



# INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

**DICIEMBRE 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 un aumento del 11,5% (129 GBTUD) respecto del mes de noviembre de 2023 (1,126 GBTUD), ubicándose en 1,255 GBTUD en diciembre de 2023. En cuanto a precios del mercado primario, las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95 que abarcan un 61,55% de la contratación total nacional vigente, y se enmarcan en un rango de precios entre 4,97 USD/MBTU y 6,33 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-Mamonal, Cartagena-Sincelejo, Jobo-Sincelejo, Apiay-Usmé, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, Gibraltar-Bucaramanga, La Belleza-Cogua, Cogua-Sabana F, La Belleza-Vasconia, Guando-Fusagasugá, Pradera-Popayán y Yumbo/Cali-Cali.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en diciembre de 2023 fue de 1,079 GBTUD, aumentando un 11% por encima de la demanda registrada en el mes de noviembre de 2023 (974 GBTUD), explicado principalmente por el aumento en los consumos del sector de Generación térmica en la región de la Costa y del interior, así como una disminución en los consumos del sector Industrial.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario presentaron un incremento de 112,5% al pasar de 264 en noviembre a 561 en diciembre de 2023; las negociaciones de transporte crecieron un 4,6%, pasando de 327 en noviembre a 342 en diciembre de 2023. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en diciembre, la modalidad "Firmeza Condicionada" presenta el valor más bajo con \$6,64 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 **diciembre**.

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	296	256	0	256	86%
Cupiagua	236	227	0	227	96%
Guajira (Chuchupa/Ballena)	119	96	0	96	81%
Floreña	73	12	62	74	102%
Nelson	19	11	2	13	68%
Bloque VIM 5***	130	74	31	105	81%
Gibraltar	41	41	0	41	100%
Bonga/Mamey	36	33	0	33	92%
Otras Fuentes	192	100	45	145	75%
<b>Potencial Producción Nacional</b>	<b>1,141</b>	<b>851</b>	<b>140</b>	<b>990</b>	<b>87%</b>
Planta Regasificación Cartagena****	400	265	0	265	66%
<b>Total</b>	<b>1,541</b>	<b>1,116</b>	<b>140</b>	<b>1,255</b>	

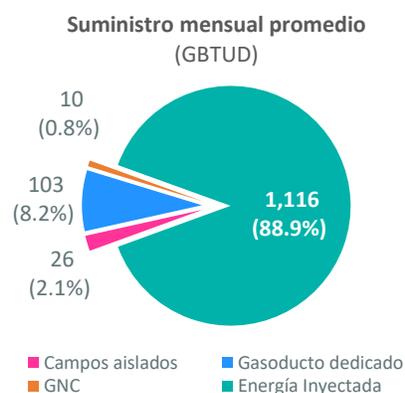
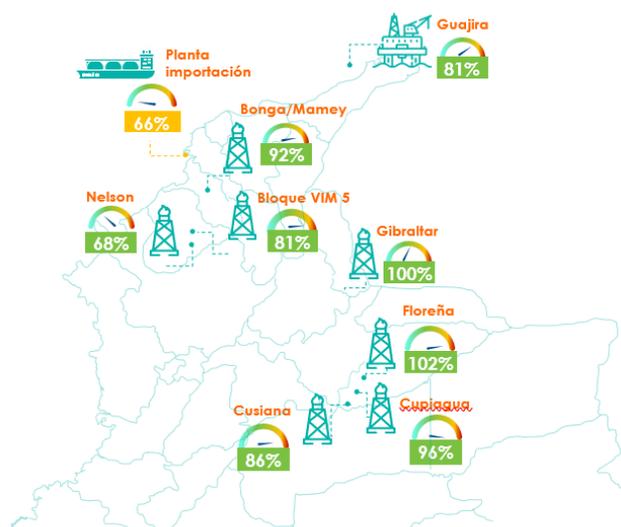
Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

\* 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 diciembre versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **87%**.

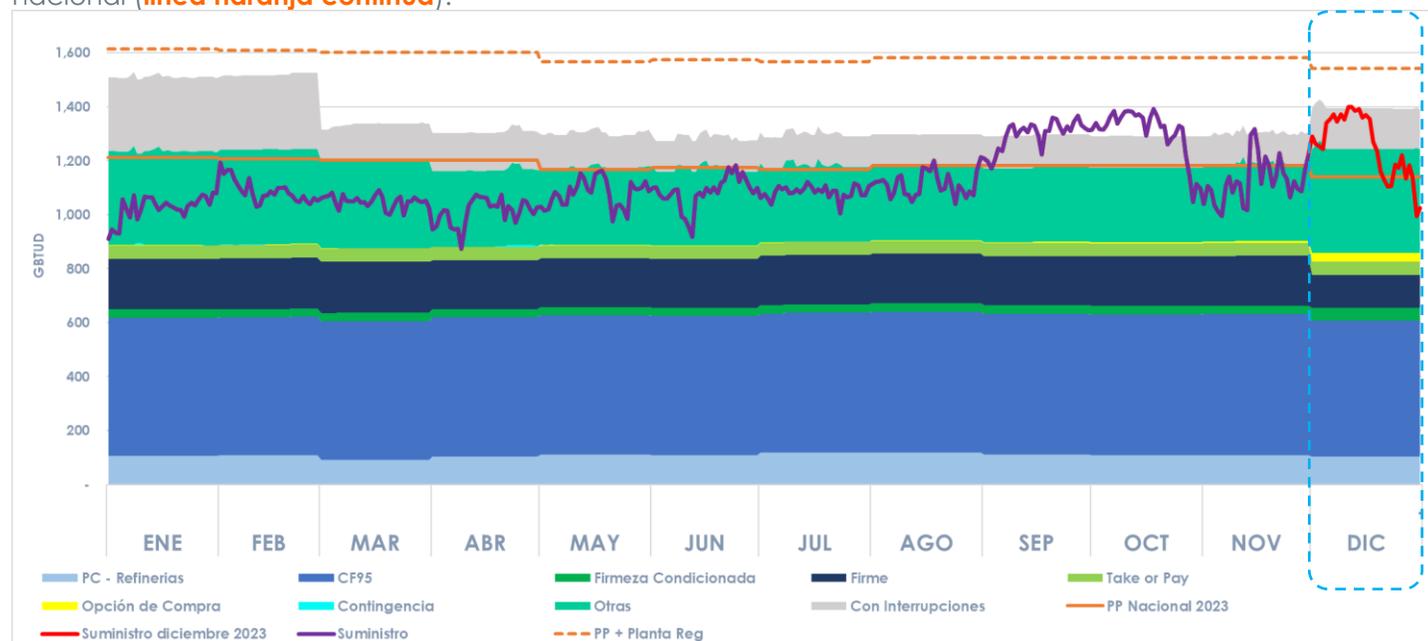
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

## Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el año **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 diciembre que la contratación<sup>1</sup> respaldada con firmeza representó 768 GBTUD, mientras la modalidad “**Con Interrupciones**” registró 172 GBTUD. El **suministro<sup>2</sup> promedio** del mes fue de **1,255 GBTUD**, con oscilaciones entre **995 GBTUD (min.)** y **1,398 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observa que las cantidades del suministro promedio se ubicaron por encima del potencial de producción PP<sup>3</sup> nacional (**línea naranja continua**).



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	1,166	1,176	1,167	1,181	1,182	1,181	1,181	1,141
Suministro Min.	911	1,030	998	873	976	917	1,003	1,038	1,172	1,046	995	995
Suministro Prom.	1,025	1,088	1,049	1,010	1,079	1,086	1,084	1,112	1,296	1,306	1,126	1,255
Suministro Máx.	1,081	1,192	1,091	1,075	1,164	1,183	1,122	1,211	1,367	1,391	1,318	1,398
Producción comprometida por Refinerías	106	107	90	104	111	109	118	118	110	108	109	104
Garantía Firmeza*	785	786	787	780	777	778	783	785	786	788	793	768
Otras**	383	386	358	318	317	320	316	293	293	293	286	380
Con Interrupciones	262	264	117	129	133	114	116	118	121	117	115	172

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 diciembre

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			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	58	\$ 3.99				12	N.D.						1	\$ 4.32			71
	Gibraltar						33	N.D.										33
	Otros Interior <sup>2</sup>	1	\$ 1.70	11	\$ 5.65								12	\$ 7.76	23	\$ 5.46		
Costa	Ballena			8	\$ 5.50													8
	Chuchupa	2	N.D.	38	\$ 6.13									8	\$ 8.43			48
	Bloque VIM 5 <sup>3</sup>	52	\$ 5.28									67	\$ 8.63	88	\$ 8.04			206
	Bonga Mamey			35	\$ 4.53									18	N.D.			52
	B. Esperanza PE <sup>4</sup>			9	\$ 7.60								80	N.D.	5	N.D.		94
	Bullerengue			36	\$ 6.75									0	N.D.			36
	Otros Costa <sup>5</sup>	15	\$ 8.86	0.01	N.D.								222	\$ 7.95	4	N.D.		241
	Otros C. Aislados <sup>6</sup>	5	\$ 1.91	2	N.D.	4	N.D.							16	\$ 3.46			27
	Otros C. Aislados- MM <sup>7</sup>	4	\$ 4.87											7	\$ 1.68			11
	<b>Total</b>	<b>136</b>	<b>\$ 4.97</b>	<b>504</b>	<b>\$ 5.26</b>	<b>49</b>	<b>\$ 4.22</b>	<b>47</b>	<b>\$ 4.45</b>	<b>32</b>	<b>\$ 6.96</b>	<b>380</b>	<b>\$ 8.07</b>	<b>172</b>	<b>\$ 6.33</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1320</b>
<b>Total (%)</b>		<b>10.3%</b>		<b>38.2%</b>		<b>3.7%</b>		<b>3.5%</b>		<b>2.4%</b>		<b>28.8%</b>		<b>13.0%</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, Dina Ecopetrol, El Difícil, Loma larga, María Conchita, Recetor West, San Roque y Tisquirama.

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

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

<sup>5</sup> Otros Costa: Arrecife, Bloque VIM 21 (Aguas Vivas, Arandala, Breva, Comamusa, Fresa, Lulo y Toronja), Guama, La Creciente, Merecumbe.

<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 Toquí Toquí.

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

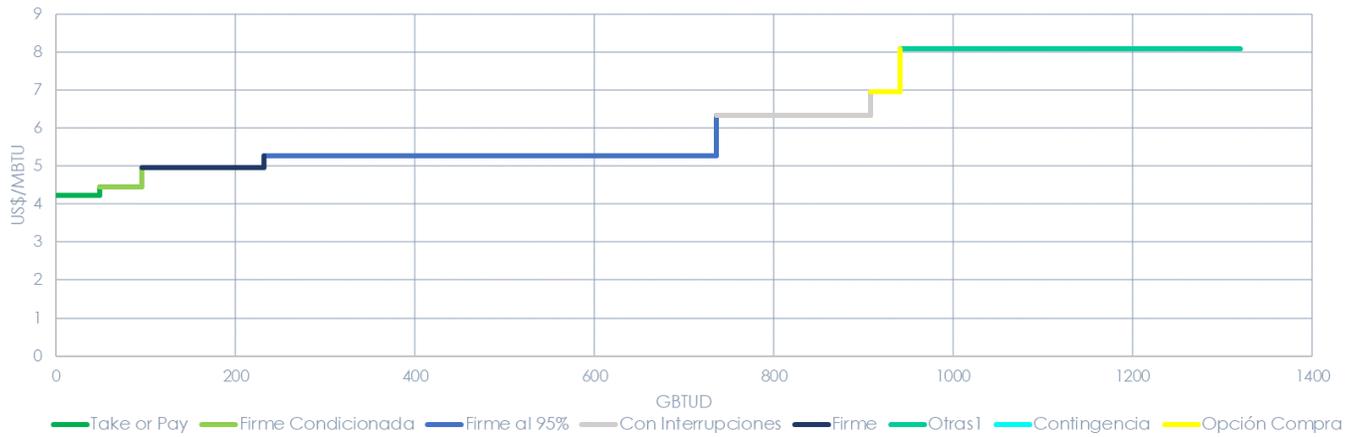
**NOTA 1:** La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

**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 diciembre se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,320 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (504 GBTUD), **ii)** Firme (136 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (172 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **61.55%** del gas natural contratado en el mercado primario. La modalidad con menor participación es Opción de compra con 32 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 4.22 USD/MBTU, mientras que la modalidad “Otras” representa el valor más alto con 8.07 USD/MBTU. Las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95, que como se mencionó anteriormente abarcan un 61.55% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.97 USD/MBTU y 6.33 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	Tramos*	Num agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMM (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMM	Pareja de Cargos 80-20** (COP/KPC)	Volumen transportado		
									Min	Prom	Max
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	14	308,200	315,304	0	0%	\$ 1,049.85	58,690	69,200	81,949
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	15	723,703	741,951	0	0%	\$ 1,116.35	105,368	368,635	517,417
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	14	698,003	694,823	0	0%	\$ 1,641.70	163,783	360,031	475,329
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	229,791	0	0%	\$ 184.13	115,674	133,082	144,414
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	11	285,945	295,486	0	0%	\$ 2,329.48	117,828	141,909	177,399
	6	JOBOSINCELEJO	9	191,745	192,538	0	0%	\$ 2,438.97	102,838	119,213	150,061
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	10	92,000	109,171	0	0%	\$ 1,008.67	22,904	33,214	35,481
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	2,000	11,943	86%	\$ 4,512.47	270	776	1,454
	9	APIAY-OCOA	5	24,175	16,511	7,664	32%	\$ 1,908.98	12,964	14,348	15,005
	10	APIAY-USME	3	18,197	17,784	413	2%	\$ 2,950.21	1,480	16,445	17,469
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	5	148,000	100,176	47,824	32%	\$ 2,625.94	41,429	74,431	96,404
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	13	260,000	139,410	112,590	43%	\$ 5,515.25	26,686	48,190	71,042
	13	BARRANCABERMEJA-BUCARAMANGA	4	37,361	31,725	5,114	14%	\$ 8,615.09	26,626	29,023	31,121
	14	BARRANCABERMEJA-SEBASTOPOL	10	333,000	171,322	158,991	48%	\$ 2,308.52	36,821	83,265	107,849
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	1	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 3,579.66	3,148	4,510	4,995
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12,015	3,227	8,788	73%	\$ 6,434.50	3,409	3,973	6,286
	17	COGUA-SABANA_F	1	215,000	215,000	0	0%	\$ 1,955.31	68,912	128,486	159,532
	18	CUSIANA-APIAY	9	70,569	57,369	12,200	17%	\$ 2,718.79	34,016	46,631	48,983
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	16	470,000	472,228	0	0%	\$ 336.80	301,897	378,199	410,248
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	13	472,500	452,020	10,558	2%	\$ 3,832.66	300,169	376,514	408,462
	21	FLANDES-GUANDO	1	10,738	1,250	9,488	88%	\$ 2,026.60	993	1,157	1,241
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 4,144.50	989	1,370	3,688
	23	FLOREÑA-YOPAL	7	16,161	12,101	4,060	25%	\$ 1,955.96	12,509	14,380	15,733
	24	GBS_J-GBS_F	9	63,744	9,725	54,019	85%	\$ 3,688.91	10,221	13,250	19,187
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	4	49,920	48,387	1,011	2%	\$ 12,347.85	35,240	37,826	38,116
	26	GUALANDAY-NEIVA	4	12,910	9,807	3,103	24%	\$ 20,544.47	8,137	9,025	9,604
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 10,789.99	654	882	1,110
	28	LA BELLEZA-COGUA	4	198,691	218,331	0	0%	\$ 1,332.95	46,336	129,126	162,531
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	11	301,348	287,120	9,570	3%	\$ 2,022.90	171,905	221,945	251,349
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	5	21,953	15,137	6,816	31%	\$ 5,898.88	12,595	15,473	17,565
	31	MARIQUITA-PEREIRA	8	168,000	156,212	10,640	6%	\$ 3,236.72	57,126	99,164	122,850
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 31,444.12	280	340	430
	33	PEREIRA-ARMENIA	7	158,000	119,426	38,574	24%	\$ 1,141.92	46,502	83,853	106,243
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 9,952.63	2,276	3,194	3,971
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,990	647	14%	\$ 6,938.19	2,748	3,677	4,130
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	62,363	15,039	19%	\$ 6,340.40	27,241	49,610	59,519
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	14	349,000	238,981	107,332	31%	\$ 980.05	58,546	103,815	131,008
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	238	122	34%	\$ 24,312.34	145	221	242
	39	VASCONIA-MARIQUITA	10	192,000	181,031	9,661	5%	\$ 1,928.14	77,355	121,783	146,189
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,500	6,336	54%	\$ 2,049.16	4,064	4,906	5,143
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 402.39	28,049	41,259	45,949

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.

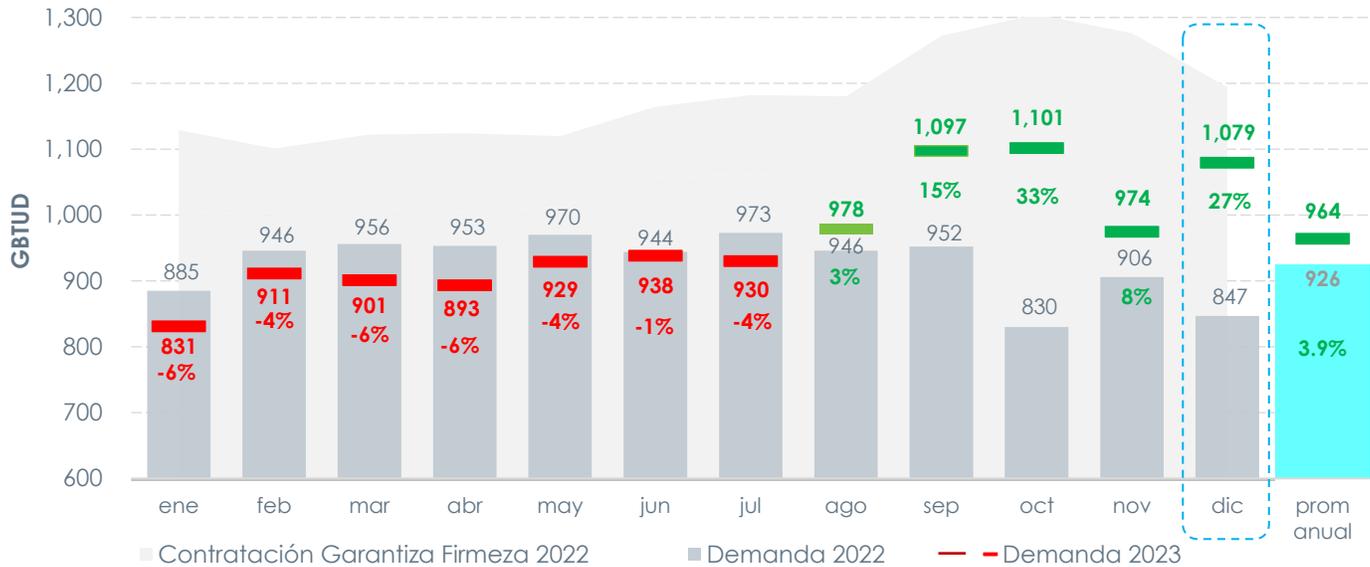
\*\*\* Se incluye la contratación de todas las modalidades y la capacidad para transportar gas natural de estaciones de compresión.

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 **diciembre** se observa una demanda promedio de **1079 GBTUD**, esto es **27% superior** a la energía entregada en el mismo mes del 2022 que se situó en 847 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2023 es de **964 GBTUD**, estando por encima un 3.9% 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.

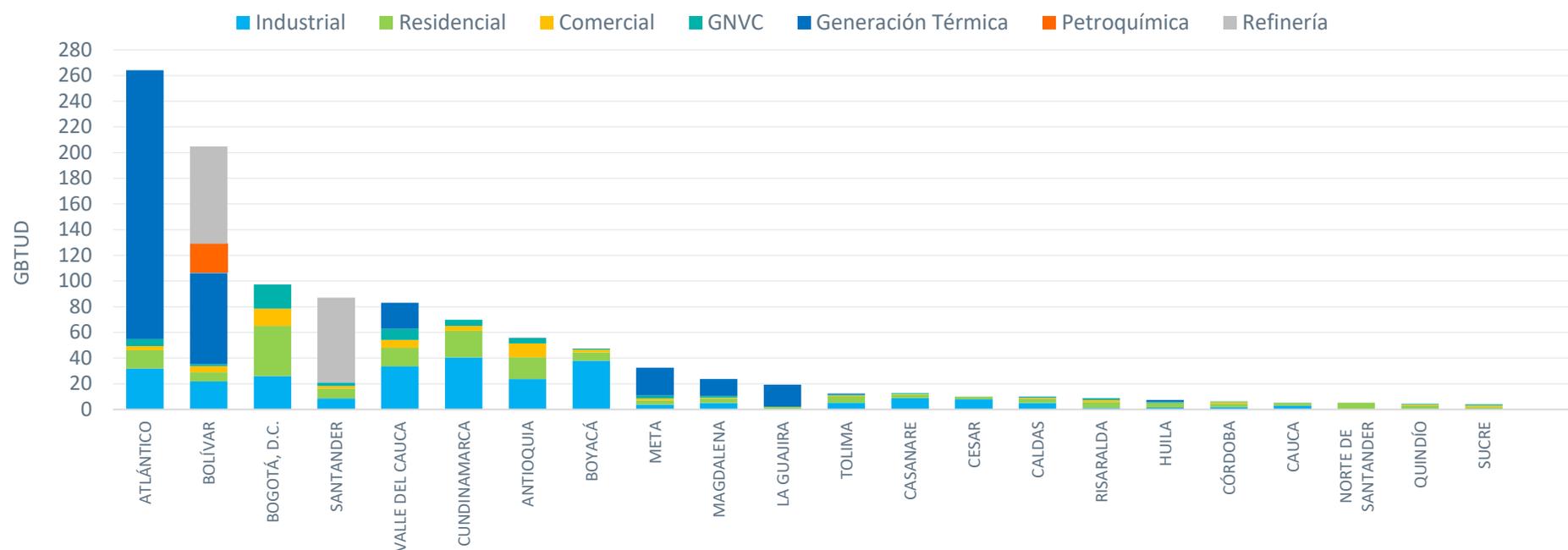
## Evolución mensual demanda térmica y No térmica

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en diciembre la demanda **térmica** fue 229 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2022; por su parte, la demanda **No térmica** fue **superior** en 3 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	146 747	198 731	203 735	198 732	231 747	372 725	373 728	242 732	355 724

Térmica   
 No Térmica

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

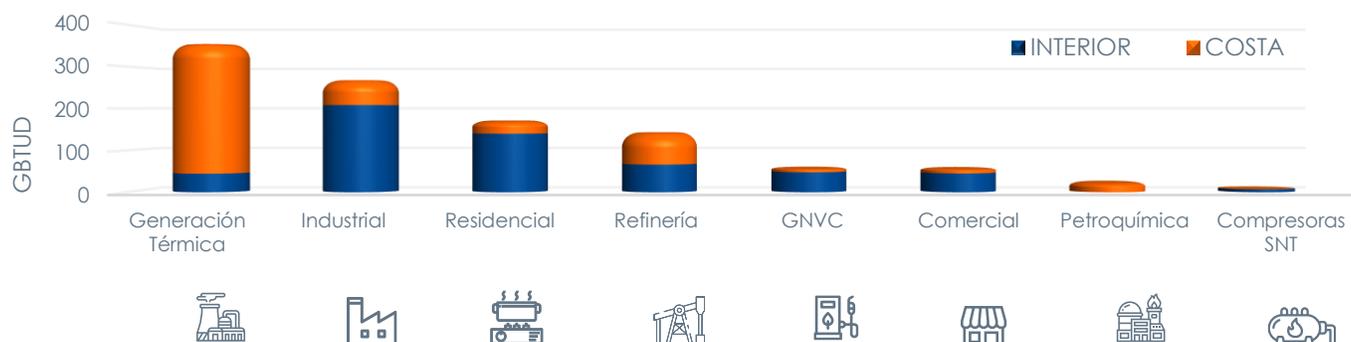


	<b>Residencial</b>	14.1	7.0	39.2	7.6	14.6	20.8	17.1	6.4	3.3	3.6	2.2	4.8	2.8	1.7	3.1	4.6	3.4	2.7	1.9	5.2	2.6	1.9	<b>170</b>
	<b>Comercial</b>	3.1	5.0	13.5	2.2	6.2	3.7	10.7	2.0	1.4	0.7	0.0	0.9	0.5	0.3	0.8	1.5	0.3	1.3	0.3	0.0	0.8	1.1	<b>56</b>
	<b>Industrial</b>	32.0	21.9	26.0	8.6	33.5	40.5	23.7	38.1	3.9	5.0	0.0	5.2	8.9	7.9	5.1	1.4	1.4	1.9	2.9	0.0	0.3	0.1	<b>268</b>
	<b>GNVC</b>	5.4	1.3	18.7	2.7	8.5	4.8	4.2	1.0	2.4	1.3	0.0	0.6	0.5	0.2	0.8	1.4	0.8	0.5	0.3	0.0	0.8	0.8	<b>57</b>
	<b>Generación Térmica</b>	209.5	70.9	0.0	0.0	20.5	0.0	0.1	0.0	21.6	13.1	17.1	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	<b>355</b>
	<b>Refinería</b>	0.0	75.7	0.0	66.1	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	<b>142</b>
	<b>Petroquímica</b>	0.0	23.0	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	<b>23</b>
	<b>Compresoras</b>	0.0	0.2	0.0	1.8	0.0	0.2	0.3	3.1	0.2	0.0	0.0	1.4	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	<b>8</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>264</b>	<b>205</b>	<b>97</b>	<b>89</b>	<b>83</b>	<b>70</b>	<b>56</b>	<b>51</b>	<b>33</b>	<b>24</b>	<b>19</b>	<b>14</b>	<b>13</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>1,079</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 diciembre de 2023 el sector que registra mayor energía recibida es la Generación Térmica con GBTUD en promedio, de los cuales 44 GBTUD corresponden a la región Interior y 311 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 171 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 140 GBTUD respecto a la costa con 31 GBTUD.



	Costa	Interior	Total Nacional	% Segmento
Generación Térmica	311	44	355	33%
Industrial	60	208	268	25%
Residencial	31	140	171	16%
Refinería	76	66	142	13%
GNVC	9	48	57	5%
Comercial	11	45	56	5%
Petroquímica	23	0	23	2%
Compresoras SNT	1	7	8	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 diciembre de 2023, con respecto noviembre de 2023 se observa principalmente un aumento en los consumos del sector de Generación térmica en la región de la Costa e Interior, así como una disminución en los consumos del sector Industrial.

TIPO DE USUARIO		Julio 2023		Agosto 2023		Septiembre 2023		Octubre 2023		Noviembre 2023		Diciembre 2023	
		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	11
	Interior	0	46	0	46	0	46	0	47	0	48	0	45
Generación Térmica	Costa	159	0	199	0	309	0	315	0	210	0	311	0
	Interior	39	0	33	0	63	0	59	0	32	0	44	0
GNVC	Costa	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0
	Interior	43	0	44	0	45	0	44	0	45	0	48	0
Industrial	Costa	61	4	57	4	56	4	59	4	58	4	55	5
	Interior	182	24	186	25	180	24	181	24	184	24	186	22
Petroquímica	Costa	22	0	19	0	19	0	22	0	21	0	23	0
	Interior	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Refinería	Costa	74	0	75	0	73	0	71	0	75	0	76	0
	Interior	73	0	84	0	70	0	72	0	67	0	66	0
Residencial	Costa	0	31	0	31	0	30	0	30	0	31	0	31
	Interior	0	144	0	147	0	146	0	145	0	147	0	140
Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0
	Interior	7	0	7	0	8	0	8	0	7	0	7	0
Subtotal UR/UNR		Julio 23		Agosto 2023		Septiembre 2023		Octubre 2023		Noviembre 2023		Diciembre 2023	
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa	326	46	359	46	467	46	477	45	374	46	474	47
Interior	344	214	354	219	367	217	364	215	335	219	351	207	
<b>TOTAL</b>		<b>930</b>		<b>978</b>		<b>1097</b>		<b>1101</b>		<b>974</b>		<b>1079</b>	

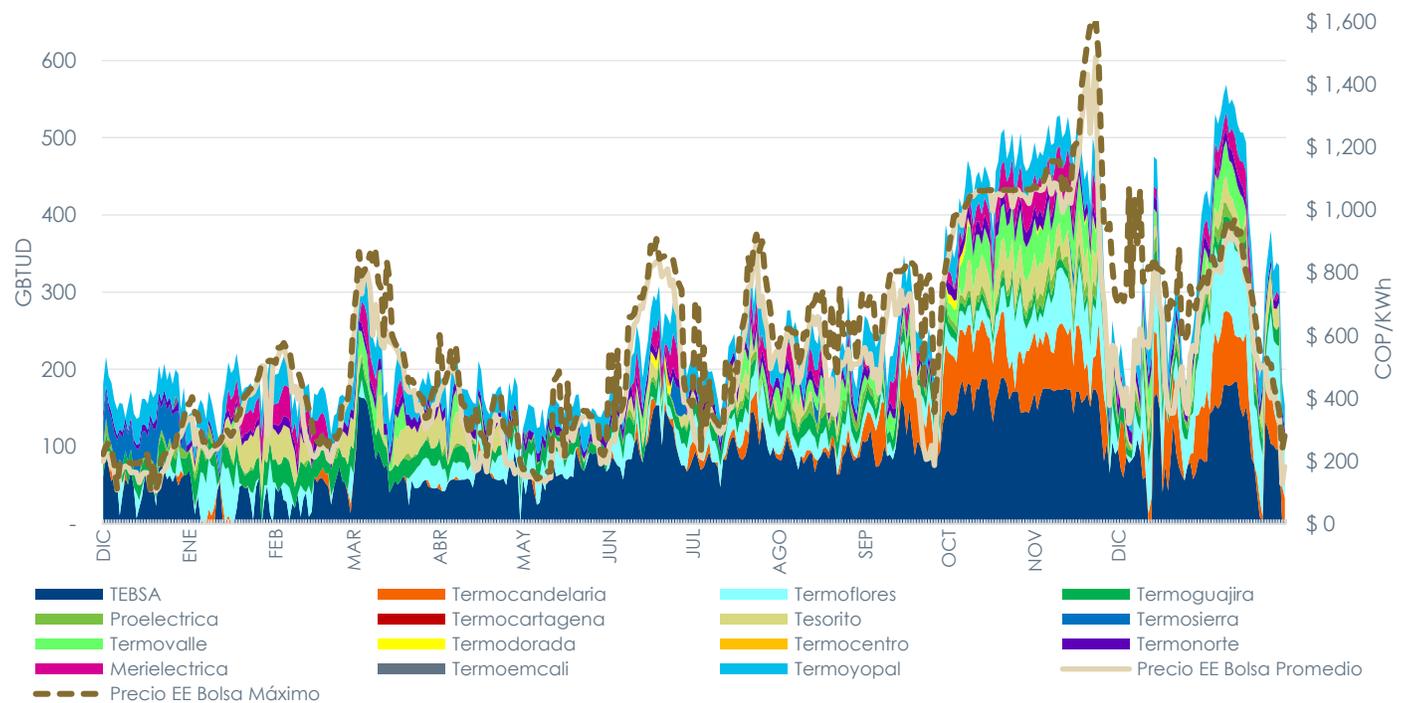
Fuente: SEGAS. / Cifras en GBTUD.

## 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 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 diciembre fue en promedio 406 GBTUD.

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



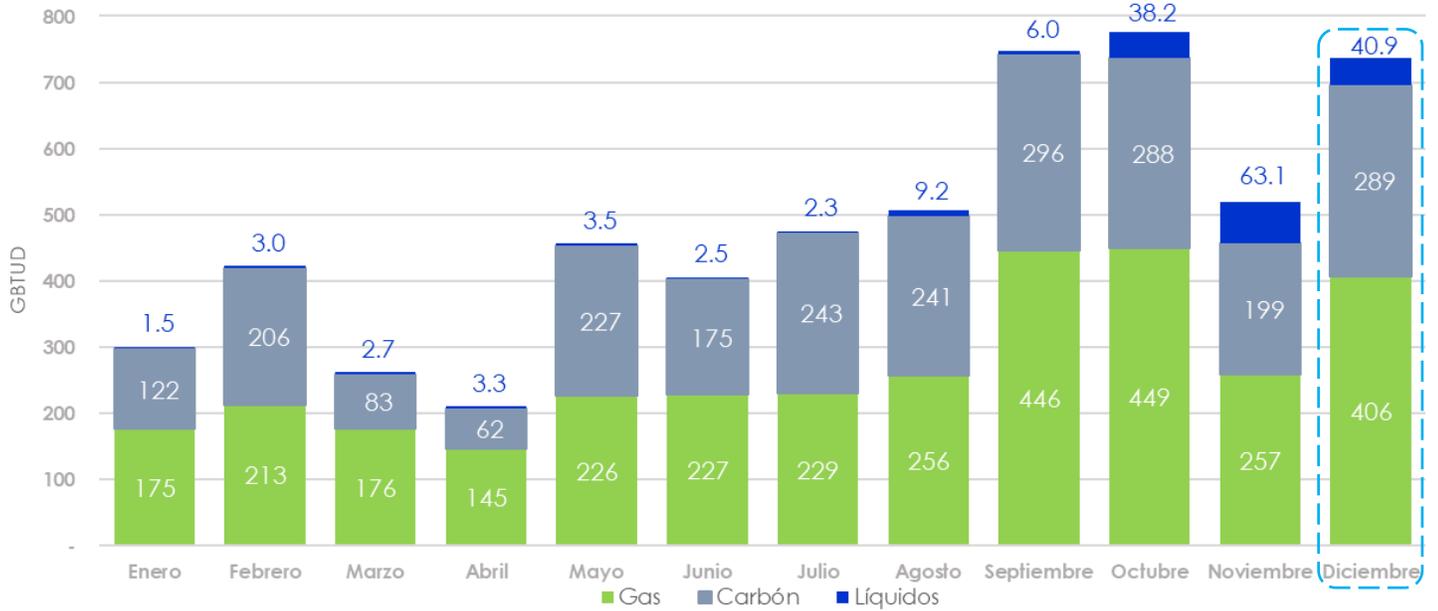
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de diciembre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 153 GBTUD y 569 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (114 GBTUD), Termoflores (96 GBTUD), TERMOCANDELARIA (61 GBTUD), Termoyopal (37GBTUD), TermoValle (22 GBTUD), TermoTesorito (19 GBTUD), Merielectrica (16 GBTUD) y TermoNorte (13 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 diciembre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 406 GBTUD que representó el 55.2% del total, carbón con 289 GBTUD<sup>1</sup>(39.2%), y los combustibles líquidos consumieron 40.9 GBTUD (5.6%).

<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 diciembre 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).



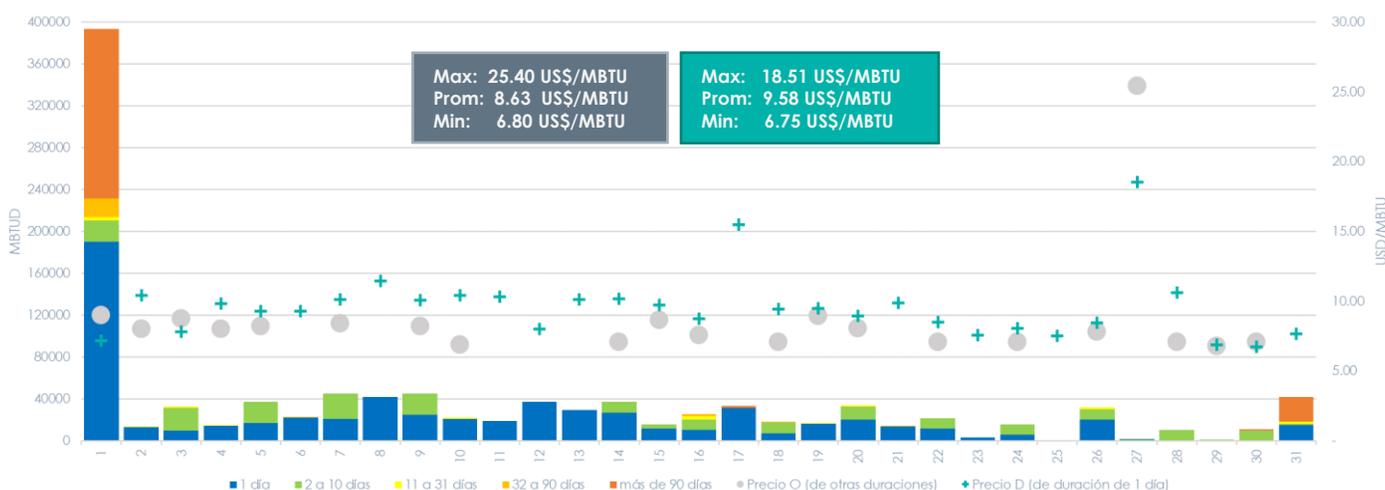
La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector petroquímico solamente registra contratación “Con interrupciones” y “Otras”. Los sectores residencial y gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición 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 diciembre registró 561 operaciones, todas ellas correspondientes a negociaciones directas; Las operaciones de duración de **1 día** fueron las más transadas (361). Se presentaron precios promedio ponderados por cantidades que variaron entre 6.75 USD/MBTU (diciembre 30) y 18.51 USD/MBTU (diciembre 27) para las transacciones de duración de **1 día**.

### Transacciones mercado secundario Diciembre– 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.

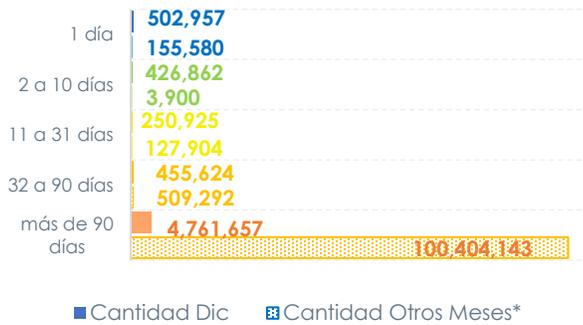
El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 9.18 USD/MBTU.

### Número de operaciones en diciembre – 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)
<b>1 día</b>	66	7	9	12	15	17	18	18	12	14	9	12	14	12	12	13	8	7	12	16	10	10	6	8	3	5	4	5	1	2	4	361	\$ 9.18
<b>2 a 10 días</b>	3		4		3	5		3						1	2	1		1		2		1		1		1	1	1	1	1	1	33	\$ 7.99
<b>11 a 31 días</b>	3	1	2	1						1						2				2	1					2				1	16	\$ 9.10	
<b>32 a 90 días</b>	6					1										1		1				1									10	\$ 8.41	
<b>más de 90 días</b>	130																2												2	7	141	\$ 7.01	
<b>TOTAL</b>	<b>208</b>	<b>8</b>	<b>15</b>	<b>13</b>	<b>18</b>	<b>18</b>	<b>23</b>	<b>18</b>	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>9</b>	<b>12</b>	<b>14</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>17</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>14</b>	<b>19</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>3</b>	<b>8</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>13</b>	<b>561</b>	<b>\$ 8.57</b>

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 64.35% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 1 de diciembre con 208 transacciones, equivalentes al 37.08% del total de transacciones realizadas durante el mes y registrados en los términos de la Resolución CREG 186/2020.

## Energía asociada a las transacciones realizadas en diciembre – MBTU

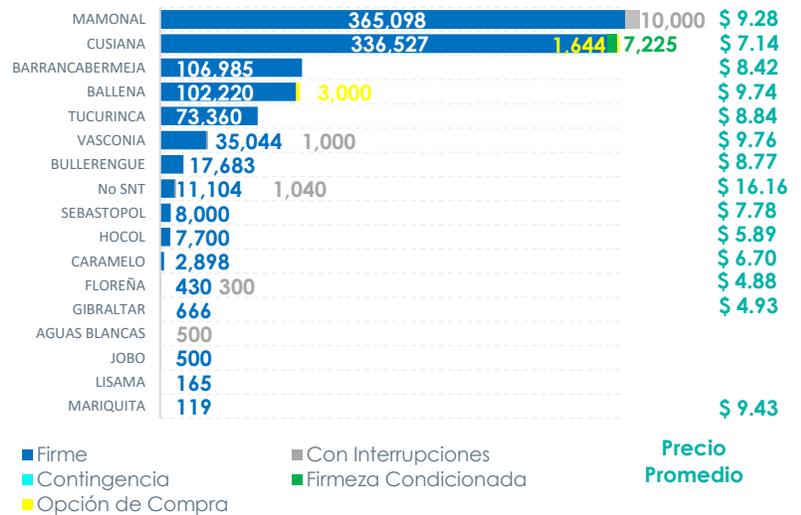


En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **7.9%** (502,957 MBTU) del volumen total transado ejecutado en diciembre (6,398,025 MBTU). Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registró volúmenes negociados por **105,165,800 MBTU**.<sup>1</sup>

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **5.9%** del total de cantidades negociadas.

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

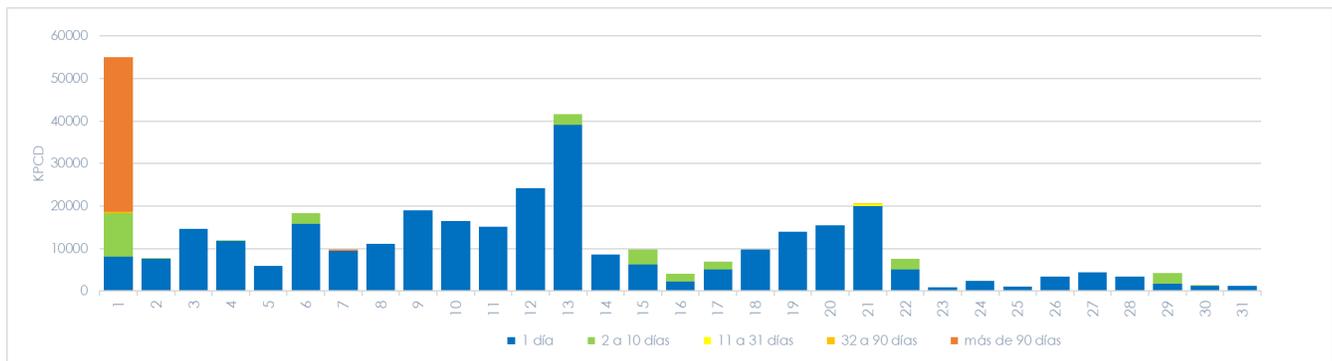
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue MAMONAL con 365,098 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 1,068,499 MBTUD equivalente al 97.74% del total de las cantidades negociadas; la modalidad **“Con interrupciones”** registró 12,840 MBTUD, equivalente al 1.17%; La modalidad de **“Firmeza Condicionada”** registró 7,225 MBTUD equivalente al 0.66%; La modalidad **“Opción de Compra”** registró 4,644 MBTUD equivalentes al 0.42% mientras que Contratos de **“Contingencia”** no registró operaciones; CUSIANA (284) es el punto de entrega con más transacciones registradas, seguido por MAMONAL (62), BARRANCABERMEJA (45) y BALLENA (41). Los puntos No SNT registraron 34 operaciones.



## Transporte

En el mercado secundario de Transporte para el mes de diciembre se registraron 342 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las principalmente transadas (308).

### Transacciones mercado secundario diciembre – Transporte



<sup>1</sup> La información de energía asociada se corrigió respecto al informe mensual publicado el 09 de enero de 2023

## Número de operaciones en diciembre – 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	9	7	8	11	8	15	14	11	13	9	9	18	17	9	11	8	11	12	14	16	17	9	5	9	7	6	7	4	6	4	4	308
2 a 10 días	3	1	1		1							1			1	2	1					1									14	
11 a 31 días																						1									1	
32 a 90 días	2																				2										4	
más de 90 días	14						1																								15	
<b>TOTAL</b>	<b>28</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>12</b>	<b>8</b>	<b>16</b>	<b>15</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>18</b>	<b>18</b>	<b>9</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>14</b>	<b>16</b>	<b>20</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>342</b>

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 11,940 KPCD. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 1 de diciembre con 28 transacciones, equivalentes al 8.19% 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 (342), 136 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 206 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que independientemente del número de operaciones desarrolladas, las cantidades transadas por negociación directa representaron el 80.71% del total de la capacidad negociada en el mes. Se destaca el tramo BALLENA – BARRANCABERMEJA para el cual se transaron 115,987 KPCD en modalidad **Firme**. Los tramos o rutas con más operaciones fueron BALLENA – BARRANCABERMEJA con 56 transacciones (40 por medio de negociación directa y 16 mediante subasta), CUSIANA - COGUA con 42 transacciones (todas asignadas por medio de negociación directa), CUSIANA – VASCONIA con 29 transacciones (27 asignadas por medio de negociación directa y 2 mediante subasta), y CUSIANA - SABANA\_F con 25 (todas asignadas por medio de subasta). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en todas las rutas a los precios obtenidos por medio de la subasta úselo o véndalo de corto plazo, estos últimos se determinan tomando como referencia la parte variable de la pareja 80 - 20 de los cargos regulados (Res CREG 185 de 2020, anexo 5, numeral 4.4).

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

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	113.8	\$ 6.15	13.6	\$ 6.92			11.5	\$ 6.04	2.2	\$ 4.53	6.0	N.D.	147.1
	Barranca	9.6	\$ 7.88									1.0	N.D.	10.6
	Vasconia	3.7	\$ 8.16	0.6	N.D.									4.2
	Sebastopol	5.1	\$ 6.80											5.1
	Gibraltar	3.2	\$ 4.73	0.2	N.D.									3.4
	Caramelo	2.5	\$ 6.34	0.2	N.D.									2.7
	Mariquita	0.1	\$ 9.43											0.1
Costa	Jobo	0.5	N.D.	50.0	N.D.									50.5
	Ballena	41.8	\$ 8.49							3.0	\$ 4.35			44.8
	Mamonal	25.4	\$ 7.75	6.1	\$ 9.30			19.0	N.D.	15.9	N.D.			66.4
	Bonga Mamey					-	-							0
	Tucurínca	22.8	\$ 3.86											22.8
	La Creciente					-	-							0
	Hocol	7.7	\$ 5.89											7.7
	Bullerengue	10.8	\$ 8.01											10.8
	No SNT*	10.0	\$12.25	3.4	\$ 9.22									13.5
	<b>Total general</b>	<b>257.1</b>	<b>\$ 6.88</b>	<b>74.1</b>	<b>\$ 9.98</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>30.5</b>	<b>\$ 6.64</b>	<b>21.1</b>	<b>\$ 6.74</b>	<b>7.0</b>	<b>\$ 8.44</b>	<b>389.8</b>
<b>Total (%)</b>		<b>66.0%</b>		<b>19.0%</b>		<b>0.0%</b>		<b>7.8%</b>		<b>5.4%</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 "Firmeza Condicionada" presenta el valor más bajo con \$6.64 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 85.0% de la contratación total nacional agregando 331.2 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 (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 que 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)