



# INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

**MARZO 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 4% (39 GBTUD) respecto del mes de febrero de 2023 (1,088 GBTUD), ubicándose en 1,049 GBTUD en marzo de 2023. En cuanto a precios del mercado primario, las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95 que abarcan un 65.3% de la contratación total nacional vigente, se enmarcan en un rango de precios entre 4.51 USD/MBTU y 5.01 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** Los tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP son: Barranquilla-Cartagena, Barranquilla-La Mami, Cartagena-Mamonal, Cartagena-Sincelejo, Jobo-Sincelejo, La Creciente-Sincelejo, Barrancabermeja-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 marzo de 2023 fue de 901 GBTUD, disminuyendo un 1% por debajo de la demanda registrada en el mes de febrero de 2023 (911 GBTUD), explicado principalmente por la reducción del consumo en los sectores de consumo Refinería y Generación Térmica.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario disminuyeron 23.3% pasando de 465 en febrero a 377 en marzo de 2023; las negociaciones de transporte aumentaron 26.5%, pasando de 320 en febrero a 405 en marzo de 2023. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en marzo, la modalidad Firme registra un valor de 6.14 USD/MBTU, mientras que la modalidad Con interrupciones registra 6.31 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 **marzo**.

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	269	4	273	89%
Cupiagua	239	244	-	244	102%
Guajira (Chuchupa/Ballena)	128	103	-	103	80%
Floreña	73	12	55	67	92%
Nelson	38	11	1	12	32%
Bloque VIM 5***	108	90	28	118	109%
Gibraltar	41	29	-	29	70%
Bonga/Mamey	36	35	-	35	98%
Otras Fuentes	230	104	64	168	73%
<b>Potencial Producción Nacional</b>	<b>1,201</b>	<b>897</b>	<b>152</b>	<b>1,049</b>	<b>87%</b>
Planta Regasificación Cartagena ****	400	-	-	-	0%
<b>Total</b>	<b>1,601</b>	<b>897</b>	<b>152</b>	<b>1,049</b>	<b>-</b>

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

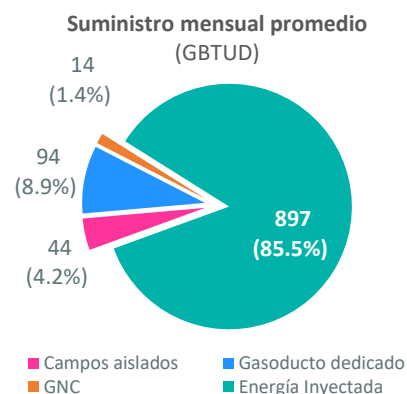
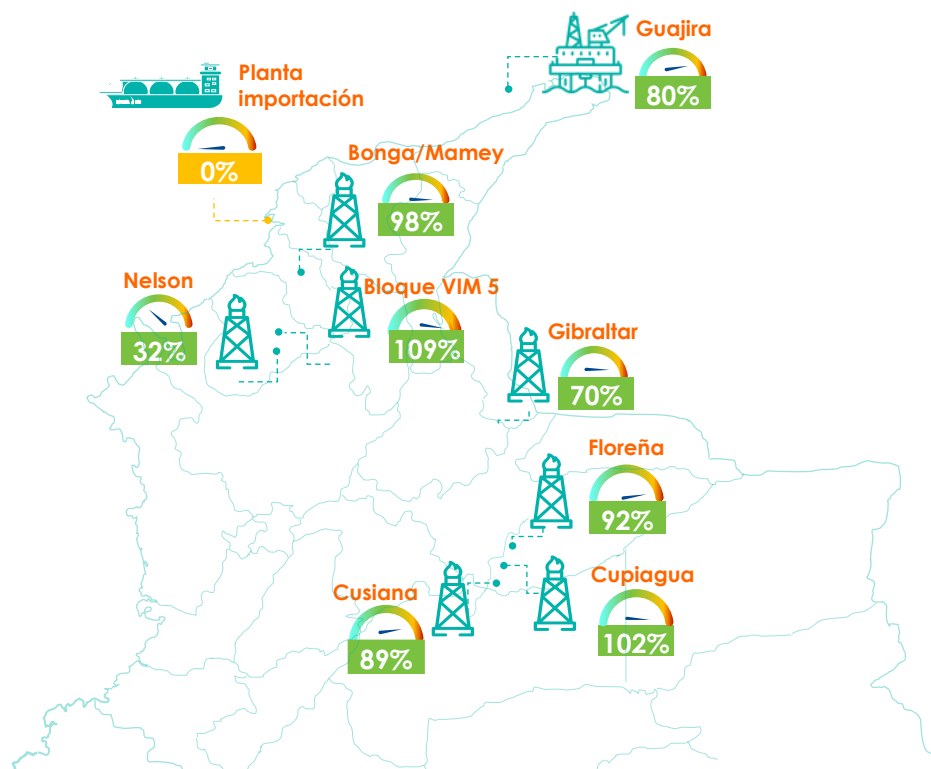
\* Información tomada del Ministerio de Minas y Energía, con corte 20 de diciembre de 2022. Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

\*\* 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.



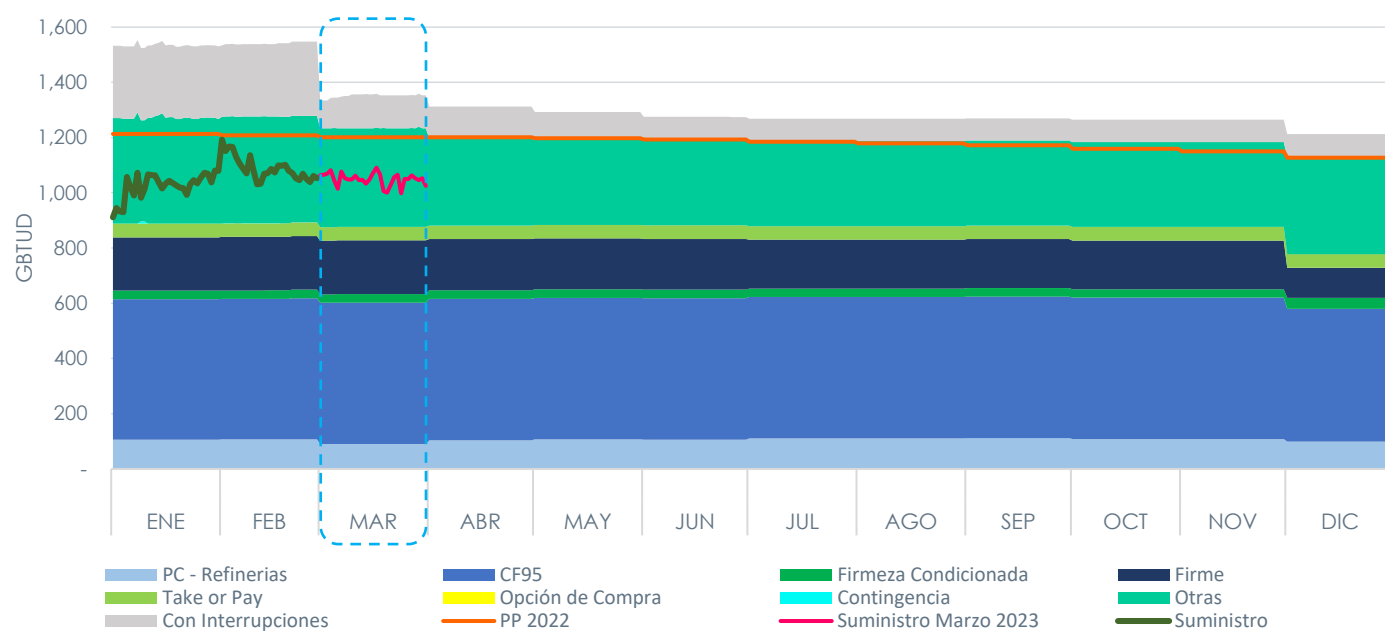
La relación de suministro en el mes de marzo versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **87%**.

## 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 marzo que la contratación<sup>1</sup> respaldada con firmeza representó 787 GBTUD, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró 117 GBTUD. El **suministro<sup>2</sup> promedio** del mes fue de **1,049 GBTUD**, con oscilaciones entre **998 GBTUD (min.)** y **1,091 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observa que las cantidades del suministro se ubicaron por debajo del potencial de producción PP de 1,201 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	1,030	998									
Suministro Prom.	1,025	1,088	1,049									
Suministro Máx.	1,081	1,192	1,091									
Producción comprometida por Refinerías	106	107	90	104	107	106	110	110	112	108	108	99
Garantía Firmeza*	785	786	787	777	776	776	769	769	769	768	768	678
Otras**	383	386	358	316	308	308	308	308	308	308	308	354
Con Interrupciones	262	264	117	116	101	85	81	81	81	81	81	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 (parágrafo del artículo 20).

## Contratación vigente por campo y por modalidad en marzo

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 <sup>1</sup>		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			184	\$ 4.72			9	\$ 4.15					4	N.D.			196
	Cupiagua			189	\$ 4.94			7	\$ 4.15					2	N.D.			197.9
	Cupiagua Sur			11	\$ 5.55			14	\$ 4.15	1	N.D.			3	\$ 3.95			29.1
	Floreña	55	\$ 3.69			12	N.D.							3	\$ 3.83			70.4
	Gibraltar					33	N.D.											33
	Otros Interior <sup>2</sup>	9	\$ 3.42	18	\$ 5.46									23	\$ 4.98			49.6
Costa	Ballena			9	\$ 5.50									2	\$ 6.50			11.2
	Chuchupa	2	N.D.	44	\$ 6.08									2	\$ 8.05			47.5
	Bloque VIM 5 <sup>3</sup>	76	\$ 5.04									94	\$ 5.12	30	\$ 7.33			200.1
	Bonga Mamey			36	\$ 4.69									12	\$ 4.50			47.7
	B. Esperanza PE <sup>4</sup>	20	\$ 4.54	5	\$ 6.20							80	N.D.	5	N.D.			110.4
	Bullerengue	18	\$ 5.91	16	\$ 5.15									4	\$ 6.00			37.8
	Otros Costa <sup>5</sup>	1	\$ 6.65									184	\$ 8.83	6	\$ 4.86			191.1
	Otros C. Aislados <sup>6</sup>	9	\$ 2.65			4	N.D.							15	\$ 2.62			27
	Otros C. Aislados- MM <sup>7</sup>	5	\$ 4.57					2	\$ 2.84					7	\$ 1.43			13.5
<b>Total</b>	<b>194</b>	<b>\$ 4.51</b>	<b>512</b>	<b>\$ 5.00</b>	<b>49</b>	<b>\$ 4.53</b>	<b>31</b>	<b>\$ 4.08</b>	<b>1</b>	<b>N.D.</b>	<b>358</b>	<b>\$ 7.67</b>	<b>117</b>	<b>\$ 5.01</b>	<b>0</b>	<b>\$ -</b>	<b>1262</b>	
<b>Total (%)</b>	<b>15.4%</b>		<b>40.6%</b>		<b>3.9%</b>		<b>2.4%</b>		<b>0.1%</b>		<b>28.4%</b>		<b>9.3%</b>		<b>0.0%</b>		<b>100.0%</b>	

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

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

<sup>3</sup> Bloque VIM 5 agrupa los campos: Acordeón, Clarinete, Pandereta y Oboe.

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

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

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos de Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Payoa, Provincia, Opón.

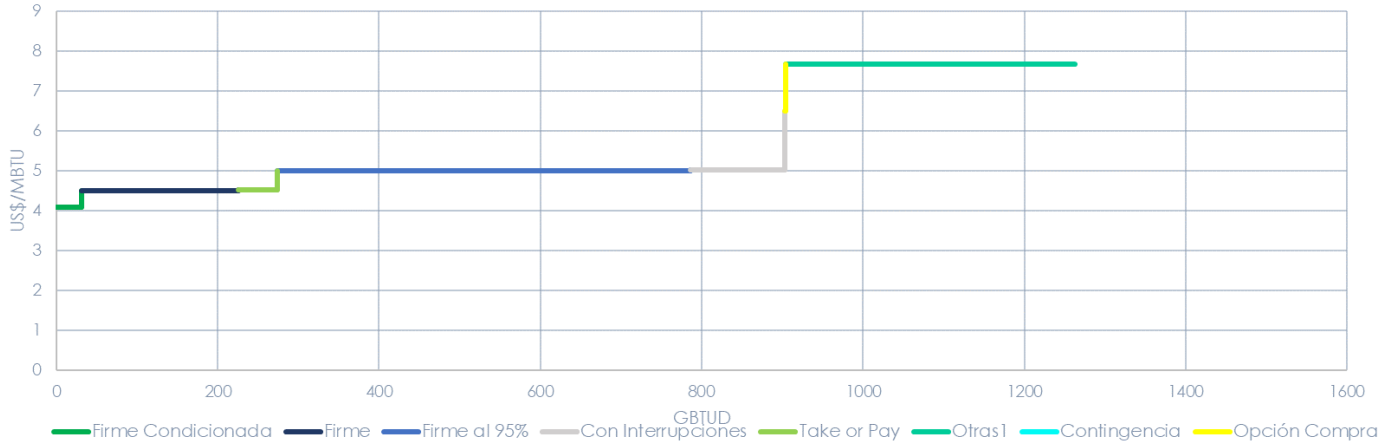
**NOTA 1:** La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

**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 marzo se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,262 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (512 GBTUD), **ii)** Firme (194 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (117 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **65.3%** del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Opción de compra y Contingencia, con 1 GBTUD y 0 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 4.08 USD/MBTU, mientras que la modalidad "Otras" representa el valor más alto con 7.67 USD/MBTU. Las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95, que como se mencionó anteriormente abarcan un 65.3% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.51 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	14	308,200	272,627	34,073	11%	\$ 997.88	66,251	105,807	115,126
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	15	723,703	715,816	5,087	1%	\$ 1,068.47	51,250	75,031	109,112
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	14	698,003	684,586	9,117	1%	\$ 1,554.88	153,073	178,355	219,855
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	248,461	0	0%	\$ 175.02	77,640	126,126	140,218
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	12	285,945	278,717	3,128	1%	\$ 2,227.40	155,367	172,076	198,631
	6	JOBO-SINCELEJO	10	191,745	186,440	2,705	1%	\$ 2,337.85	99,420	130,767	164,556
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	10	92,000	86,616	3,884	4%	\$ 957.62	29,421	35,257	36,117
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	2	13,943	8,850	5,093	37%	\$ 3,817.91	623	977	1,304
	9	APIAY-OCOA	8	22,020	16,321	5,699	26%	\$ 0.45	11,463	14,343	14,913
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	0	0%	\$ 0.80	149	150	152
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	4	148,000	63,256	84,744	57%	\$ 0.49	46,823	63,010	85,868
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	10	260,000	68,957	183,043	70%	\$ 1.01	3,494.82	13,686	24,615
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	3	37,361	38,670	0	0%	\$ 8,228.33	23,372	27,359	31,203
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	6	333,000	114,664	215,649	65%	\$ 0.32	79,264	95,313	127,498
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,398.86	3,856	4,499	4,852
	16	CHICORAL-FLANDES	2	12,015	4,499	7,516	63%	\$ 6,170.13	3,517	4,089	5,456
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	215,000	0	0%	\$ 0.37	118,728	151,619	165,041
	18	CUSIANA-APIAY	10	64,159	55,537	7,622	12%	\$ 0.55	29,086	37,444	40,346
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	21	470,000	455,629	4,449	1%	\$ 0.08	367,310	411,245	437,254
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	18	472,500	446,594	15,984	3%	\$ 0.63	365,296	409,498	435,209
	21	FLANDES-GUANDO	1	10,738	1,250	9,488	88%	\$ 1,709.39	1,083	1,255	1,346
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 4,006.04	1,179	1,374	1,951
	23	FLOREÑA-YOPAL	6	16,161	14,876	1,285	8%	\$ 838.31	10,753	12,779	13,913
	24	GBS_I-GBS_F	11	63,744	10,180	53,564	84%	\$ 0.72	11,841	13,781	16,131
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	3	49,920	42,347	7,051	14%	\$ 11,673.79	7,815	27,620	38,186
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	12,910	9,767	3,143	24%	\$ 1.65	8,391	9,150	9,757
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 10,340.70	853	935	1,192
	28	LA BELLEZA-COGUA	7	223,500	219,912	3,588	2%	\$ 0.23	121,153	154,220	167,713
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	14	300,539	280,461	15,420	5%	\$ 0.43	225,454	241,314	278,519
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	6	21,953	15,353	6,600	30%	\$ 0.88	14,631	16,222	17,408
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	116,872	49,980	30%	\$ 0.58	71,170	90,526	114,398
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 29,779.82	297	363	712
	33	PEREIRA-ARMENIA	5	158,000	79,856	78,144	49%	\$ 0.21	56,189	72,935	96,119
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 9,566.78	2,137	3,317	3,916
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,901	736	16%	\$ 6,590.78	1,013	3,216	3,857
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	9	78,000	67,197	10,205	13%	\$ 6,016.04	39,884	53,869	58,899
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	8	349,000	169,835	176,478	51%	\$ 0.15	102,024	118,332	147,343
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	235	125	35%	\$ 23,079.15	37	238	305
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	141,991	48,701	25%	\$ 0.27	93,639	113,790	137,761
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,080	6,756	57%	\$ 0.48	4,133	5,439	5,977
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 384.58	33,353	45,058	49,614

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.

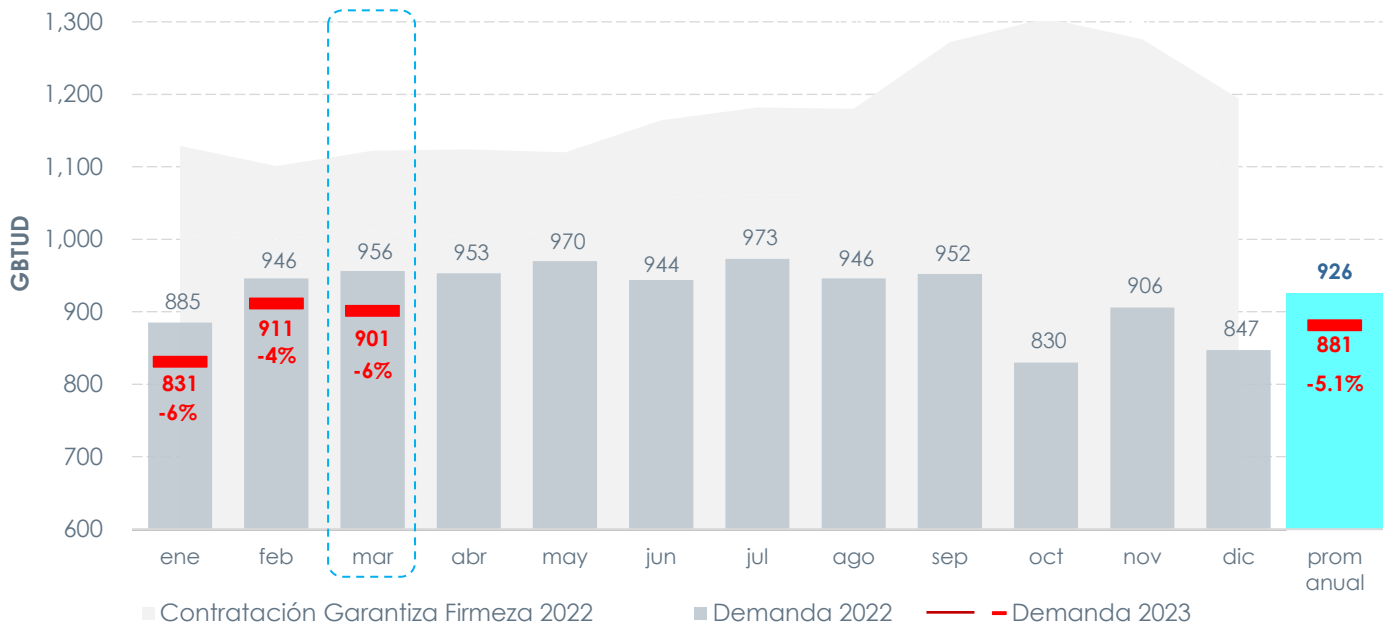
\*\*\* Se incluye la contratación de todas las modalidades y la capacidad para transportar gas natural de estaciones de compresión.

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 marzo se observa una demanda promedio de 901 GBTUD, esto es **6% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2022 que se situó en 956 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2023 es de **881** GBTUD, estando por debajo un 5.1% 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.

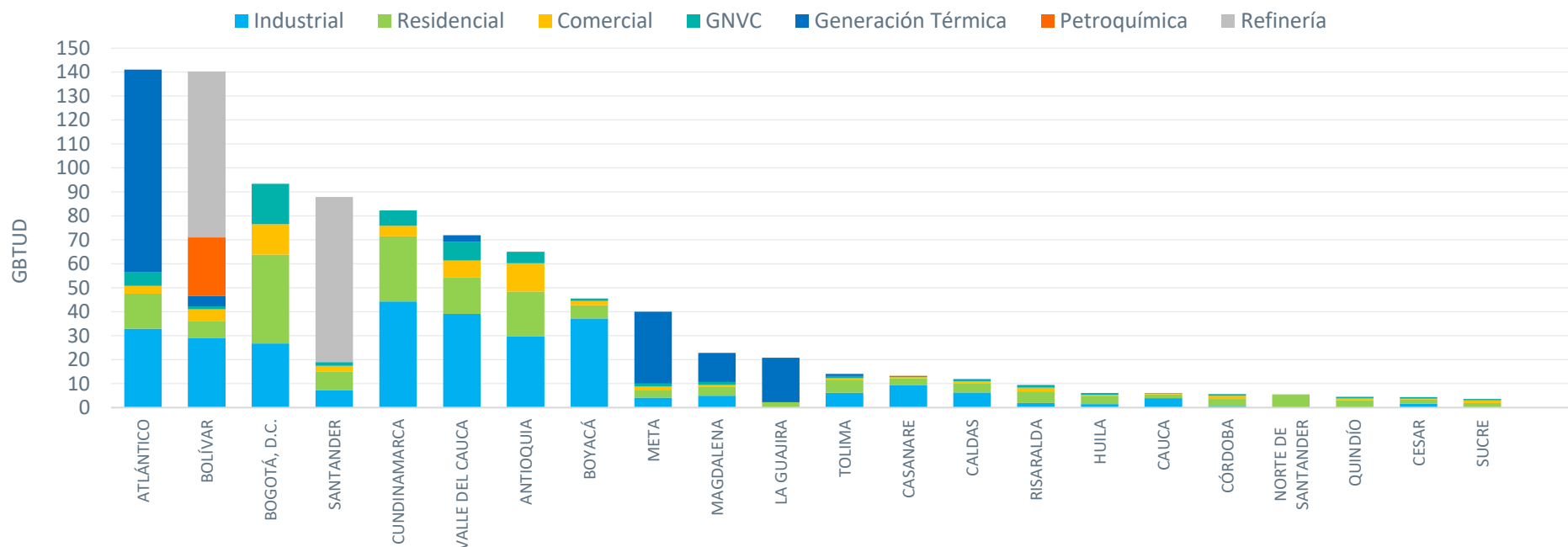
## Evolución mensual demanda térmica y No térmica









En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en marzo la demanda **térmica** fue 77 GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2022; por su parte, la demanda **No térmica** **aumentó** en 22 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	172 739	153 748									

Térmica
 No Térmica

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



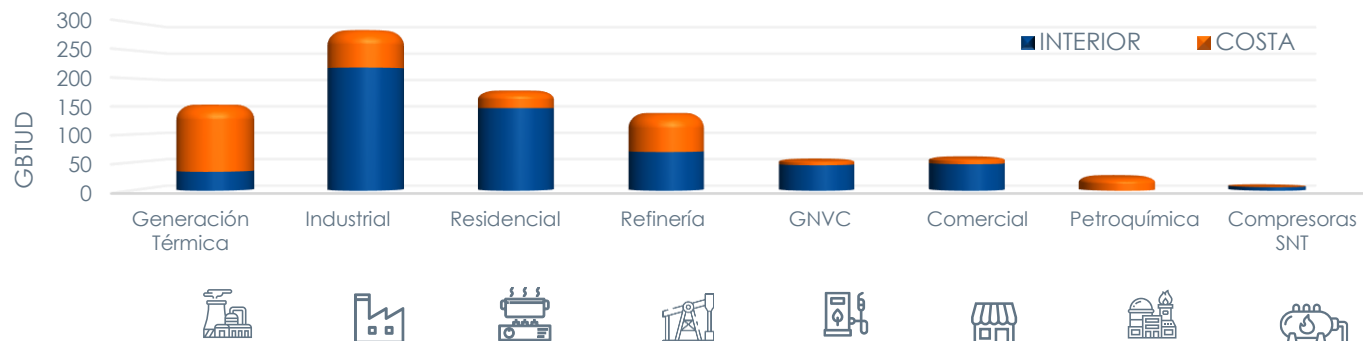
	<b>Residencial</b>	14.6	6.9	37.0	7.9	27.2	15.3	18.7	5.5	3.2	3.7	2.3	5.1	2.7	3.7	4.9	3.0	3.5	1.7	5.5	2.7	1.7	1.8	<b>178</b>
	<b>Comercial</b>	3.2	5.0	12.8	2.3	4.3	6.9	11.8	1.8	1.4	0.7	0.0	1.0	0.5	1.0	1.6	1.4	0.3	0.3	0.0	0.8	1.2	0.4	<b>59</b>
	<b>Industrial</b>	33.0	29.1	26.8	7.2	44.3	39.1	29.7	37.2	4.2	5	0.0	6.2	9.0	6.3	1.9	0.7	1.4	3.9	0.0	0.3	0.2	1.6	<b>287</b>
	<b>GNVC</b>	5.6	1.3	16.8	1.6	6.4	7.8	4.7	1.0	1.3	1.3	0.0	0.8	0.5	0.7	1.1	0.6	0.9	0.2	0.0	0.7	0.5	0.6	<b>54</b>
	<b>Generación Térmica</b>	84.7	4.2	0.0	0.0	0	2.7	0.0	0.0	30.0	12.2	18.5	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>153</b>
	<b>Refinería</b>	0.0	69.2	0.0	68.9	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	<b>138</b>
	<b>Petroquímica</b>	0.0	24.5	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	<b>25</b>
	<b>Compresoras</b>	0.0	0.1	0.0	1.7	0.3	0.0	0.1	3.4	0.0	0	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.1	<b>7</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>141</b>	<b>140</b>	<b>90</b>	<b>90</b>	<b>83</b>	<b>72</b>	<b>65</b>	<b>49</b>	<b>40</b>	<b>23</b>	<b>21</b>	<b>15</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>901</b>

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 marzo de 2023 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 287 GBTUD en promedio, de los cuales 219 GBTUD corresponden a la región Interior y 68 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 179 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 147 GBTUD respecto a la costa con 31 GBTUD.



<b>COSTA</b>	120	68	31	69	9	12	25	1
<b>INTERIOR</b>	33	219	147	69	45	47	0	6
<b>TOTAL Nacional</b>	153	287	178	138	54	59	25	7
<b>% Segmento</b>	17%	32%	20%	15%	6%	7%	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 marzo de 2023, con respecto a febrero de 2023 se observa una reducción asociada principalmente al consumo del sector de Generación Térmica en la región de la Costa e Interior.

TIPO DE USUARIO			Octubre 22		Noviembre 22		Diciembre 22		Enero 23		Febrero 23		Marzo 23		
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	Comercial	Costa	0	10	0	10	0	10	0	11	0	11	0	12	
		Interior	0	47	0	47	0	46	0	44	0	46	0	47	
	Generación Térmica	Costa	102	0	101	0	98	0	98	0	127	0	120	0	
		Interior	34	0	67	0	28	0	24	0	45	0	34	0	
	GNVC	Costa	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0	
		Interior	45	1	45	1	45	0	42	0	45	0	45	0	
	Industrial	Costa	48	4	49	4	49	4	51	4	52	4	64	4	
		Interior	170	25	197	26	192	25	183	24	192	25	194	25	
	Petroquímica	Costa	22	0	24	0	25	0	24	0	24	0	25	0	
		Interior	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Refinería	Costa	52	0	54	0	57	0	79	0	74	0	69	0	
		Interior	77	0	83	0	76	0	67	0	72	0	69	0	
	Residencial	Costa	0	33	0	34	0	34	0	30	0	31	0	31	
		Interior	0	145	0	147	0	143	0	137	0	145	0	147	
	Compresoras SNT	Costa	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	
		Interior	5	0	7	0	5	0	6	0	7	0	6	0	
Subtotal UR/UNR			Octubre 22		Noviembre 22		Diciembre 22		Enero 23		Febrero 23		Marzo 23		
			Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
			Costa	234	47	237	49	238	48	261	45	288	46	287	47
			Interior	331	218	399	221	347	214	320	205	361	216	348	219
<b>TOTAL</b>			<b>830</b>		<b>906</b>		<b>847</b>		<b>831</b>		<b>911</b>		<b>901</b>		

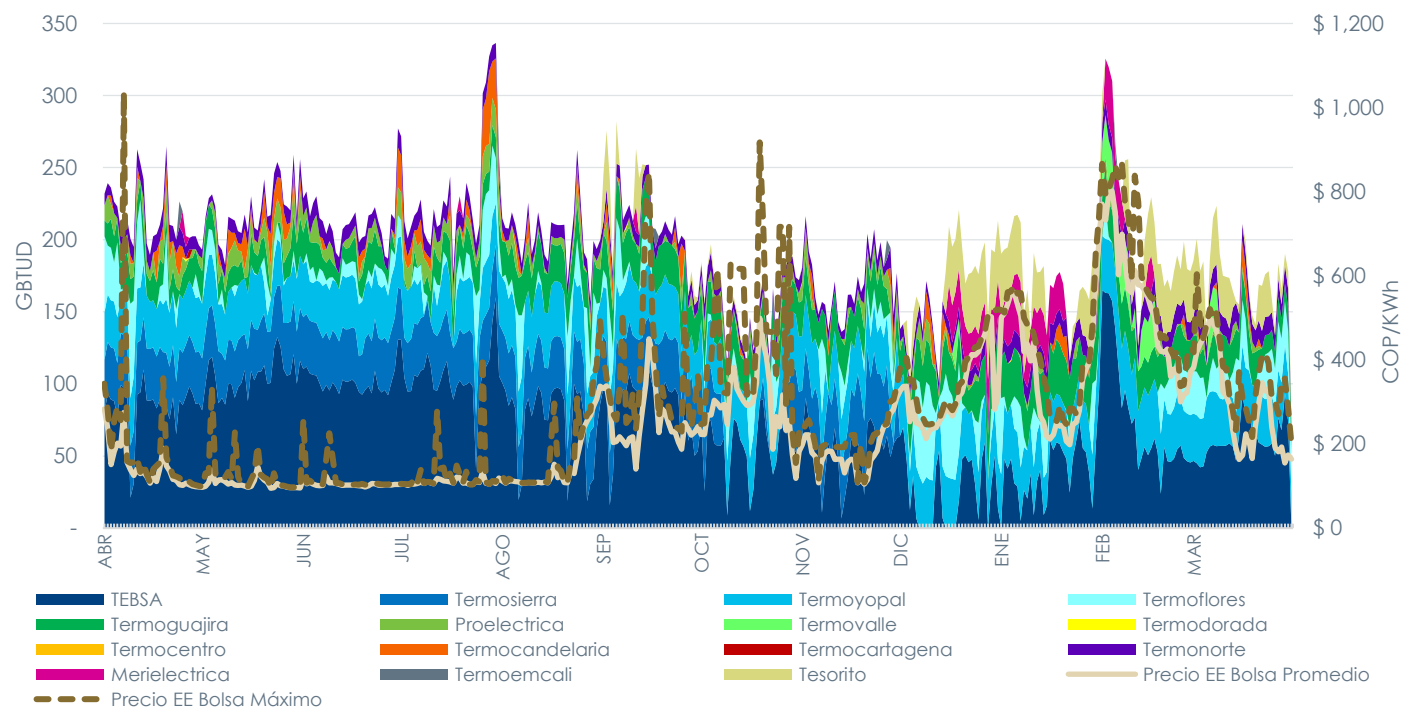
Fuente: SEGAS. / Cifras en GBTUD.

## 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 marzo fue en promedio 172 GBTUD.

### Consumo diario de gas vs precio bolsa energía eléctrica

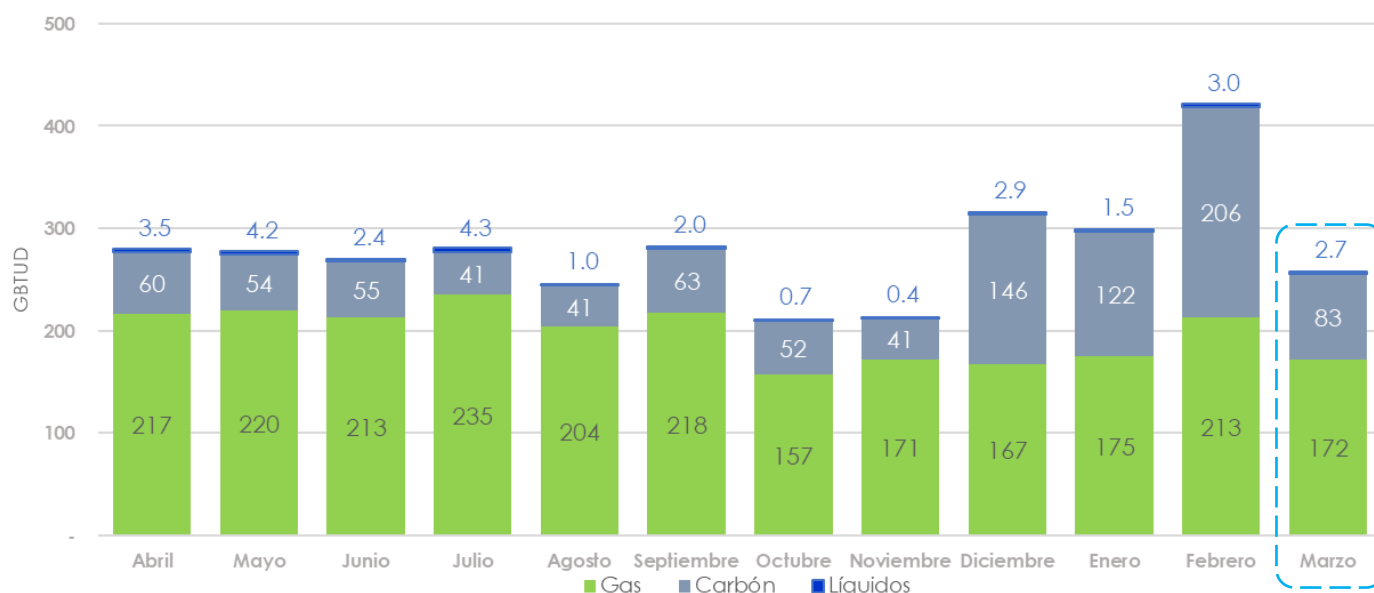


Para el mes de marzo las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 78 GBTUD y 223 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (59 GBTUD), Termoyopal (33 GBTUD), Termoflores (23 GBTUD), TermoTesorito (19 GBTUD) y Termoguajira (19 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 marzo el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 172 GBTUD<sup>1</sup> que representó el 66.7 % del total, carbón con 83 GBTUD (32.3%) y los combustibles líquidos consumieron 2.7 GBTUD (1.0%).

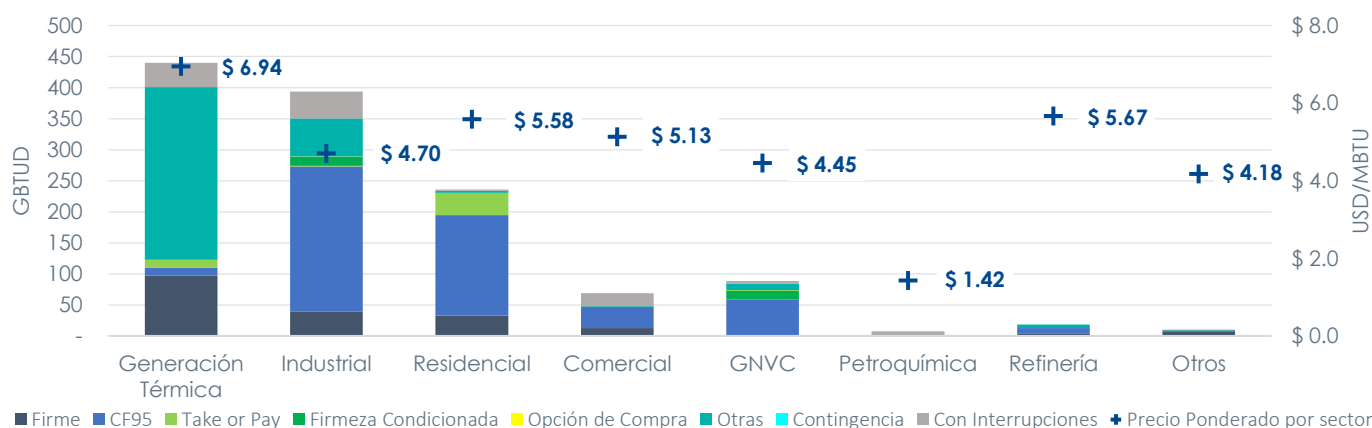
<sup>1</sup> Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.



Fuente: SEGAS, XM.

## Contratación vigente en marzo 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).



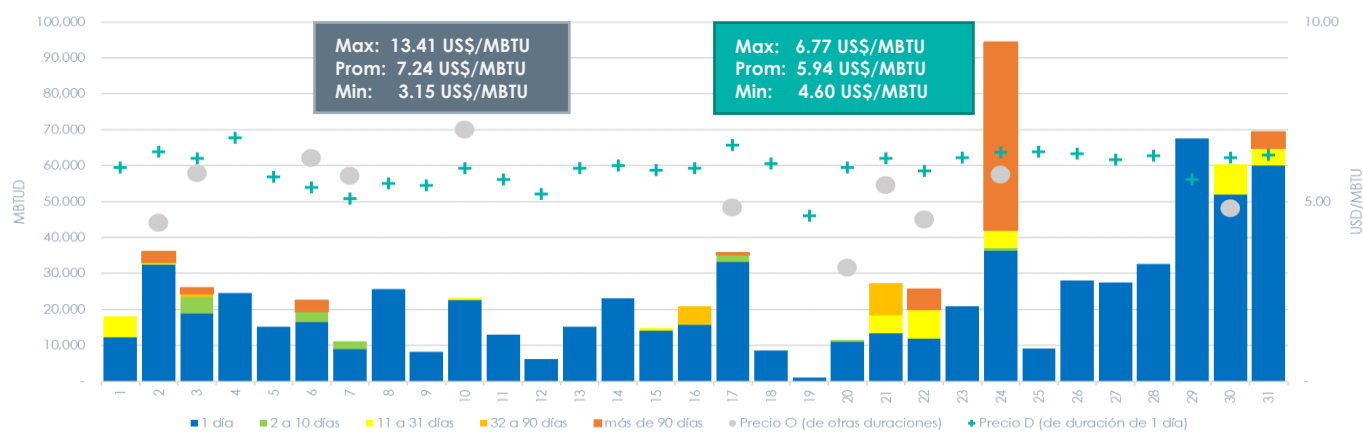
La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector petroquímico solamente registra contratación "Con interrupciones". Los sectores residencial y gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición en la 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 marzo registró 377 operaciones, la mayoría negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día** las más transadas (310). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 4.60 USD/MBTU (marzo 19) y 6.77 USD/MBTU (marzo 4) para las transacciones de duración de **1 día**.

#### Transacciones mercado secundario marzo– 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.

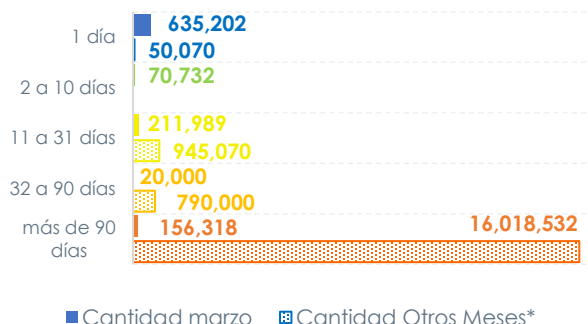
El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 6.07 USD/MBTU.

#### Número de operaciones en marzo – Suministro

Duración contrato \ Día del mes	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		
<b>1 día</b>	8	13	10	10	7	11	7	9	6	19	9	6	8	14	10	16	16	7	1	5	8	4	7	11	3	8	9	14	21	19	14	<b>310</b>	<b>\$ 6.07</b>
<b>2 a 10 días</b>			4		1	2				1						1				1				2								<b>12</b>	<b>\$ 5.61</b>
<b>11 a 31 días</b>	13	1								1				3	1						1	1		1					3	8	<b>33</b>	<b>\$ 7.41</b>	
<b>32 a 90 días</b>			1												1						2											<b>4</b>	<b>\$ 4.99</b>
<b>más de 90 días</b>		3	2		1												1					3		5						3	<b>18</b>	<b>\$ 7.22</b>	
<b>TOTAL</b>	<b>21</b>	<b>17</b>	<b>17</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>13</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>21</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>14</b>	<b>13</b>	<b>18</b>	<b>18</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>6</b>	<b>11</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>19</b>	<b>3</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>14</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>25</b>	<b>377</b>	<b>\$ 6.21</b>

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 82.2% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 31 de marzo con 25 transacciones equivalentes al 6.6% 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 marzo – MBTU

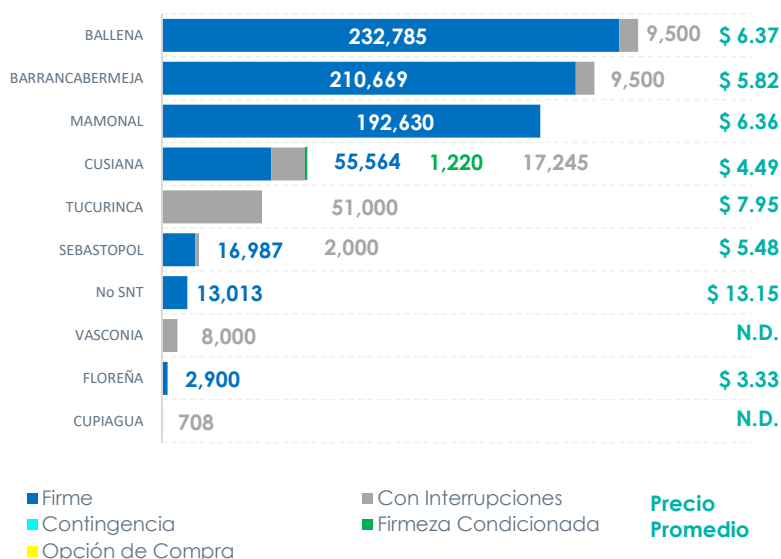


En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **58.0%** (**635,202 MBTU**) del volumen total transado ejecutado en marzo (**1,094,241 MBTU**). Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registra los mayores volúmenes transados (**16,174,850 MBTU**).

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **5.8 %** 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 BALLENA con 242,285 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 724,548 MBTUD equivalente al 88.0% del total de las cantidades negociadas, la modalidad **“Con interrupciones”** registró 97,953 MBTUD, equivalente al 11.9%, la modalidad **“Firmeza Condicionada”** registró 1,220 MBTUD, equivalente al 0.1%, de las cantidades transadas. BARRANCABERMEJA (103) es el punto de entrega con más transacciones registradas seguido por MAMONAL (77), CUSIANA (71) y BALLENA (67). Los puntos No SNT registraron 30 operaciones.



## Transporte

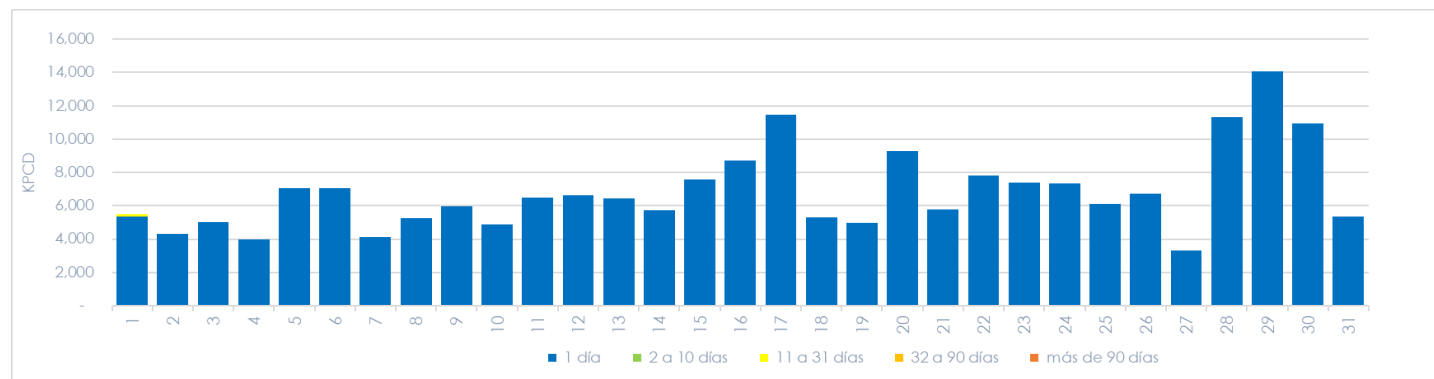
El mercado secundario de Transporte en el mes registró 405 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (404).

## Número de operaciones en marzo – 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	13	11	13	11	14	13	8	12	12	14	14	15	16	12	18	19	15	12	14	15	12	15	12	13	13	12	8	14	15	10	9	404
2 a 10 días																																-
11 a 31 días	1																															1
32 a 90 días																																-
más de 90 días																																-
TOTAL	14	11	13	11	14	13	8	12	12	14	14	15	16	12	18	19	15	12	14	15	12	15	12	13	13	12	8	14	15	10	9	405

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 6,834 KPCD. El día con mayor número de transacciones registradas fueron el 16 de marzo con 19 transacciones cada uno, equivalentes al 4.7 % del total de las transacciones realizadas durante el mes.

### Transacciones mercado secundario marzo – Transporte



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

Subasta (SUVCP)		Negociación Directa		Ruta o Tramo	
76	\$ 0.97	69,344	6,270	\$ 0.41	17
52	\$ 0.29	20,158	256	N.D.	1
57	\$ 0.11	15,664	474	N.D.	1
57	\$ 0.07	15,590	473	N.D.	1
			14,536	\$ 1.51	7
			13,728	\$ 0.19	17
				\$ 2.17	3
32	\$ 0.08	10,420			
13	\$ 0.38	6,929	392	\$ 0.46	2
14	\$ 0.30	4,870	2,034	\$ 0.36	3
46	\$ 0.45	6,260			
			5,209	N.D.	1
			2,277	N.D.	1
			1,502	N.D.	1
			1,502	N.D.	1
			195	N.D.	1
			106	N.D.	1

■ Firme   
 ■ Con Interrupciones   
 #Transacciones

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

Del total de transacciones, 347 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 58 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que para este mes se transó baja capacidad de transporte por medio de negociación directa (29.6% del total del mes); también se destaca el tramo CUSIANA - VASCONIA para el cual se transó 75,614 KPCD su mayoría en modalidad **Firme**. Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - VASCONIA con 93 transacciones (76 asignadas por subasta SUVCP y 17 mediante negociación directa), LA BELLEZA – COGUA con 58 transacciones (57 asignadas por subasta SUVCP y 1 mediante negociación directa) y COGUA - SABANA\_F con 58 transacciones (57 asignadas por subasta SUVCP y 1 mediante negociación directa). 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).

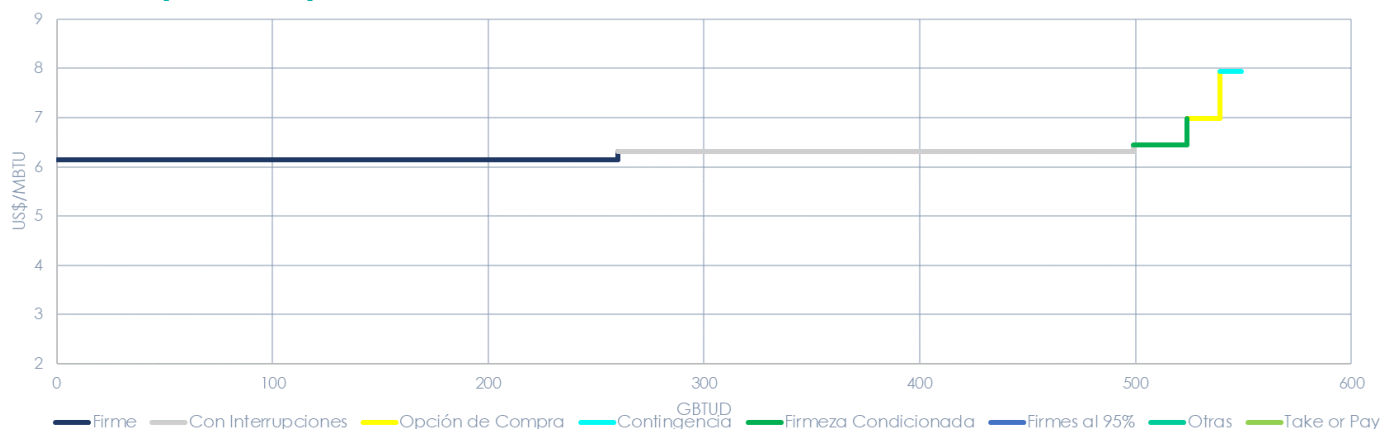
## Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en marzo

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	99.1	\$ 5.53	40.2	\$ 4.75			5.6	\$ 4.91	1.0	N.D.	1.0	N.D.	146.8
	Barranca	10.3	\$ 5.48	38.5	\$ 5.30							1.0	N.D.	49.7
	Vasconia			7.1	\$ 4.42									7.1
	Sebastopol	0.5	\$ 5.42	4.0	N.D.									4.5
	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			80.0	N.D.									80.0
	Ballena	71.8	\$ 7.02	42.8	\$ 6.26			0.9	N.D.			8.0	\$ 7.98	123.5
	Mamonal	28.2	\$ 5.63	20.0	\$ 6.26			18.5	\$ 6.93	14.3	\$ 7.41			81.0
	Bonga Mamey					-	\$ -							-
	Tucurínca	7.4	N.D.											7.4
	La Creciente					-	\$ -							-
	Hocol	15.7	\$ 5.53	1.0	\$ 3.58									16.7
	Bullerengue	4.3	\$ 5.78	1.0	N.D.									5.3
	No SNT*	16.9	\$ 8.98	4.3	\$ 5.23									21.2
	<b>Total general</b>	<b>259.9</b>	<b>\$ 6.14</b>	<b>238.9</b>	<b>\$ 6.31</b>	<b>0</b>	<b>\$ -</b>	<b>25.0</b>	<b>\$ 6.45</b>	<b>15.3</b>	<b>\$ 6.99</b>	<b>9.9</b>	<b>\$ 7.93</b>	<b>549.1</b>
<b>Total (%)</b>		<b>47.3%</b>		<b>43.5%</b>		<b>0.0%</b>		<b>4.6%</b>		<b>2.8%</b>		<b>1.8%</b>		

\*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 6.14 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 90.9% de la contratación total nacional agregando 498.9 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 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 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](mailto:gestordegas@bolsamercantil.com.co)  
Atención de consultas e inquietudes: [informesenergeticos@bolsamercantil.com.co](mailto:informesenergeticos@bolsamercantil.com.co)



@MMEnergéticos



Gestor del Mercado de Gas Natural

[WWW.BMCBEC.COM.CO](http://WWW.BMCBEC.COM.CO)