



# INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

## DICIEMBRE 2022

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 1% (10 GBTUD) respecto del mes de noviembre (1,054 GBTUD), ubicándose en 1,044 GBTUD en diciembre. En cuanto a precios del mercado primario, las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95 que abarcan un 71.4% de la contratación total nacional vigente, se enmarcan en un rango de precios entre 4.39 USD/MBTU y 4.75 USD/MBTU.
- ❖ **TRANSPORTE:** Los tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP son: Ballena-La Mami, Barranquilla-Cartagena, Barranquilla-La Mami, Cartagena-Sincelejo, Jobo-Sincelejo, La Creciente-Sincelejo, Barrancabermeja-Bucaramanga, Gibraltar-Bucaramanga, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, La Belleza-Cogua, Cogua-Sabana F, La Belleza-Vasconia, Guando-Fusagasugá, Pradera-Popayán, Yumbo/Cali-Cali, Cusiana-Apiay, Floreña-Yopal y Apiay-Usme.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en diciembre fue de 947 GBTUD, disminuyó un 7% por debajo de la demanda registrada en el mes de noviembre (906 GBTUD), explicado principalmente por la disminución de los consumos del sector de generación térmica del interior.
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario disminuyeron 7.4% pasando de 417 en noviembre a 386 en diciembre de 2022; las negociaciones de transporte disminuyen 13.7%, pasando de 400 en noviembre a 345 en diciembre de 2022. En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en noviembre, la modalidad Firme registra un valor de 5.98 USD/MBTU, mientras que la modalidad Con interrupciones registra 6.55 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	308	272	4	276	90%
Cupiagua	239	232	-	232	97%
Guajira (Chuchupa/Ballena)	131	103	-	103	79%
Floreña	73	11	55	66	91%
Nelson	41	13	6	19	45%
Bloque VIM 5***	111	92	17	109	98%
Gibraltar	41	39	-	39	94%
Bonga/Mamey	36	33	-	33	92%
Otras Fuentes	234	89	76	165	71%
<b>Potencial Producción Nacional</b>	<b>1,214</b>	<b>884</b>	<b>158</b>	<b>1,042</b>	<b>86%</b>
Planta Regasificación Cartagena **	400	3	-	3	1%
<b>Total</b>	<b>1,614</b>	<b>887</b>	<b>158</b>	<b>1,045</b>	-

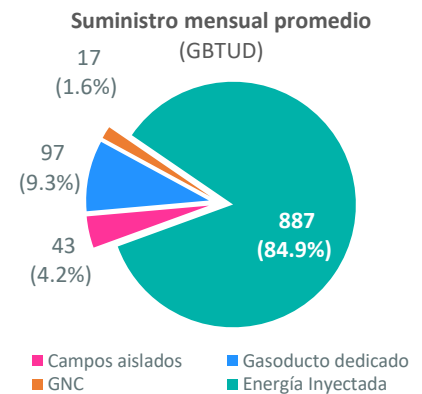
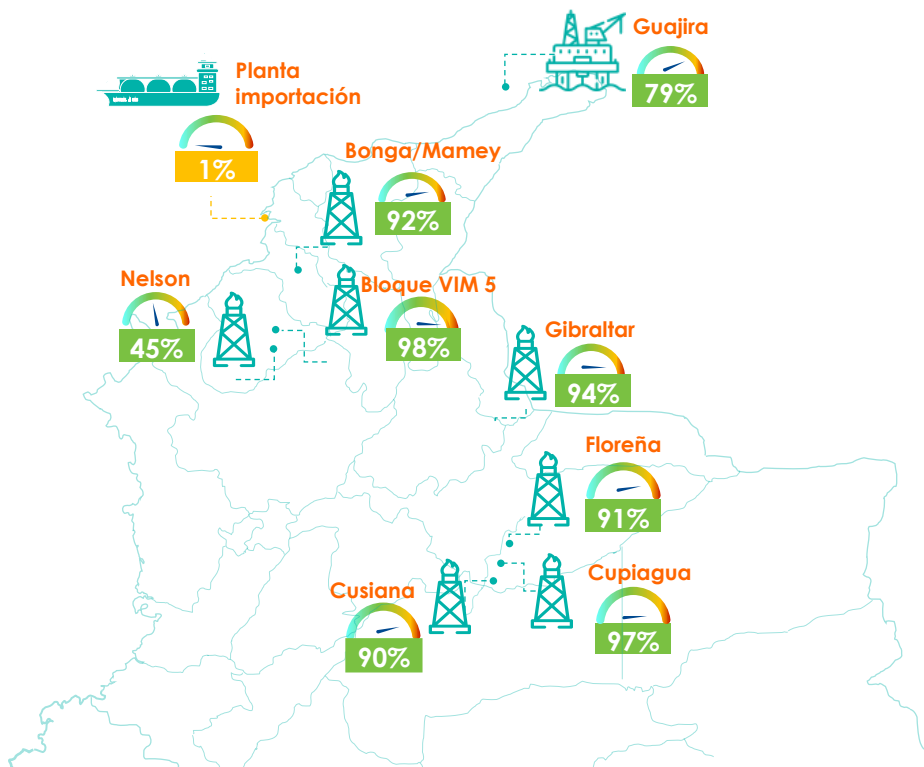
Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

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

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

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

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



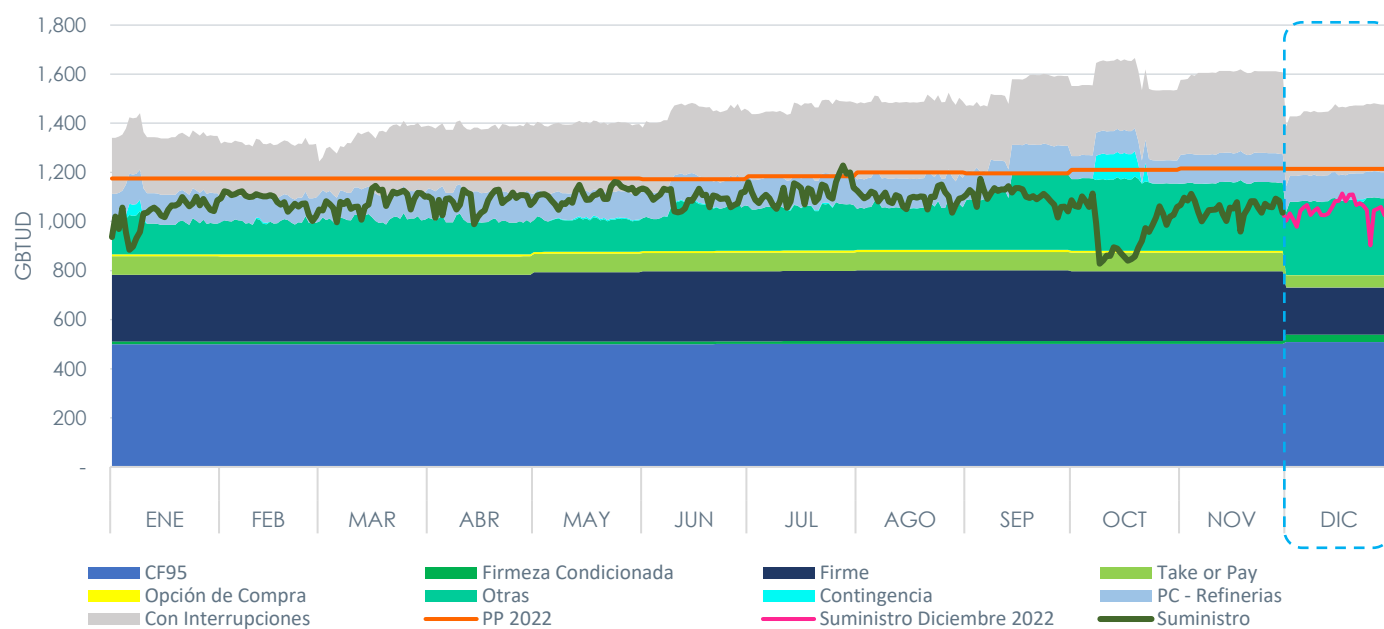
La relación de suministro en el mes de diciembre versus el Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **86%**.

## Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- i) La información de la contratación vigente para el año **2022** 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 1,088 GBTUD, mientras la modalidad “**Con interrupciones**” registró 265 GBTUD. El **suministro<sup>2</sup> promedio** del mes fue de **1,044 GBTUD**, con oscilaciones entre **903 GBTUD (min.)** y **1,114 GBTUD (máx.)**. Durante el mes de análisis, se observa que las cantidades del suministro se ubicaron por debajo del potencial de producción PP de 1,214 GBTUD (**línea naranja**).



VARIABLE (en GBTUD)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1,175	1,175	1,175	1,175	1,176	1,172	1,183	1,199	1,196	1,211	1,216	1,214
Suministro Min.	885	1,001	996	989	1,047	1,037	1,051	1,036	1,016	828	958	903
Suministro Prom.	1,030	1,085	1,084	1,082	1,109	1,098	1,121	1,097	1,104	966	1,054	1,044
Suministro Máx.	1,101	1,123	1,146	1,130	1,161	1,202	1,228	1,150	1,173	1,114	1,113	1,114
Garantía Firmeza	1,006	1,000	1,011	1,004	1,012	1,057	1,062	1,061	1,156	1,211	1,158	1,088*
Prod. comprometida - Refinerías	123	101	111	120	108	107	120	119	116	94	118	106
Con Interrupciones	231	219	227	263	280	284	284	309	272	286	329	265*

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

\* Para diciembre se observa una reducción en los vencimientos de los contratos de modalidades que garantizan firmeza e interrupciones, debido a los efectos de la Resolución CREG 101 128 de 2022, así como al cambio de año de gas.

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>).

## 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	2	N.D.	184	\$ 4.41			9	\$ 4.15					8	\$ 4.80			203
	Cupiagua			189	\$ 4.62			7	\$ 4.15					10	\$ 4.84			206
	Cupiagua Sur			11	\$ 5.17			14	\$ 4.15	1	N.D.							26
	Floreña	55	\$ 3.44			12	N.D.							3	\$ 3.82			70
	Gibraltar					33	N.D.											33
	Otros Interior <sup>2</sup>	9	\$ 3.40	15	\$ 5.72									27	\$ 4.59			51
Costa	Ballena			9	\$ 5.50									8	\$ 5.90			17
	Chuchupa	2	N.D.	44	\$ 5.88									2	\$ 7.20	0.1	\$ 5.80	48
	Bloque VIM 5 <sup>3</sup>	76	\$ 5.01									88	\$ 4.27	30	\$ 7.33			194
	Bonga Mamey			36	\$ 4.69									146	\$ 4.13			182
	B. Esperanza PE <sup>4</sup>	20	\$ 4.52	5	\$ 6.20							80	N.D.	5	N.D.			110
	Bullerengue	15	N.D.	16	\$ 5.18									4	\$ 6.00	1	\$ 6.11	36
	Otros Costa <sup>5</sup>	1	\$ 6.65									136	\$ 9.94	3	\$ 5.21			140
	Otros C. Aislados <sup>6</sup>	7	\$ 2.61			4	N.D.							12	\$ 2.37			23
Otros C. Aislados- MM <sup>7</sup>	5	\$ 4.57					2	\$ 2.67					7	\$ 1.42			14	
<b>Total</b>	<b>192</b>	<b>\$ 4.39</b>	<b>509</b>	<b>\$ 4.75</b>	<b>49</b>	<b>\$ 5.29</b>	<b>32</b>	<b>\$ 4.06</b>	<b>1</b>	<b>N.D.</b>	<b>304</b>	<b>\$ 7.79</b>	<b>265</b>	<b>\$ 4.56</b>	<b>1</b>	<b>\$ 6.11</b>	<b>1353</b>	
<b>Total (%)</b>	<b>14.2%</b>		<b>37.6%</b>		<b>3.6%</b>		<b>2.4%</b>		<b>0.1%</b>		<b>22.5%</b>		<b>19.6%</b>		<b>0.1%</b>		<b>100%</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.

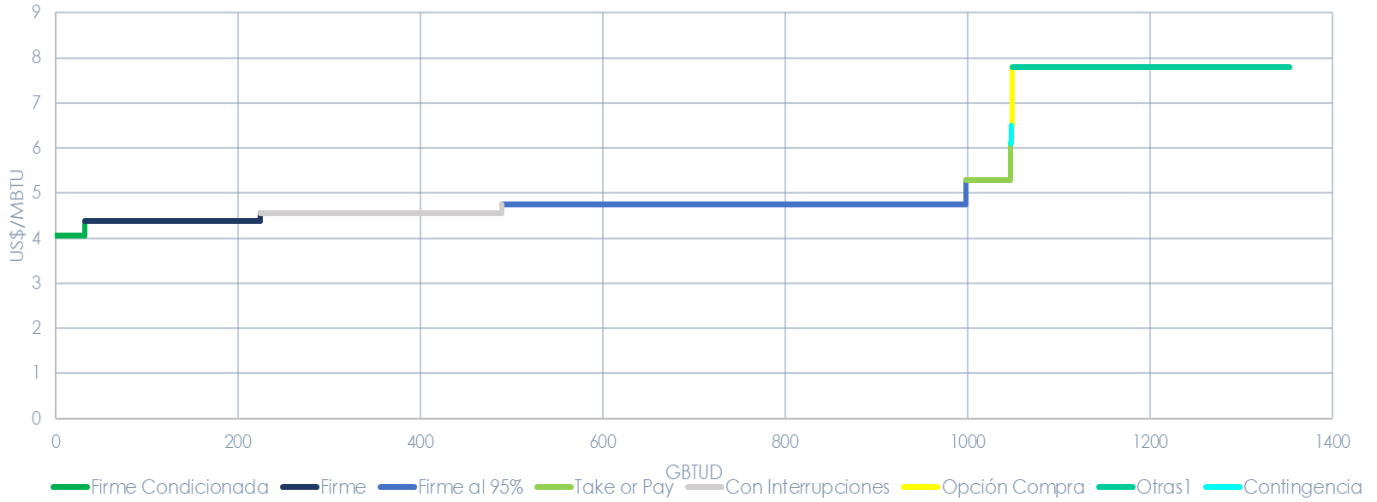
**NOTA 1:** La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

**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 diciembre se encuentran contratados en el mercado primario a nivel nacional 1,353 GBTUD, los cuales se concentran principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (509 GBTUD), **ii)** Firme (192 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (265 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **71.4%** del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Opción de compra y Contingencia, con 1 GBTUD y 1 GBTUD respectivamente. Los contratos Take or Pay vigentes corresponden a aquellos que se firmaron antes del año 2013, ya que la normativa actual no permite suscribir esta modalidad contractual en el mercado primario.

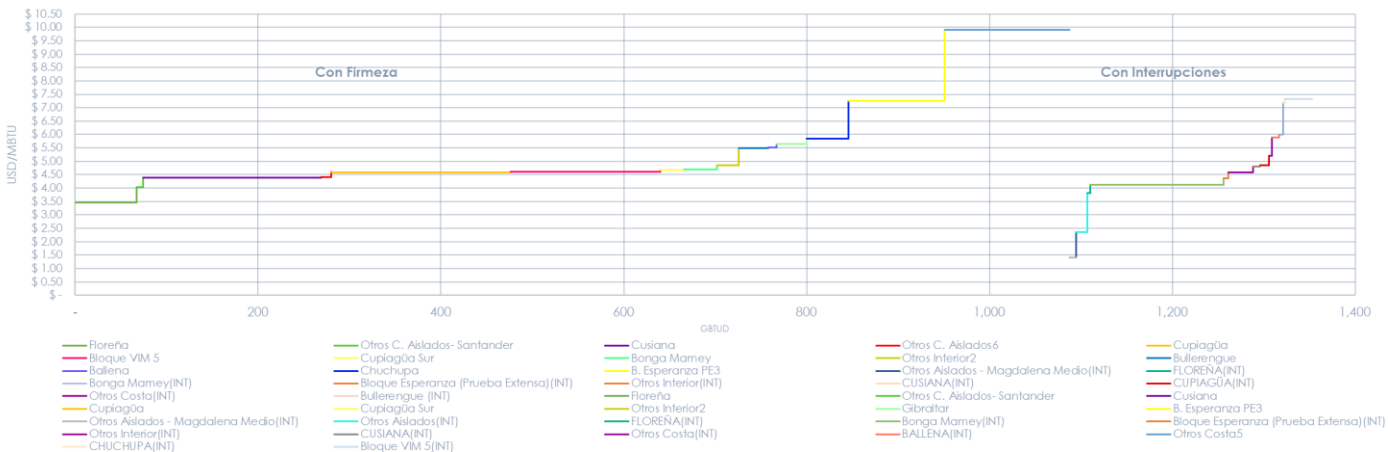
## Curva de precios por modalidad



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

La valoración de las modalidades de contratación en el mercado primario refleja que el producto Firmeza Condicionada presenta el valor más bajo con 4.06 USD/MBTU, mientras que la modalidad “Otras” representa el valor más alto con 7.79 USD/MBTU. Las modalidades Firme, Con interrupciones y CF95, que como se mencionó anteriormente abarcan un 71.4% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.39 USD/MBTU y 4.75 USD/MBTU.

## Curva de precios por fuente



\*Precios promedio ponderado de las modalidades para cada fuente de suministro

Las curvas separadas identifican los precios promedio ponderado por fuente, de las modalidades que garantizan firmeza (1,088 GBTUD) en la izquierda y de la modalidad “Con Interrupciones” (265 GBTUD) en la derecha. Es importante resaltar que los precios aquí mostrados representan un punto de referencia, mas no necesariamente son totalmente comparables entre fuentes, debido a que el promedio ponderado por cantidad para cada fuente incluye una mezcla de diferentes modalidades contractuales. Se resalta que los valores registrados en la curva “Con Interrupciones” se encuentran por debajo de la curva de las modalidades que garantizan “firmeza”, dicha valoración es visible para los Otros Campos aislados-Magdalena Medio en donde el valor de “Con Interrupciones” corresponde a menos de la mitad del valor de las modalidades que garantizan firmeza.

## II. TRANSPORTE

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

REGIÓN	No	Tramo*	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad Disponible Primaria CDP (KPCD) ***	CDP/ CMMMP	Pareja de cargos 80-20** (Moneda Vigente/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	11	282,600	275,055	7,545	3%	\$ 847.36	58,631	89,846	110,929
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	8	723,703	708,045	15,658	2%	\$ 912.72	32,447	73,659	99,780
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	8	698,003	688,235	9,768	1%	\$ 1,313.92	107,073	140,631	174,546
	4	CARTAGENA-MAMONAL	9	204,509	177,497	27,012	13%	\$ 148.78	104,241	122,312	140,605
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	2	285,945	281,549	4,396	2%	\$ 1,875.46	91,326	159,799	197,083
	6	JOBO-SINCELEJO	8	191,745	188,534	3,211	2%	\$ 1,994.75	77,978	126,337	152,577
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	6	92,000	87,876	4,124	4%	\$ 808.16	16,179	33,795	36,570
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	8,850	5,093	37%	\$ 3,197.82	502	892	1,384
	9	APIAY-OCOA	7	22,020	18,471	3,549	16%	\$ 0.48	4,462	12,199	15,307
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	0	0%	\$ 0.96	148	152	163
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	4	148,000	57,256	90,744	61%	\$ 0.64	43,229	61,188	73,093
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	11	260,000	68,967	183,033	70%	\$ 1.33	4,981	22,198	36,770
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	4	37,361	37,361	0	0%	\$ 5,815.58	23,372	27,359	31,203
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333,000	113,264	219,736	66%	\$ 0.39	67,609	105,790	156,447
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	2	15,552	5,348	10,204	66%	\$ 2,866.88	3,920	4,717	5,565
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12,015	4,455	7,560	63%	\$ 5,205.55	2,983	3,663	4,116
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	215,000	0	0%	\$ 0.47	84,854	144,701	163,660
	18	CUSIANA-APIAY	10	64,159	58,391	5,768	9%	\$ 0.66	23,875	35,410	41,437
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	18	470,000	452,030	17,970	4%	\$ 0.09	296,107	405,261	444,784
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	16	472,500	452,030	20,470	4%	\$ 0.70	294,705	403,807	443,201
	21	FLANDES-GUANDO	1	10,738	1,250	9,488	88%	\$ 1,540.92	1,009	1,257	1,747
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 3,441.01	1,000	1,310	1,546
	23	FLOREÑA-YOPAL	5	16,161	14,576	1,585	10%	\$ 586.51	9,393	11,935	13,400
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	10,224	53,520	84%	\$ 0.91	7,816	13,077	16,196
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	4	49,920	47,044	2,876	6%	\$ 9,083.14	15,323	35,549	38,186
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	12,910	9,805	3,105	24%	\$ 1.94	8,046	8,992	9,361
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	0	0%	\$ 8,804.09	846	909	945
	28	LA BELLEZA-COGUA	5	223,500	218,792	4,708	2%	\$ 0.24	87,212	147,417	166,406
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	12	300,548	278,356	22,192	7%	\$ 0.45	225,454	241,314	278,519
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	7	21,953	15,000	6,953	32%	\$ 0.99	14,385	16,353	17,452
	31	MARIQUITA-PEREIRA	9	168,000	116,840	51,160	30%	\$ 0.78	58,766	87,753	98,295
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 25,055.71	202	324	371
	33	PEREIRA-ARMENIA	5	158,000	79,856	78,144	49%	\$ 0.28	48,430	71,075	82,667
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	0	0%	\$ 8,100.70	2,680	3,581	4,279
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,901	736	16%	\$ 5,579.73	2,063	3,466	4,238
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	66,783	11,217	14%	\$ 5,074.33	23,103	49,994	60,549
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349,000	167,308	181,692	52%	\$ 0.17	93,651	129,573	179,293
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	235	125	35%	\$ 19,532.62	143	214	239
	39	VASCONIA-MARIQUITA	11	192,000	141,959	50,041	26%	\$ 0.32	78,415	110,013	121,274
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,080	6,756	57%	\$ 0.51	5,072	5,279	5,613
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	0	0%	\$ 327.28	28,563	43,970	49,167

N.D.: Información no disponible

Notas: En color **rosado** se resaltan los tramos que reportan flujo y contraflujo, en color **naranja** se resaltan los valores en USD. El cálculo de la CDP considera las capacidades comprometidas bajo la modalidad con interrupciones y las capacidades que se requiere para atender los consumos de gas en las estaciones de compresión dentro del STN. La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

\*Las capacidades de los tramos agregan flujos y contraflujos.

\*\* Corresponde a la pareja de cargos 80 fijo-20 variable + AO&M. Dólares constantes de diciembre de 2021.

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

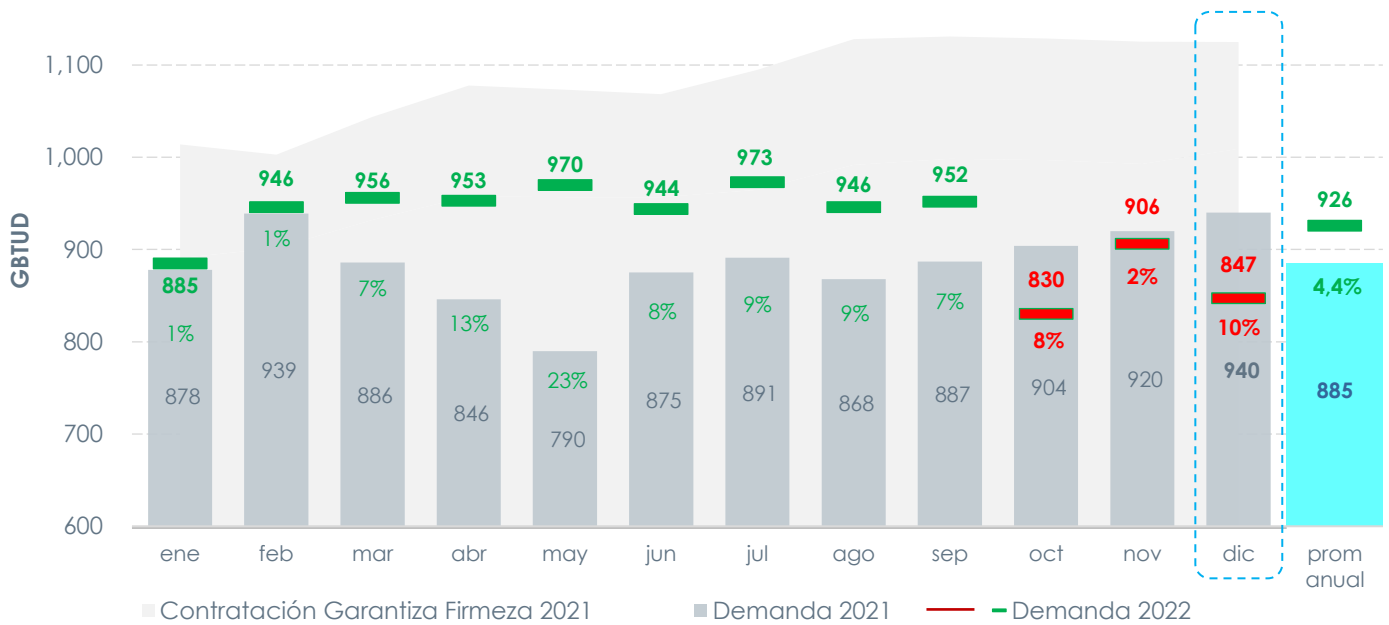
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

# III. DEMANDA

## Energía entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de diciembre se observa una demanda promedio de 847 GBTUD, esto es **10% inferior** a la energía entregada en el mismo mes del 2021 que se situó en 940 GBTUD. El promedio durante lo corrido de 2022 es de **926** GBTUD, superando en un 4.4% al promedio anual del 2021 (885 GBTUD).

En la tabla “evolución mensual demanda térmica y no térmica” se evidencia que en diciembre la demanda **térmica** fue **94** GBTUD **inferior** a la presentada en el mismo periodo del año 2021; por su parte, la demanda **No térmica** **aumentó** en 1 GBTUD.



Fuente: SEGAS.

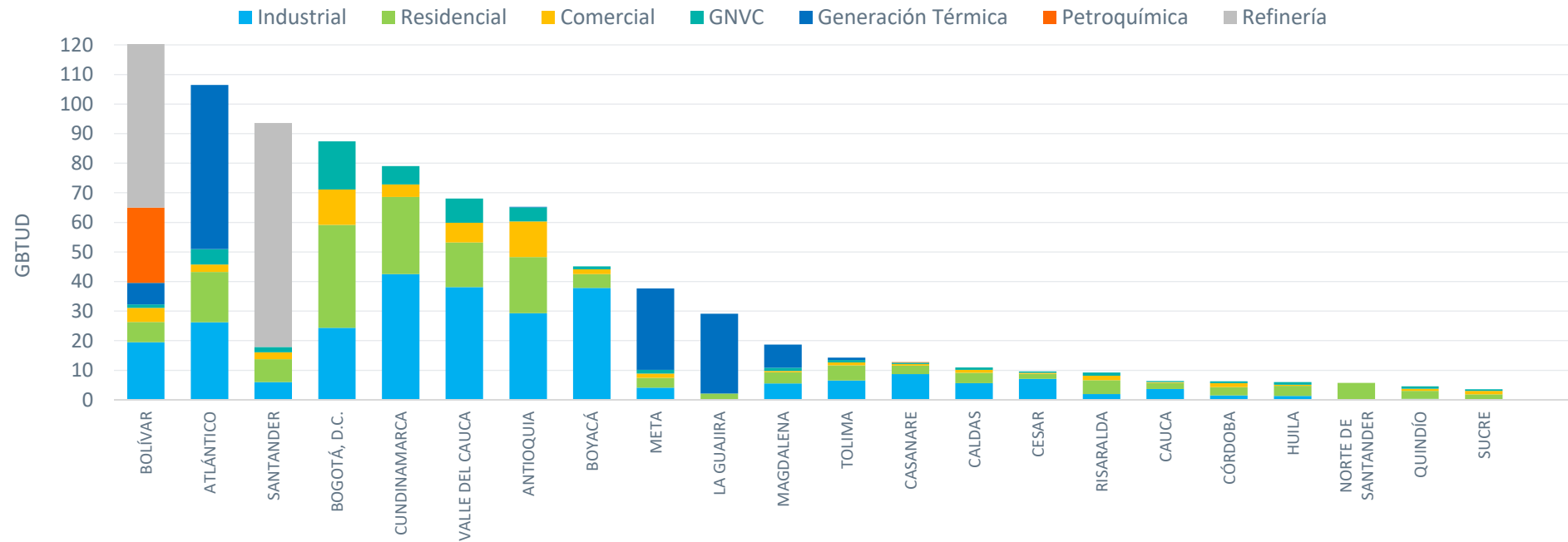
Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2022 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2021 (Barra gris); La información incluye demanda atendida a través del SNT, exceptuando demanda asociada a gasoductos dedicados y GNC (información no reportada por usuarios finales en SEGAS). \*Ver sección de Notas aclaratorias al final del informe.

## Evolución mensual demanda térmica y No térmica

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2021	191 / 687	216 / 723	179 / 707	159 / 687	153 / 637	180 / 695	199 / 693	198 / 676	197 / 690	206 / 698	208 / 712	220 / 720
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

▽ Térmica    ▽ No Térmica

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



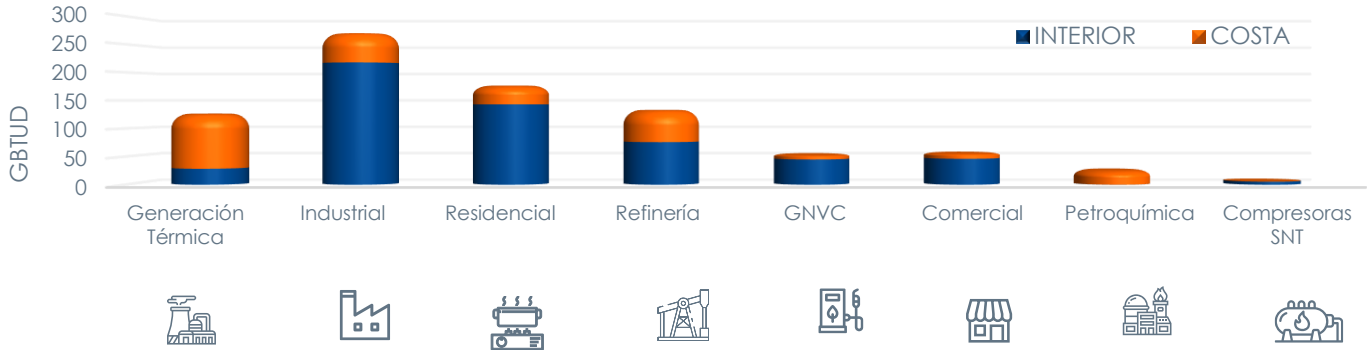
	<b>Residencial</b>	6,8	16,9	7,8	34,7	26,1	15,0	19,0	4,7	3,3	2,1	3,8	5,1	2,9	3,5	1,7	4,7	2,1	2,8	3,4	5,7	2,7	1,7	<b>177</b>
	<b>Comercial</b>	4,8	2,6	2,3	12,0	4,2	6,7	12,1	1,7	1,4	0,0	0,4	1,0	0,5	1,0	0,4	1,5	0,3	1,3	0,3	0,0	0,8	1,2	<b>56</b>
	<b>Industrial</b>	19,5	26,3	6,0	24,4	42,6	38,1	29,3	37,8	4,1	0,0	5,5	6,6	8,7	5,6	7,1	1,9	3,7	1,5	1,3	0,0	0,3	0,2	<b>271</b>
	<b>GNVC</b>	1,2	5,2	1,8	16,3	6,1	8,2	4,8	0,9	1,3	0,0	1,1	0,9	0,4	0,8	0,4	1,2	0,3	0,6	0,9	0,0	0,8	0,5	<b>54</b>
	<b>Generación Térmica</b>	7,3	55,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	27,5	27,0	7,8	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>126</b>
	<b>Refinería</b>	56,9	0,0	75,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>133</b>
	<b>Petroquímica</b>	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>25</b>
	<b>Compresoras</b>	0,4	0,0	1,8	0,0	0,2	0,0	0,2	2,4	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	<b>6</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>122</b>	<b>106</b>	<b>95</b>	<b>87</b>	<b>79</b>	<b>68</b>	<b>65</b>	<b>47</b>	<b>38</b>	<b>29</b>	<b>19</b>	<b>15</b>	<b>13</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>847</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 2022 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 277 GBTUD en promedio, de los cuales 218 GBTUD corresponden a la región Interior y 53 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 181 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 143 GBTUD respecto a la costa con 34 GBTUD.



	Costa	Interior	Total Nacional	% Segmento
Generación Térmica	98	28	126	15%
Industrial	53	218	271	32%
Residencial	34	143	177	21%
Refinería	57	76	133	16%
GNVC	9	45	54	6%
Comercial	10	46	56	7%
Petroquímica	25	0	25	3%
Compresoras SNT	1	5	6	1%

Fuente: SEGAS.

## Evolución de la demanda semestral por tipo de usuario - SNT

La siguiente tabla presenta un desglose de la demanda por tipo de usuario, segmento de consumo y región durante los últimos seis meses. Para diciembre, con respecto a noviembre se observa una disminución del consumo del sector de generación térmica principalmente del interior.

TIPO DE USUARIO		Julio 22		Agosto 22		Septiembre 22		Octubre 22		Noviembre 22		Diciembre 22	
		UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
Comercial	Costa	0	10	0	11	0	11	0	10	0	10	0	10
	Interior	0	38	0	47	0	48	0	47	0	47	0	46
Generación Térmica	Costa	169	0	130	0	136	0	102	0	101	0	98	0
	Interior	65	0	59	0	51	0	34	0	67	0	28	0
GNVC	Costa	8	0	9	0	9	0	9	0	9	0	9	0
	Interior	45	1	46	1	47	1	45	1	45	1	45	0
Industrial	Costa	48	4	49	4	49	5	48	4	49	4	49	4
	Interior	201	31	201	25	197	25	170	25	197	26	192	25
Petroquímica	Costa	24	0	24	0	23	0	22	0	24	0	25	0
	Interior	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0
Refinería	Costa	66	0	68	0	71	0	52	0	54	0	57	0
	Interior	78	0	83	0	89	0	77	0	83	0	76	0
Residencial	Costa	0	32	0	34	0	34	0	33	0	34	0	34
	Interior	0	145	0	146	0	147	0	145	0	147	0	143
Compresoras SNT	Costa	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	0
	Interior	7	0	8	0	7	0	5	0	7	0	5	0
Subtotal UR/UNR	Julio 22												
	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa	316	46	280	49	289	49	234	47	237	49	238	48
Interior	396	215	398	219	392	222	331	218	399	221	347	214	
<b>TOTAL</b>		<b>973</b>		<b>946</b>		<b>952</b>		<b>830</b>		<b>906</b>		<b>847</b>	

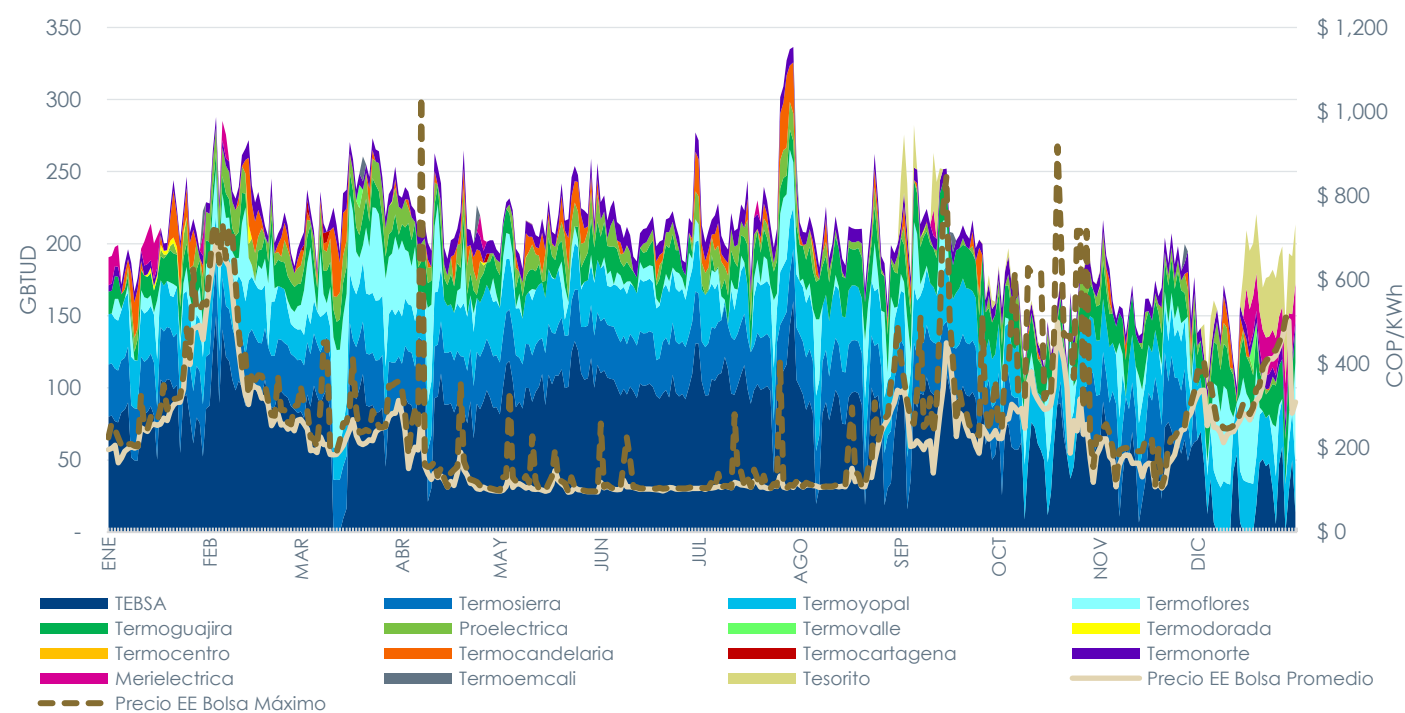
Fuente: SEGAS. / Cifras en GBTUD.

## 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 diciembre fue en promedio 167 GBTUD.

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



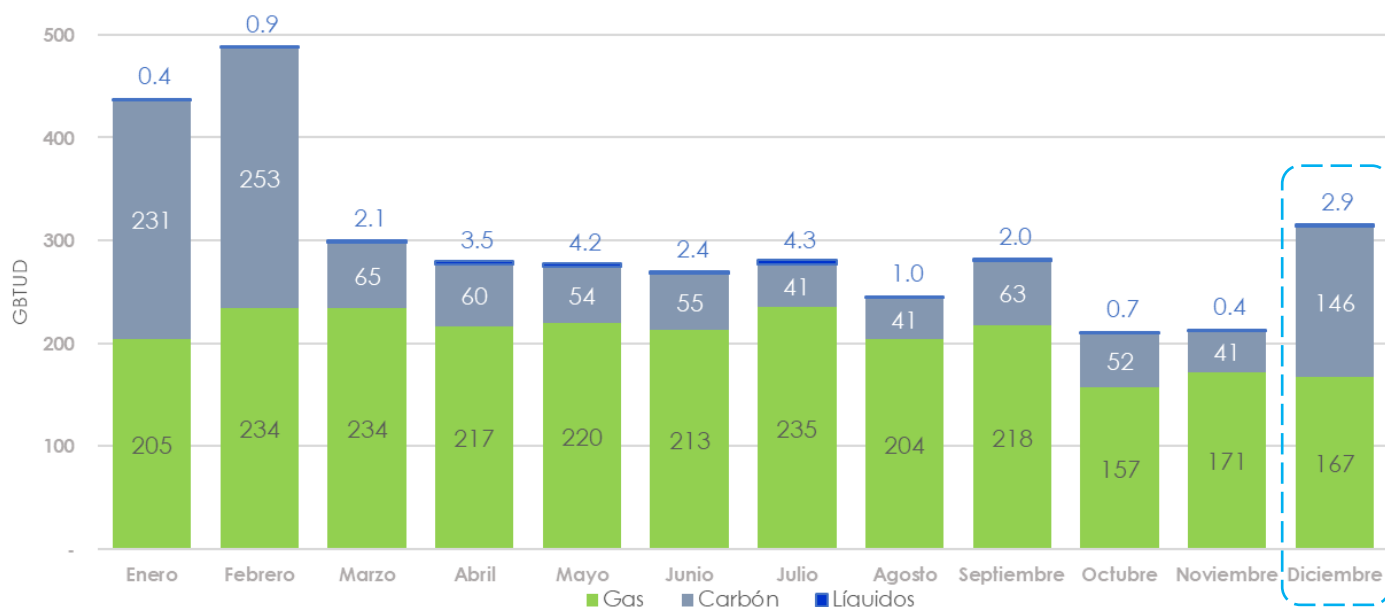
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de diciembre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo diario que varió entre 100 GBTUD y 221 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: Termoyopal (34 GBTUD), Termoflores (28 GBTUD), Termoguajira (26 GBTUD), TEBSA (25 GBTUD), y TermoTesorito (24 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 167 GBTUD<sup>1</sup> que representó el 52.9% del total, carbón con 146 GBTUD (46.1%) y los combustibles líquidos consumieron 2.9 GBTUD (1%).

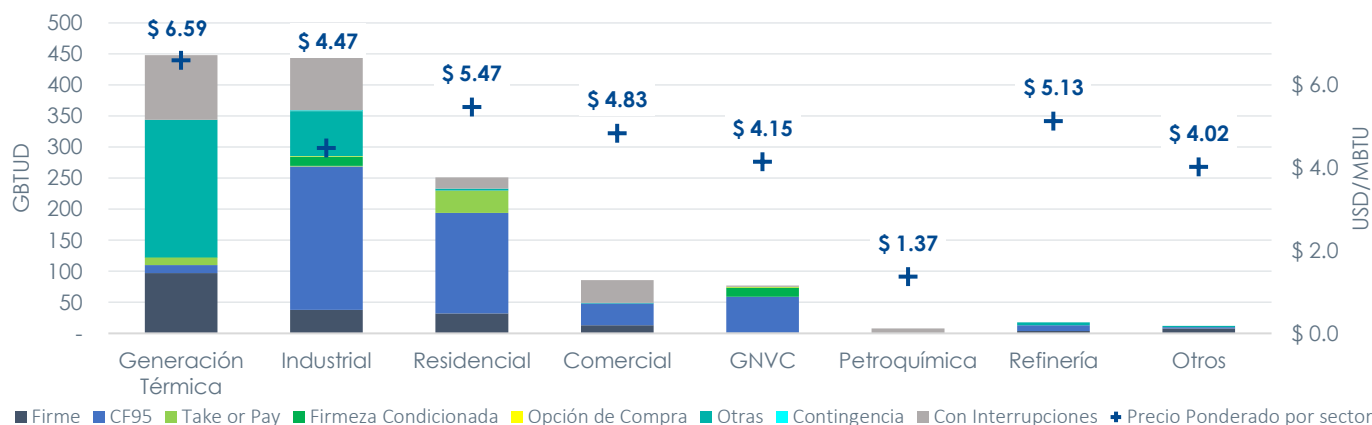
<sup>1</sup> Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.



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).



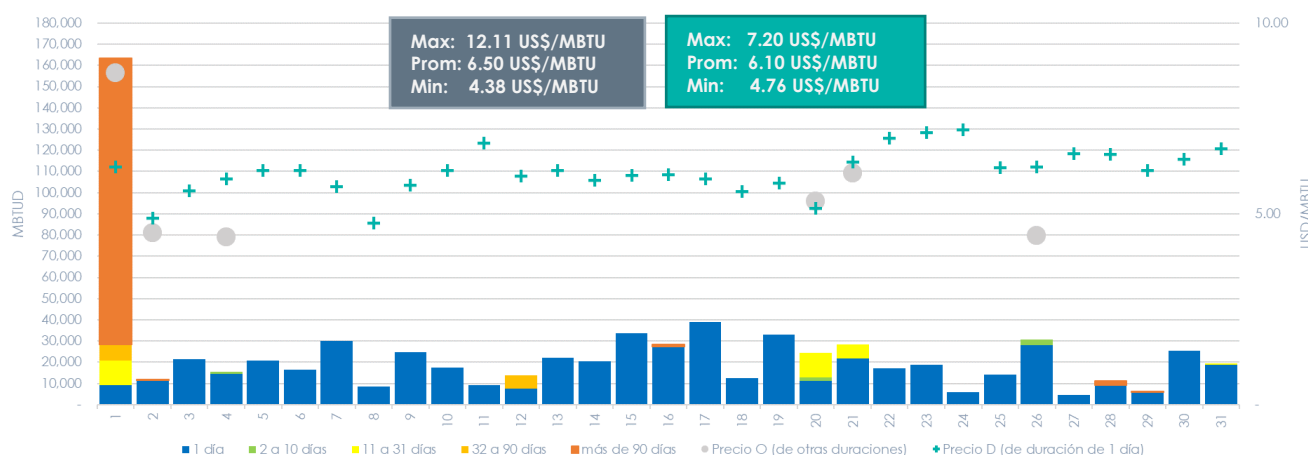
La contratación vigente registrada en este mes para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector petroquímico solamente registra contratación "Con interrupciones". Los sectores residencial y gas natural vehicular comprimido - GNVC se caracteriza por una composición en la 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 diciembre registró 386 operaciones, la mayoría negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día** las más transadas (262). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 4.76 USD/MBTU (diciembre 8) y 7.20 USD/MBTU (diciembre 24) para las transacciones de duración de **1 día**. El precio promedio mensual ponderado por cantidad de duración de **1 día** fue de 6.08 USD/MBTU.

### Transacciones mercado secundario diciembre– Suministro



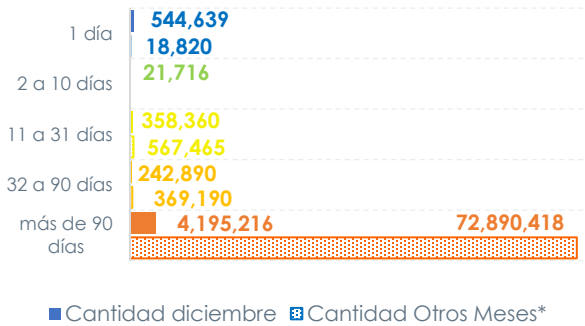
Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día. Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

### 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)
1 día	6	8	10	10	12	8	13	5	10	10	5	5	13	14	14	10	15	7	16	4	9	4	8	2	4	9	4	5	7	9	6	262	\$6.08
2 a 10 días	1	1		2																1						2						7	\$4.68
11 a 31 días	13																			3	2										3	21	\$6.95
32 a 90 días	4											1																				5	\$5.91
más de 90 días	86	2													1												1	1				91	\$6.05
<b>TOTAL</b>	<b>110</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>8</b>	<b>13</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>14</b>	<b>11</b>	<b>15</b>	<b>7</b>	<b>16</b>	<b>8</b>	<b>11</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>11</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>386</b>	<b>\$6.09</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 84.4% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 25 de noviembre con 35 transacciones equivalentes al 8.39% del total realizadas durante el mes, comportamiento explicado por el registro de contratos de un evento de mantenimiento y contratos de mediano plazo, negociados a través de negociación directa y registrados en los términos de la Resolución CREG 186/2020.

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

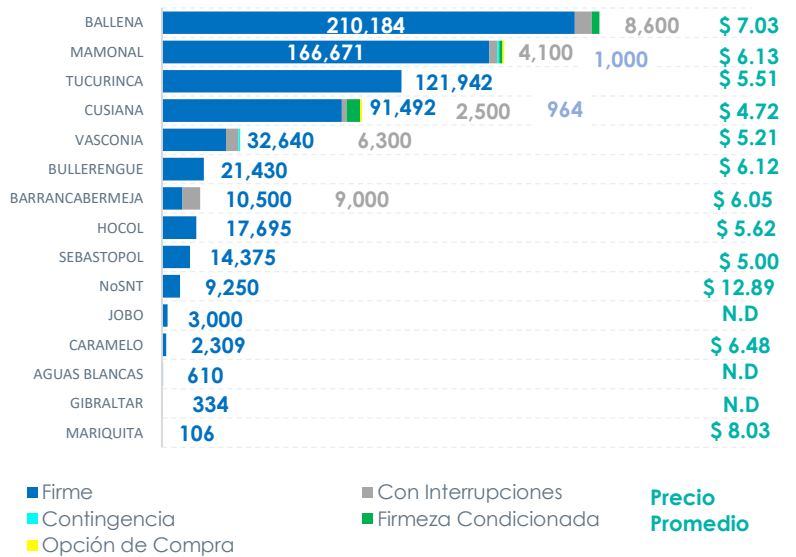


En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro negociados en el mes, las transacciones de duración **diaria** representan el **10.2% (544,639MBTU)** del volumen total transado ejecutado en diciembre **(5,362,821 MBTU)**. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días** registra los mayores volúmenes transados **(77,085,634 MBTU)**.

Las cantidades para ser ejecutadas en el presente mes equivalen al **6.8%** de las cantidades negociadas.

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

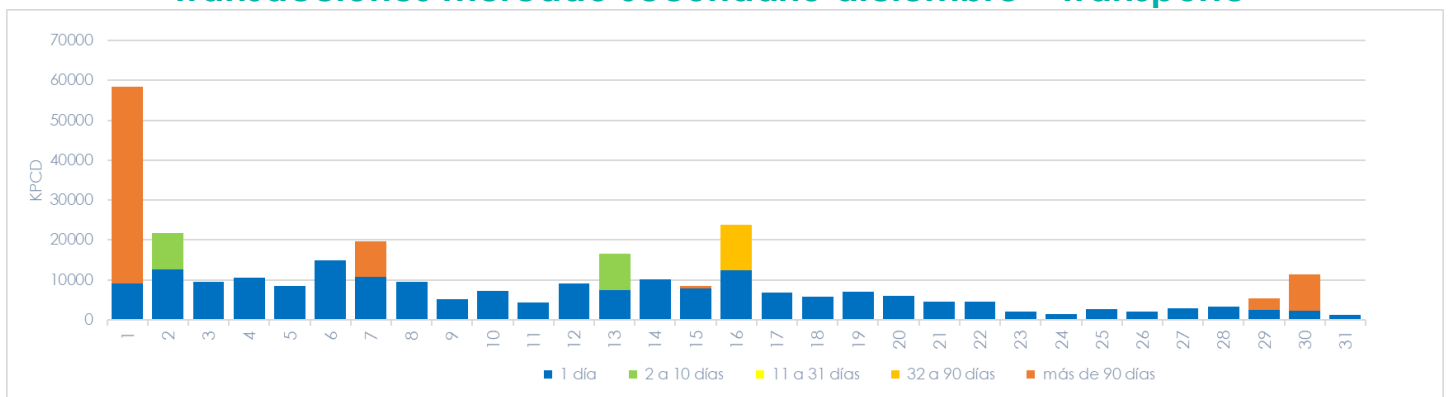
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue BALLENA con 222,684 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad **Firme** por 702,538 MBTUD equivalente al 93.8% del total de las cantidades negociadas, la modalidad **“Con interrupciones”** registró 30,500 MBTUD, equivalente al 4.1%, la modalidad **“Firmeza Condicionada”** registró 12,278 MBTUD, equivalente al 1.6%, la modalidad **“Contingencia”** registró 1,928 MBTUD, equivalente al 0.3 %, y la modalidad **“Opción de compra”** registró 1,964 MBTUD, equivalente al 0.3 % de las cantidades transadas. Cusiana (119) es el punto de entrega con más transacciones registradas seguido por Ballena (79), Mamonal (75) y Tucurínca (35). Los puntos No SNT registraron 27 operaciones.



## Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes registró 345 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las únicas transadas (305).

### Transacciones mercado secundario diciembre – Transporte

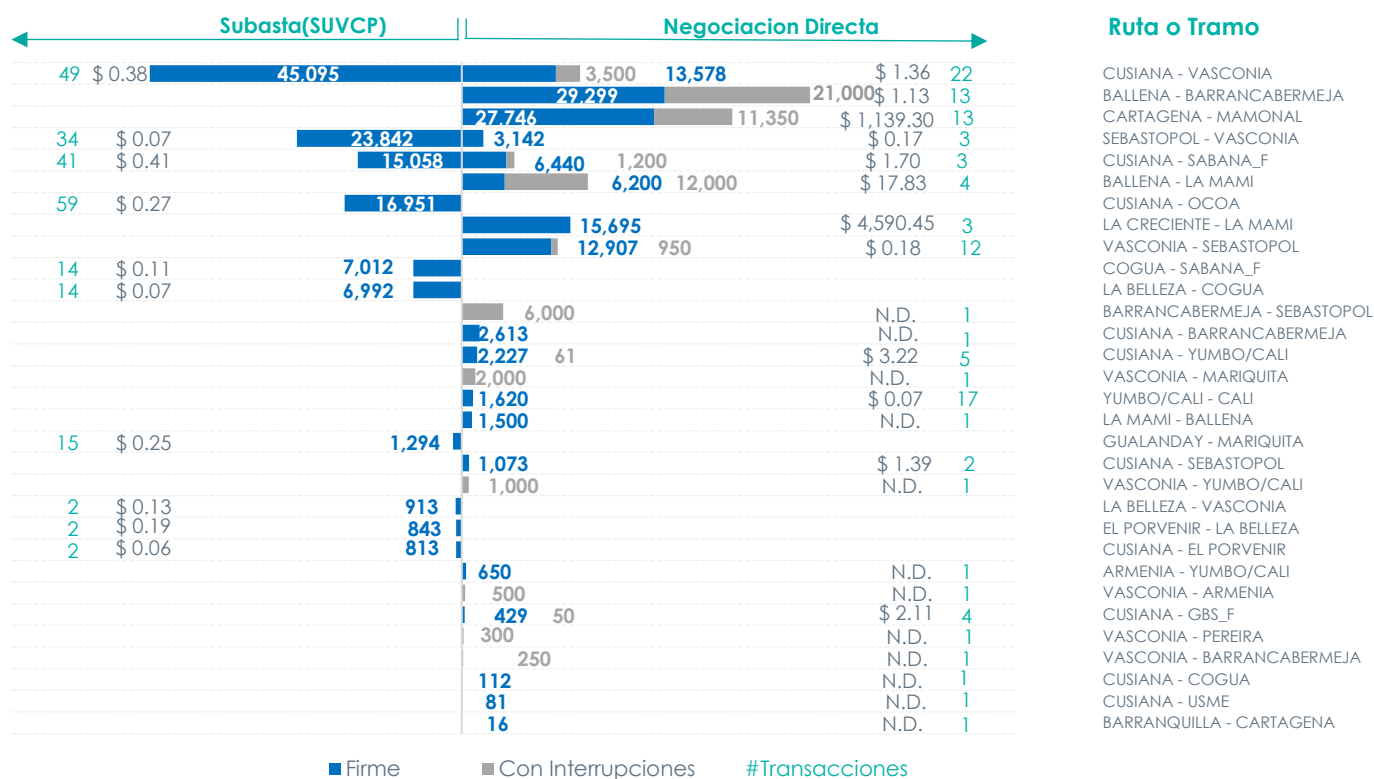


## Número de operaciones en diciembre – Transporte

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	12	13	12	13	12	13	13	13	11	11	11	12	10	12	10	19	10	8	11	10	8	8	6	5	4	7	7	7	6	5	6	<b>305</b>
2 a 10 días		2										2																			<b>4</b>	
11 a 31 días																															<b>-</b>	
32 a 90 días															1																<b>1</b>	
más de 90 días	30					1									1													1	2	<b>35</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>42</b>	<b>15</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>13</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>20</b>	<b>10</b>	<b>8</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>345</b>	

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 9,816 KPCD. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 1 de diciembre con 42 transacciones, equivalentes al 12.1% del total de las transacciones realizadas durante el mes.

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



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

Del total de transacciones, 232 se asignaron por medio de subasta (SUVCP) y 113 se dieron bajo negociación directa. Se destaca que para este mes se transó alta capacidad de transporte por medio de negociación directa (61.0% del total del mes); también se destaca el tramo CUSIANA - VASCONIA para el cual se transó 62,173 KPCD su mayoría en modalidad **Firme**. Los tramos o rutas con más operaciones fueron CUSIANA - VASCONIA con 71 transacciones (49 asignadas por subasta SUVCP y 22 mediante negociación directa), CUSIANA - OCOA con 59 transacciones (asignadas por subasta SUVCP). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en la mayoría de las rutas a los precios obtenidos por medio de la subasta úselo o véndalo de corto plazo, estos últimos se determinan tomando como referencia la parte variable de la pareja 80 - 20 de los cargos regulados (Res CREG 185 de 2020, anexo 5, numeral 4.4).

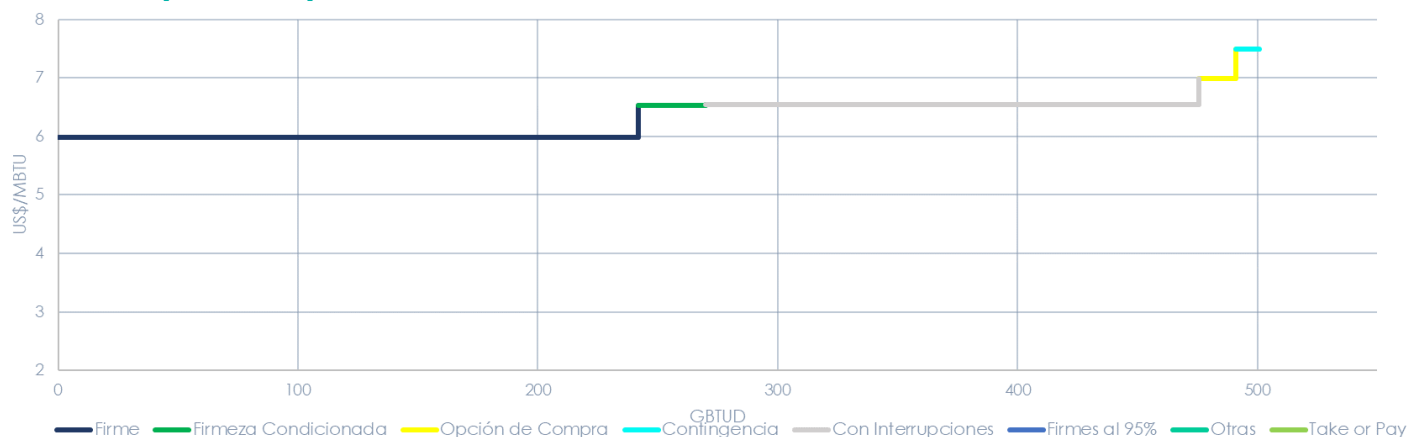
## Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en diciembre

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	93.1	\$ 5.35	26.6	\$ 4.79			5.6	\$ 4.91	1.0	N.D.	1.0	N.D.	127.2
	Barranca	0.4	\$ 6.25	26.8	\$ 5.22							1.0	N.D.	28.2
	Vasconia	1.3	\$ 5.00	4.5	\$ 4.75									5.9
	Sebastopol	0.5	\$ 5.00	2.5	N.D.									3.0
	Gibraltar	3.2	\$ 4.99											3.2
	Caramelo	2.3	\$ 6.48	0.2	N.D.									2.5
	Mariquita	0.1	\$ 8.02											0.1
Costa	Jobo	0.1	N.D.	80.0	N.D.									80.1
	Ballena	60.1	\$ 7.00	36.9	\$ 6.36			3.9	\$ 6.97			8.0	\$ 7.43	108.9
	Mamonal	29.8	\$ 5.52	22.5	\$ 6.30			18.5	\$ 6.93	14.3	\$ 7.41			85.2
	Bonga Mamey													-
	Tucurínca	11.1	\$ 4.48											11.1
	La Creciente													-
	Hocol	15.8	\$ 5.54	1.0	\$ 3.58									16.8
	Bullerengue	7.5	\$ 5.48	1.0	N.D.									8.5
	No SNT*	16.5	\$ 8.53	3.8	\$ 5.28									20.3
	<b>Total general</b>	<b>241.9</b>	<b>\$ 5.98</b>	<b>205.8</b>	<b>\$ 6.55</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>28.0</b>	<b>\$ 6.53</b>	<b>15.3</b>	<b>\$ 6.99</b>	<b>9.9</b>	<b>\$ 7.49</b>	<b>500.9</b>
<b>Total (%)</b>		<b>48.3%</b>		<b>41.1%</b>		<b>0.0%</b>		<b>5.6%</b>		<b>3.1%</b>		<b>2.0%</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 5.98 USD/MBTU, mientras que la modalidad Opción de compra representa el valor más alto sobre los 7.49 USD/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 89.4% de la contratación total nacional agregando 447 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. Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La información de suministro corresponde a las declaraciones realizadas diariamente por los productores-comercializadores y comercializadores de gas natural importado en virtud del anexo 1 de la Resolución CREG 186 de 2020.

### Sección III. DEMANDA

La información de consumo operativo publicada en las diferentes subsecciones de la sección III. Demanda se consolida a partir de los reportes de "Entregas a Usuarios Finales" realizados por los comercializadores (frecuencia diaria) y usuarios no regulados (frecuencia semanal) de acuerdo con el cumplimiento de las resoluciones CREG 186 de 2020. Debido a que no todos los usuarios y sectores de consumo tienen medición en tiempo real o en puntos de salida (ejemplo: sectores residencial y comercial), los reportes de los comercializadores mencionados anteriormente pueden incluir estimaciones en las distribuciones de consumos de los puntos asociados a estos usuarios y sectores. Por lo anterior, la información de consumo operativo por sector de consumo que es consolidada con estos reportes no necesariamente coincidirá con la información de facturación de cada sector de consumo que se obtiene posteriormente por los comercializadores con las lecturas de los medidores.

La información del sector petroquímico es complementada con reportes de energía tomada para los puntos de salida: Amocar (Amoniacos del Caribe) y Amocar Materia Prima.

#### Subsección - Demanda promedio por Sector de consumo y Región

En esta sección la información correspondiente a consumo del sector térmico considera las plantas que consumen gas del Sistema Nacional de Transporte-SNT, que son las siguientes: Barranquilla 3, Barranquilla 4, Cartagena 1, Cartagena 2, Cartagena 3, Flores 1 Flores 4B, Guajira 1, Guajira 2, Proeléctrica 1, TEBSAB, Termocandelaria 1, Termocandelaria 2, Termonorte, Merilectrica 1, Termocentro CC, Termodorada 1, Termoemcali 1, Termosierra B, Termovalle 1, Termo-Ocoa y Termosuria B. Lo anterior implica que plantas no conectadas al SNT (tales como Termoyopal y Termomechero, entre otras) no son consideradas.

#### Subsección - Demanda Sector Termoeléctrico.

En esta sección se considera las plantas que son despachadas centralmente en el mercado eléctrico, información que es extraída del reporte de consumo de combustible de XM. Lo anterior implica que incluye a Termoyopal y excluye a Termomechero, Termo-Ocoa y Termosuria.

#### Información de Oferta y Demanda.

La información de Oferta referenciada en la Sección I corresponde a la reportada por los productores-comercializadores y comercializadores de gas natural importado que se subclasifica en: 1) aquella que es suministrada a través del SNT y 2) aquella que es suministrada a través de gasoductos dedicados, infraestructura de transporte de gas natural comprimido (gasoductos virtuales), o redes que no componen el Sistema Nacional de Transporte. La información de Demanda incluida en la Sección III corresponde a la reportada por los comercializadores y usuarios no regulados que adquieren gas natural a través del SNT. Por lo tanto, la información de la Sección III. DEMANDA es comparable con la oferta que es suministrada a través del SNT.

Las posibles diferencias presentadas entre el total de energía suministrada y total de entregas a usuarios finales pueden ser ocasionadas por almacenamientos en el sistema de transporte (empaquetamientos), pérdidas y consumos no reportados.

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