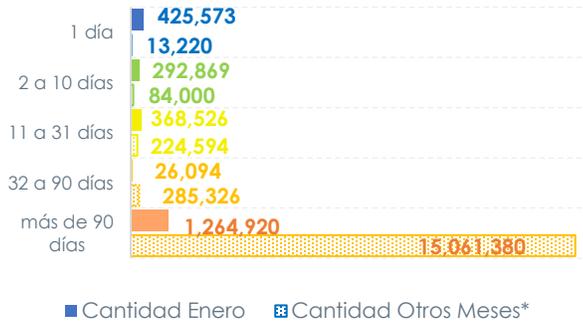
El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 9.71 USD/MBTU.

Número de operaciones en enero – Suministro

Día del mes \ Duración contrato	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	TOTAL	Promedio mes (USD/MBTU)
1 día	4	6	9	17	11	10	5	9	13	16	14	11	11	8	12	12	3	4	6	3	2	3	4	9	12	6	7	6	8	18	13	272	\$ 9.71
2 a 10 días	1	2	8	7	1	3	1	1	2	1	5	1	1	1	1	1	1	4	1	1	1	1	2	2	2					1	52	\$ 12.58	
11 a 31 días		7	4	4										1	1	2	1					2	1	1					1	7	32	\$ 11.74	
32 a 90 días	2									1				1												1			1	1	7	\$ 8.23	
más de 90 días	3	1		6	2																					1				2	17	\$ 11.57	
TOTAL	10	16	21	34	14	13	6	10	15	18	19	12	12	9	15	14	6	9	6	4	2	8	6	12	14	10	7	6	8	20	24	380	\$ 10.31

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 72.64% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 4 de enero con 34 transacciones, equivalentes al 8.95% 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 enero – MBTU

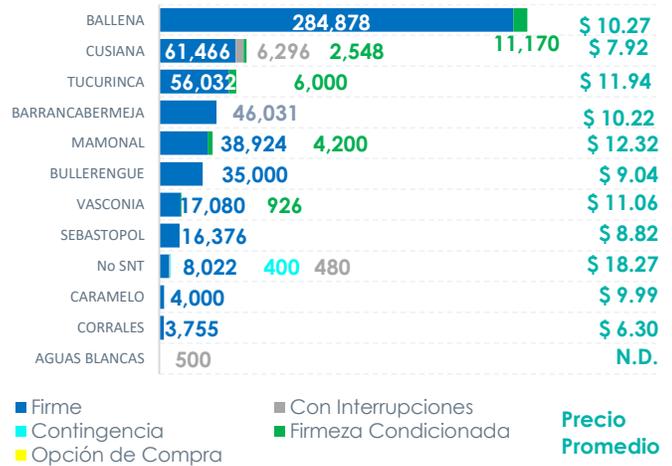


En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **7.9% (425,573 MBTU)** del volumen total transado ejecutado en enero (**2,377,982 MBTU**). Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **16,326,300 MBTU**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **13.6%** del total de cantidades negociadas.

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

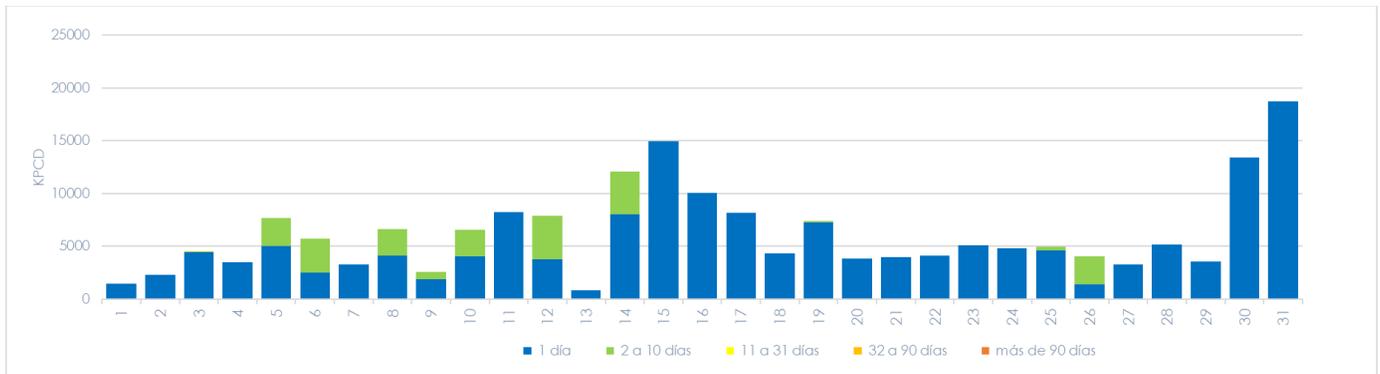
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue BALLENA con 296,048 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 571,564 MBTUD equivalente al 94.62% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 7,276 MBTUD, equivalente al 1.20%; La modalidad de **“Firmeza Condicionada”** registró 24,844 MBTUD equivalente al 4.11%; La modalidad **“Opción de Compra”** no registró cantidades, mientras que Contratos de **“Contingencia”** registró 400 MBTUD equivalente al 0.07%. ; CUSIANA (146) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por BALLENA (88), BARRANCABERMEJA (32) y TUCURINCA (21). Los puntos No SNT registraron 25 operaciones.



Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de enero se registraron 300 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (282).

Transacciones mercado secundario enero – Transporte

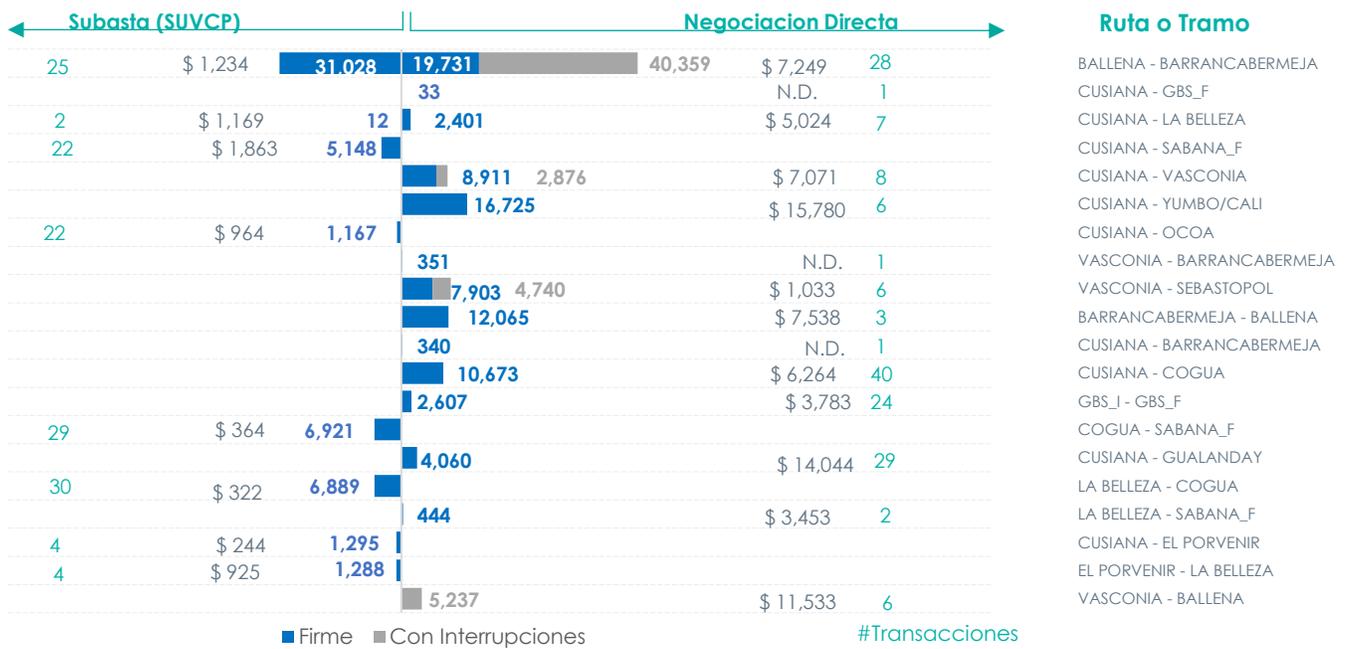


Número de operaciones en enero – Transporte

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	10	7	6	10	7	6	8	7	10	14	6	6	9	14	13	11	8	11	8	10	9	12	12	13	6	6	10	7	13	8	282
2 a 10 días					2	2		1	1	1		3		2					1						1	2						16
11 a 31 días			2																													2
32 a 90 días																																
más de 90 días																																
TOTAL	5	10	9	6	12	9	6	9	8	11	14	9	6	11	14	13	11	8	12	8	10	9	12	12	14	8	6	10	7	13	8	300

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 6,232 KPCD. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron el 11 el 15 y el 25 de enero con 14 transacciones cada uno, equivalentes al 14% del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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



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

Del total de transacciones (300), 138 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 162 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 72.2% del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo BALLENA – BARRANCABERMEJA para el cual se transaron 50,759 KPCD en modalidad **Firme**. Los tramos o rutas con más operaciones fueron BALLENA – BARRANCABERMEJA con 53 transacciones (28 por medio de negociación directa y 25 mediante subasta), CUSIANA - COGUA con 40 transacciones (todas asignadas por medio de negociación directa), LA BELLEZA - COGUA con 30 transacciones (todas asignadas mediante subasta), COGUA – SABANA F con 29 (todas asignadas por medio de subasta) y CUSIANA - GUALANDAY con 29 (todas asignadas por medio de 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).

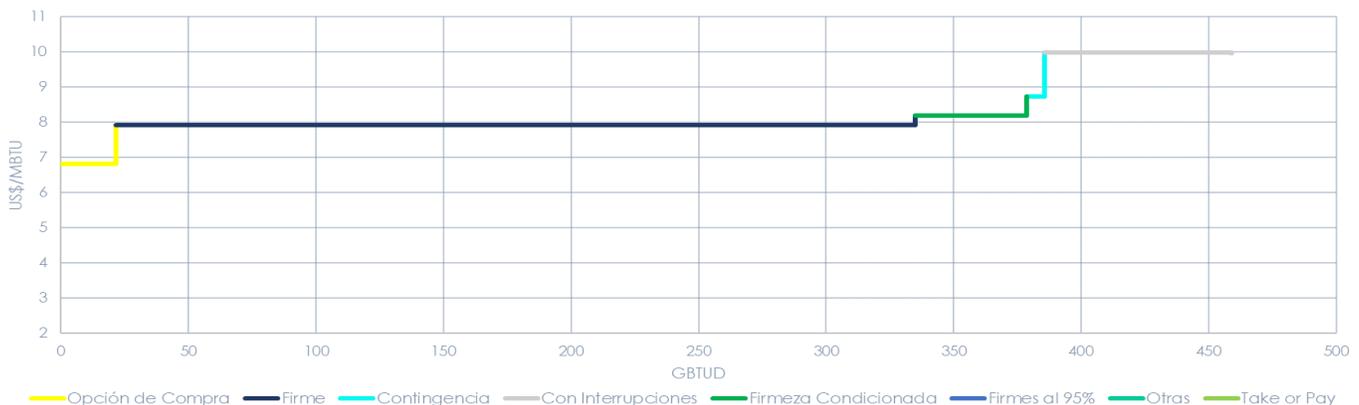
Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en enero

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	112.1	\$ 6.10	13.6	\$ 6.92			11.9	\$ 6.30	2.6	\$ 5.53	6.0	N.D.	146.2
	Barranca	10.0	\$ 9.08									1.0	N.D.	10.9
	Vasconia	4.3	\$ 9.59	0.4	N.D.			0.2	\$ 16.62					5.0
	Sebastopol	6.0	\$ 7.36											6.0
	Gibraltar	3.2	\$ 4.73	0.2	N.D.									3.4
	Caramelo	3.7	\$ 7.48	0.2	N.D.									3.9
	Mariquita	0.1	\$ 9.43											0.1
Costa	Jobo	0.5	N.D.	50.0	N.D.									50.5
	Ballena	67.9	\$ 9.68					5.6	\$ 12.77	3.0	\$ 4.35			76.5
	Mamonal	21.5	\$ 8.06	4.2	\$ 9.30			20.5	\$ 7.40	15.9	N.D.			62.1
	Bonga Mamey					-	-							0
	Tucurínca	54.3	\$ 8.80					5.4	\$ 10.30					59.8
	La Creciente					-	-							0
	Hocol	7.7	\$ 5.89	0.7	N.D.									8.4
	Bullerengue	11.7	\$ 8.07											11.7
	No SNT*	10.2	\$12.38	4.1	\$ 9.18							0.15	N.D.	14.4
	Corrales	0.2	\$ 8.08											0.2
Total general	313.5	\$ 7.92	73.3	\$ 9.98	-	-	43.7	\$ 8.20	21.5	\$ 6.82	7.1	\$ 8.73	459.1	
Total (%)		68.3%		16.0%	0.0%		9.5%		4.7%		1.6%			

*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 "Opción de Compra" presenta el valor más bajo con \$6.82 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Con Interrupciones" representa el valor más alto sobre los \$9.98 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 84.3% de la contratación total nacional agregando 386.8 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 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, Breva, Cornamusa, Nelson, Nispero, Palmer y Toronja) remitidas al MME y al Gestor mediante correo.

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 industrial y petroquímico es complementada con reportes de energía tomada para los puntos de salida: Amocar (Amoniaco 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 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