



# INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

**OCTUBRE 2021**

La **BMC Bolsa Mercantil de Colombia S.A** en su condición de Gestor del Mercado de Gas Natural, presenta a los agentes del mercado, 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:** La inyección de gas natural (a través del Sistema Nacional de Transporte SNT y otra infraestructura diferente al SNT) presentó un aumento del 0.9% (9 GBTUD) respecto al mes de septiembre (1,033 GBTUD) alcanzando los 1,042 GBTUD en octubre; se resalta la mayor inyección desde el campo Cusiana para soportar las afectaciones sobre el gasoducto Gibraltar-Bucaramanga.
- ❖ **TRANSPORTE:** Tramos del SNT con disponibilidad contractual inferior al 10% de su CMMP: Apiay-Usme, Cogua-Sabana, Cusiana-El Porvenir, El Porvenir-La Belleza, Floreña-Yopal, Guando-Fusagasugá, Jobo-Sincelejo, La Belleza-Cogua, La Belleza-Vasconia, Pradera-Popayán y Yumbo/Cali-Cali.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en octubre creció hasta 904 GBTUD subiendo cerca del 1.9% respecto al mes de septiembre (887 GBTUD), debido al aumento de consumo principalmente del sector industrial (271 a 280 GBTUD) y para generación térmica (197 a 206 GBTUD).
- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario aumentaron 2.3% pasando de 512 en septiembre a 524 en octubre con un promedio diario negociado de 34 GBTUD; de igual manera las negociaciones de transporte aumentaron cerca del 1.8% pasando de 324 en septiembre a 330 en octubre, las cantidades promedio transadas en transporte fueron de 8,721 KPCD.

# 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 **octubre**.

Fuente	Potencial de producción (GBTUD)	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros *	Total	
Cusiana	278	276	4	280	101%
Cupiagua/Cupiagua Sur	270	237	-	237	88%
Guajira (Chucupa/Ballena)	143	134	-	134	94%
Floreña	71	10	55	65	93%
Nelson	65	34	7	41	62%
Bloque VIM 5***	106	80	1	81	77%
Gibraltar	41	-	-	-	0%
Bonga/Mamey	36	35	-	35	97%
Otras Fuentes	188	113	54	167	89%
<b>Potencial Producción Nacional</b>	<b>1,196</b>	<b>920</b>	<b>121</b>	<b>1,041</b>	<b>87%</b>
Planta regasificación Cartagena **	400	1	-	1	0.2%
<b>Total</b>	<b>1,596</b>	<b>921</b>	<b>121</b>	<b>1,042</b>	<b>65%</b>

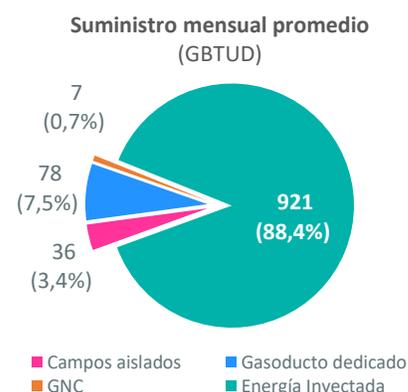
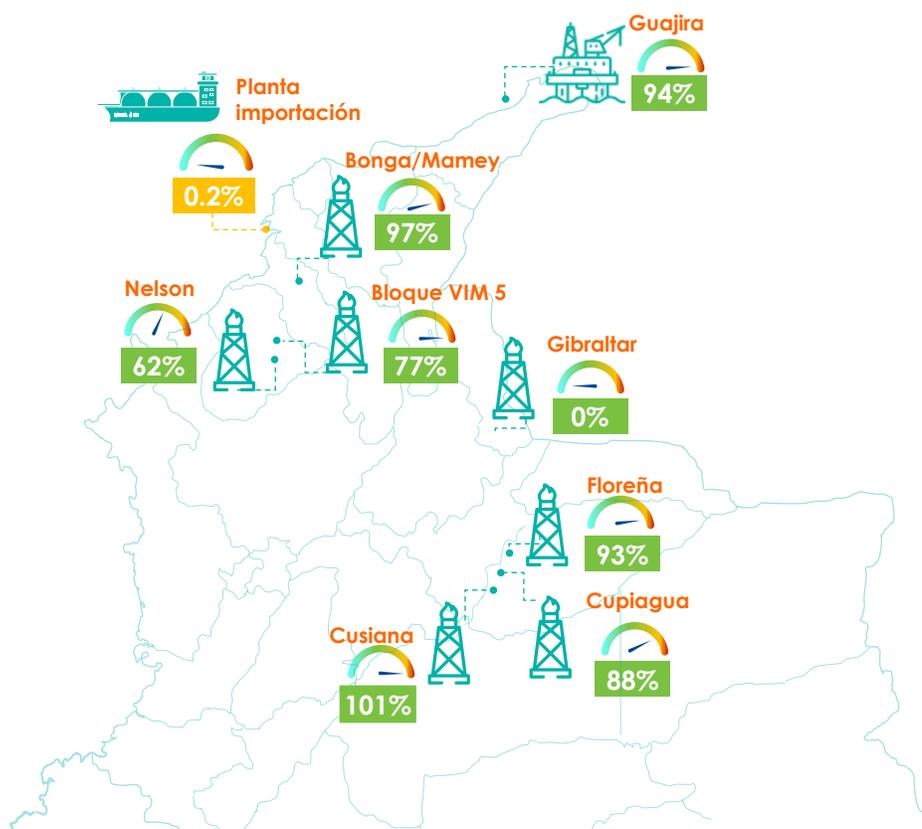
Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

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

\*\* Capacidad total de la planta de regasificación

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

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



La relación de Suministro en el mes de octubre versus Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **87%**. Desde Gibraltar no se presenta inyección debido a la afectación del gasoducto Gibraltar-Bucaramanga que impide el flujo de gas desde esa fuente.



## Contratación vigente por campo y por modalidad en OCTUBRE

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (US\$/MBTUD) 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		Firme al 95%		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Otras <sup>1</sup>		Con Interrupciones		Contingencia		Total	
		Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	
Interior	Cusiana	24	N.D.	195	\$ 3.78			6.6	\$ 3.61	4.0	\$ 6.29			4.7	\$ 3.60	4.7	N.D.	240	
	Cupiagua	24	N.D.	147	\$ 4.28			4.0	\$ 3.20	6.6	\$ 6.29			2.1	\$ 3.60	2.1	N.D.	186	
	Cupiagua Sur			6.9	\$ 5.32			14	\$ 3.00					9.2	\$ 3.50			31	
	Floreña	55	\$ 3.08	0.6	N.D.	12	N.D.							1.0	\$ 3.74			68	
	Gibraltar			0.3	N.D.	33	N.D.												33
	Otros Interior <sup>2</sup>	15	\$ 5.29	13.6	\$ 4.05									14.26	\$ 4.41				43
Costa	Ballena			44	\$ 5.01			9.4	N.D.					27	\$ 4.69			81	
	Chuchupa	0.2	N.D.	10	\$ 5.50									5.8	\$ 6.99	6.6	\$ 5.20	22	
	Bloque VIM 5	88	\$ 5.14	3.2	\$ 4.80							15	\$ 6.14	85	\$ 4.62			191	
	Bonga Mamey			8.7	\$ 3.65	26	N.D.							115	\$ 3.70			150	
	B. Esperanza PE <sup>3</sup>	36	\$ 4.50									83	\$ 7.82	5.0	N.D.			124	
	Otros Costa <sup>4</sup>	16	\$ 5.17	18	\$ 4.60							29	\$ 2.61	30	\$ 4.22			94	
	Otros C. Aislados <sup>5</sup>	8.3	\$ 2.25			4.9	\$ 6.47							11	\$ 3.29			24	
Otros C. Aislados – MM <sup>6</sup>	5.4	\$ 4.20					10.9	\$ 2.67	9.2	\$ 6.29			7.5	\$ 1.33			33		
<b>Total</b>	<b>273</b>	<b>\$ 4.24</b>	<b>448</b>	<b>\$ 4.18</b>	<b>76</b>	<b>\$ 4.02</b>	<b>45</b>	<b>\$ 3.13</b>	<b>20</b>	<b>\$ 6.29</b>	<b>126</b>	<b>\$ 6.45</b>	<b>318</b>	<b>\$ 4.11</b>	<b>13</b>	<b>\$ 4.94</b>	<b>1,319</b>		
<b>Total (%)</b>		<b>20.7%</b>		<b>34.0%</b>		<b>5.8%</b>		<b>3.4%</b>		<b>1.5%</b>		<b>9.5%</b>		<b>24.1%</b>		<b>1.0%</b>		<b>100%</b>	

<sup>1</sup> Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (párrafo del artículo 19).

<sup>2</sup> Otros Interior. Caramelo, Corrales, El Difícil, Loma larga, San Roque y Tisquirama.

<sup>3</sup> Bloque Esperanza (Prueba Extensa) PE.

<sup>4</sup> Otros Costa: Arrecife, Bullerengue, Guama, La Creciente, Merecumbe y Toronja.

<sup>5</sup> Otros Campos Aislados: Andina, Arjona, Capachos, Carmenteca, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, La Cañada Norte, Kananaskis, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toqui Toqui.

<sup>6</sup> Otros Campos Aislados Magdalena Medio - MM: Aguas Blancas, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Payoa, Provincia, Opón.

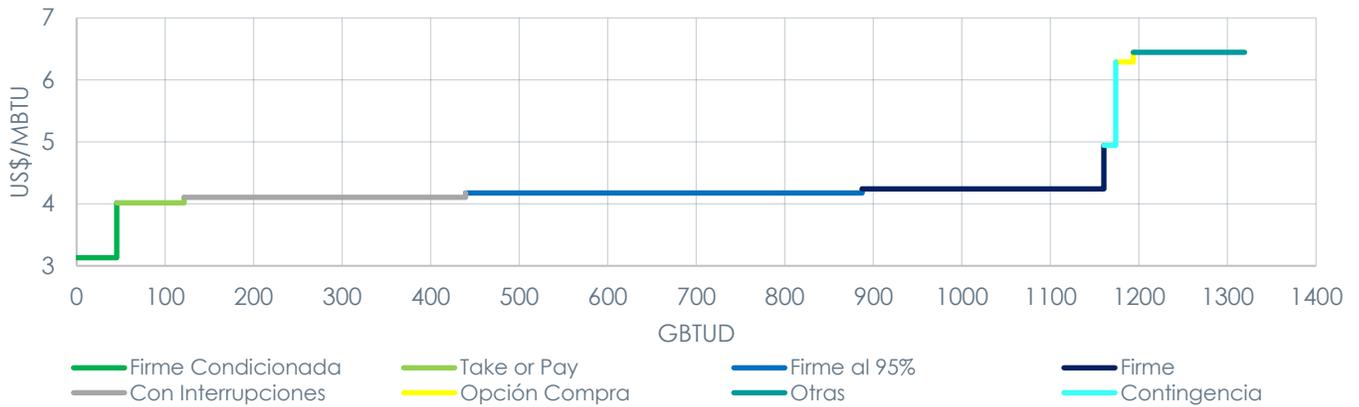
**NOTA 1:** La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

**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 octubre se encuentran contratados a nivel nacional 1,319 GBTUD, la contratación en el mercado primario se concentra principalmente en las modalidades: **i)** "Firme al 95% – CF 95" (448 GBTUD), **ii)** Firme (273 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (318 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **79%** del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Opción de compra y Contingencia, con 20 GBTUD y 13 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.

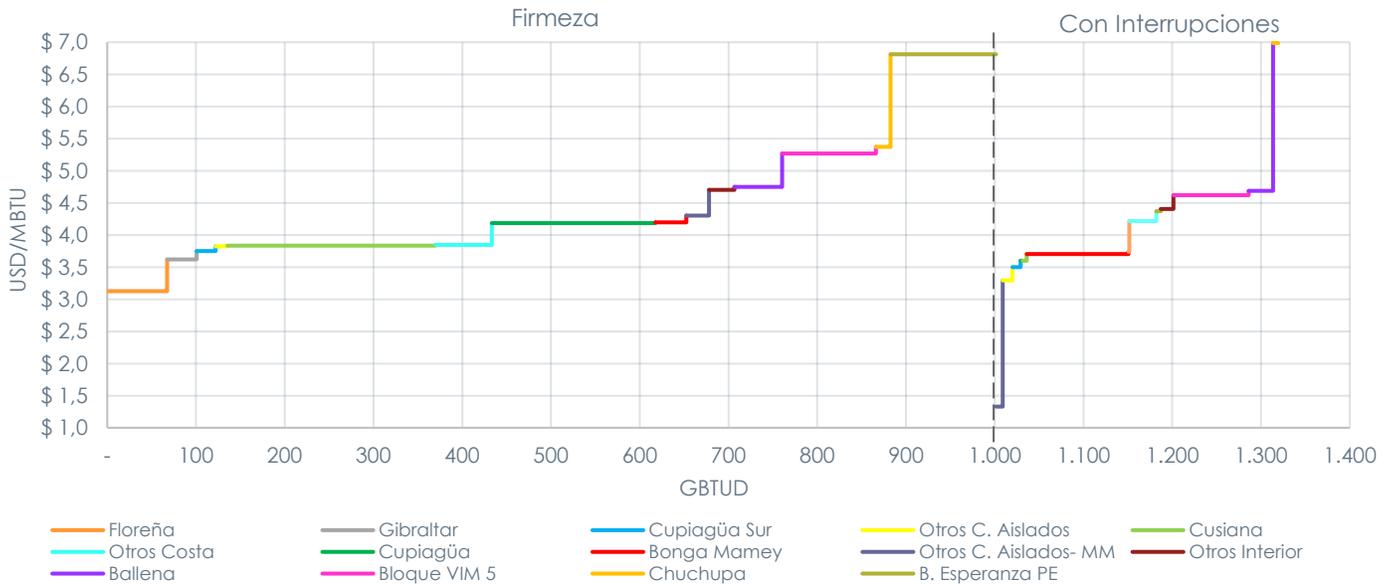
## Curva de precios por modalidad



\*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 3.13 US\$/MBTU, mientras que la modalidad "Otras" representa el valor más alto con 6.45 US\$/MBTU. Las modalidades Firme al 95%, Firme y Con interrupciones, que como se mencionó anteriormente abarcan un 79% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.11 US\$/MBTU y 4.24 US\$/MBTU.

## Curva de precios por fuente



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

Las gráficas separadas por la línea punteada identifican los precios promedio ponderado por fuente, de las modalidades que garantizan firmeza (1,001 GBTUD) y de la modalidad "con interrupciones" (318 GBTUD). 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 mixtura de diferentes modalidades contractuales. Se resalta que los valores registrados en la curva "con interrupciones" se encuentran en su mayoría por debajo de la curva de las modalidades que garantizan "firmeza" (a excepción de Floreña, Chuchupa y Otros costa), dicha valoración es visible para los Otros Campos aislados-MM en donde el valor de "con interrupciones" corresponde aproximadamente 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).

REGION	No	Tramo*	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMMP (KPCD)	Capacidad contratada bajo firmeza (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMMMP	Pareja de Cargos 80-20** (USD/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	11	279,091	125,452	153,639	55%	\$ 0.25	76,142	95,870	111,558
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	7	751,363	529,335	222,028	30%	\$ 0.27	77,066	103,220	147,524
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	7	684,494	462,977	221,517	32%	\$ 0.35	152,686	187,882	246,406
	4	CARTAGENA-MAMONAL	10	204,509	138,731	65,778	32%	\$ 0.04	106,732	119,841	131,774
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	7	285,945	237,751	48,194	17%	\$ 0.54	173,263	198,201	221,852
	6	JOBÓ-SINCELEJO	4	191,445	183,000	8,445	4%	\$ 0.58	144,698	164,830	175,220
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	7	92,000	40,751	51,249	56%	\$ 0.24	38,805	39,289	40,058
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	2,000	11,943	86%	\$ 1.03	212	474	679
	9	APIAY-OCOA	4	22,020	17,370	4,650	21%	\$ 0.46	7,700	13,398	14,202
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	-	0%	\$ 0.93	5,650	10,870	11,691
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	3	148,000	52,950	95,050	64%	\$ 0.62	50,592	60,343	65,237
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	10	260,000	56,952	203,048	78%	\$ 1.29	38,425	48,515	58,719
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	1	37,361	20,402	16,959	45%	\$ 1.50	8,853	11,112	13,388
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333,000	99,964	233,036	70%	\$ 0.38	55,727	78,768	100,101
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	4	15,552	5,779	9,773	63%	\$ 0.26	3,826	4,552	5,475
	16	CHICORAL-FLANDES	3	12,015	3,729	8,286	69%	\$ 0.51	3,012	3,858	4,721
	17	COGUA-SABANA_F	1	215,000	214,998	2	0%	\$ 0.46	105,902	139,244	152,378
	18	CUSIANA-APIAY	9	64,159	56,952	7,207	11%	\$ 0.64	35,888	45,541	50,242
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	16	470,000	446,647	23,353	5%	\$ 0.08	343,826	402,972	430,356
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	13	470,000	437,982	32,018	7%	\$ 0.66	341,976	401,256	428,485
	21	FLANDES-GUANDO	1	10,738	2,500	8,238	77%	\$ 0.47	974	1,174	1,253
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 0.97	1,156	1,361	1,538
	23	FLOREÑA-YOPAL	5	16,161	14,774	1,387	9%	\$ 0.25	10,415	11,757	13,504
	24	GBS_I-GBS_F	8	63,744	9,981	53,763	84%	\$ 0.88	9,897	12,621	15,054
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	3	49,920	30,309	19,611	39%	\$ 2.96	6,547	8,319	9,091
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	12,910	9,857	3,053	24%	\$ 1.86	7,365	8,435	8,979
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 2.56	820	906	994
	28	LA BELLEZA-COGUA	2	223,500	217,852	5,648	3%	\$ 0.23	108,636	142,013	155,336
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	12	302,195	275,143	27,052	9%	\$ 0.43	203,027	238,102	285,364
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	5	25,253	15,287	9,966	39%	\$ 0.94	12,785	14,123	14,973
	31	MARIQUITA-PEREIRA	7	168,000	102,096	65,904	39%	\$ 0.76	73,770	86,451	92,621
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 2.87	287	327	398
	33	PEREIRA-ARMENIA	4	158,000	79,550	78,450	50%	\$ 0.27	59,646	69,559	74,749
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	-	0%	\$ 2.33	2,108	2,987	3,736
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,812	825	18%	\$ 1.63	626	2,146	2,793
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	8	78,000	54,760	23,240	30%	\$ 1.04	39,504	53,220	61,388
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349,000	184,885	164,115	47%	\$ 0.16	102,384	129,118	153,113
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	199	161	45%	\$ 5.87	150	184	213
	39	VASCONIA-MARIQUITA	9	192,000	120,338	71,662	37%	\$ 0.31	91,880	106,152	114,373
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,142	6,694	57%	\$ 0.49	4,794	5,214	5,545
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	-	0%	\$ 0.08	36,562	46,126	80,155

N.D.: Información no disponible

Notas: En color **rosado** se resaltan los tramos que reportan flujo y contraflujo.

\*Las capacidades de los tramos agregan flujos y contraflujos. \*\* Corresponde a la pareja de cargos 80 fijo-20 variable + AO&M (TRM promedio oct. 3,773) La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

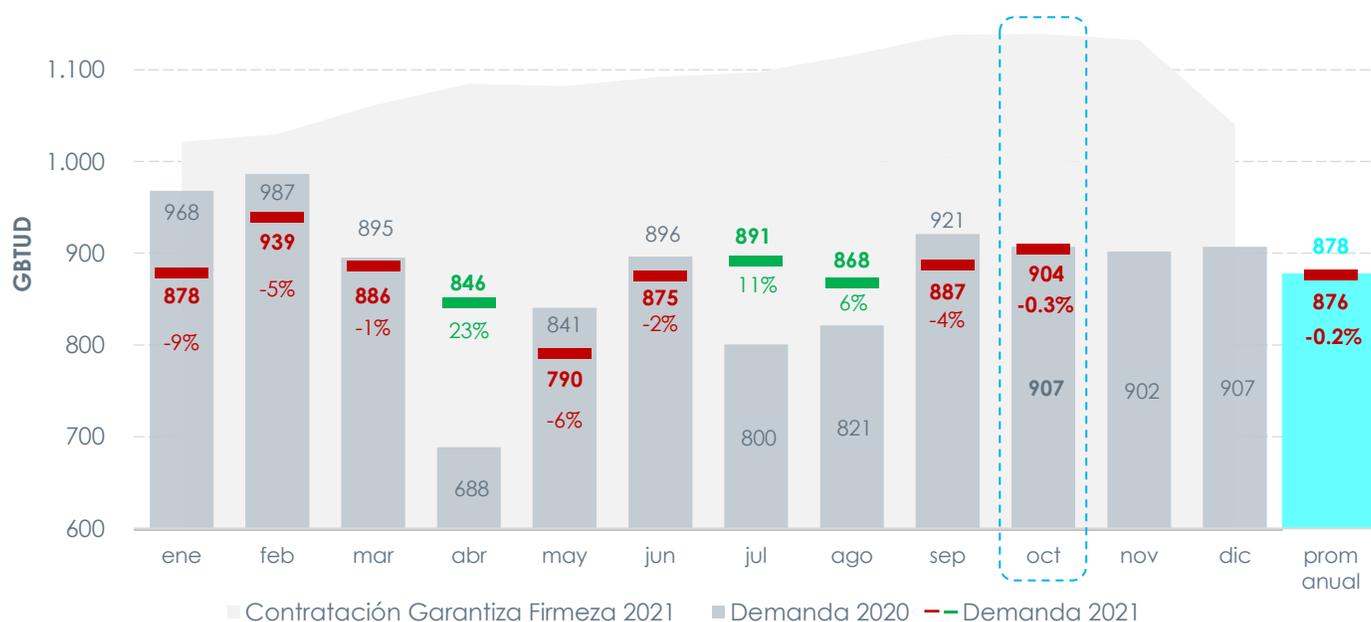
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

### III. DEMANDA

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

Al cierre del mes de octubre se observa una demanda promedio de **904** GBTUD, esto es **0.3%** inferior a la energía entregada en el mismo mes del 2020 que se situó en 907 GBTUD. El promedio parcial de 2021 (enero-octubre) es de **876** GBTUD, **0.2%** inferior respecto al promedio anual del 2020.

En la tabla “*evolución mensual demanda térmica y no térmica*” se evidencia que en octubre la demanda **No térmica** fue 10 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2020, por el contrario, la demanda **térmica** fue **inferior** en 13 GBTUD, siendo julio y agosto los únicos meses que la demanda térmica ha superado el consumo del año anterior. Para lo corrido del año en curso la energía total entregada a usuarios finales estuvo por debajo del valor presentado en 2020, esto se debe en gran parte a la disminución del consumo por parte del sector térmico durante el primer semestre del año, en contraste con la demanda No térmica que desde febrero ha sido superior respecto al año anterior (ver tabla Evolución mensual demanda térmica y No Térmica).



Fuente: SEGAS.

Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2021 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2020 (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.

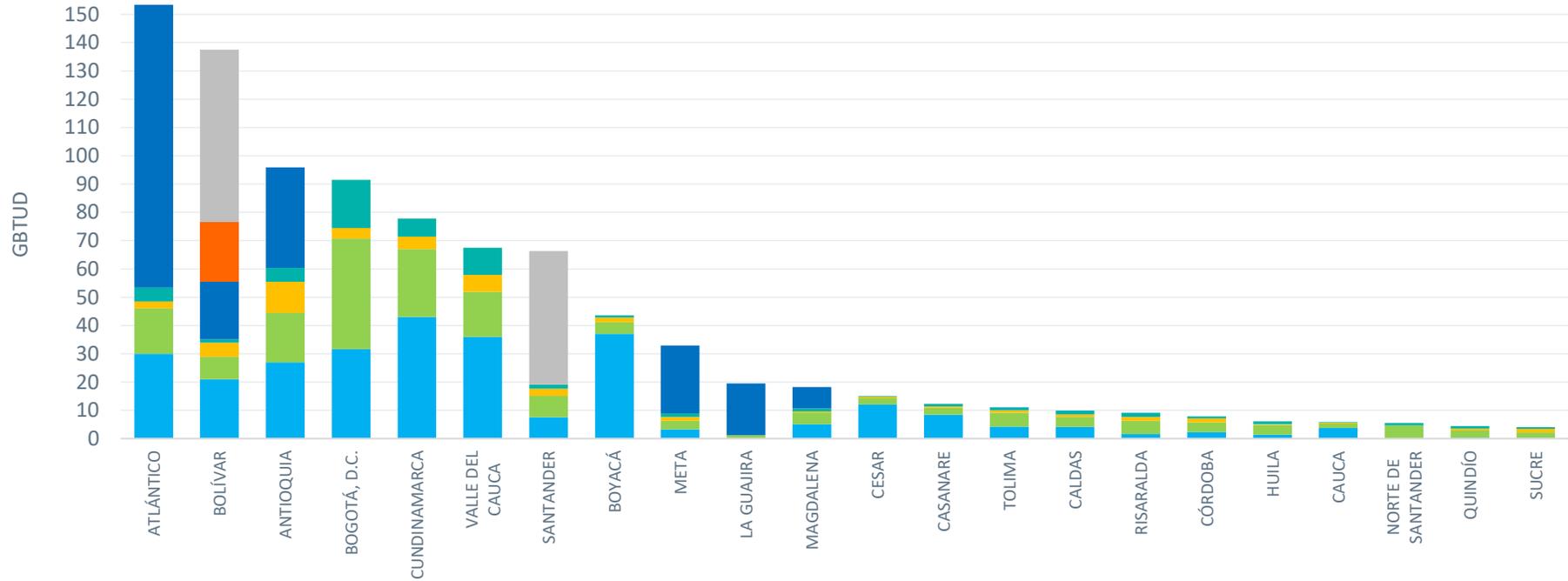
#### Evolución mensual demanda térmica y No térmica

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2020	257 / 711	348 / 639	298 / 597	185 / 503	279 / 562	288 / 608	164 / 636	177 / 644	243 / 678	219 / 688	199 / 703	190 / 717
2021	191 / 687	216 / 723	179 / 707	159 / 687	153 / 637	180 / 695	199 / 693	198 / 676	197 / 690	206 / 698		

Térmica
  No Térmica

## Energía entregada promedio en octubre por Departamento y Sector de consumo SNT

Industrial Residencial Comercial GNVC Generación Térmica Petroquímica Refinería

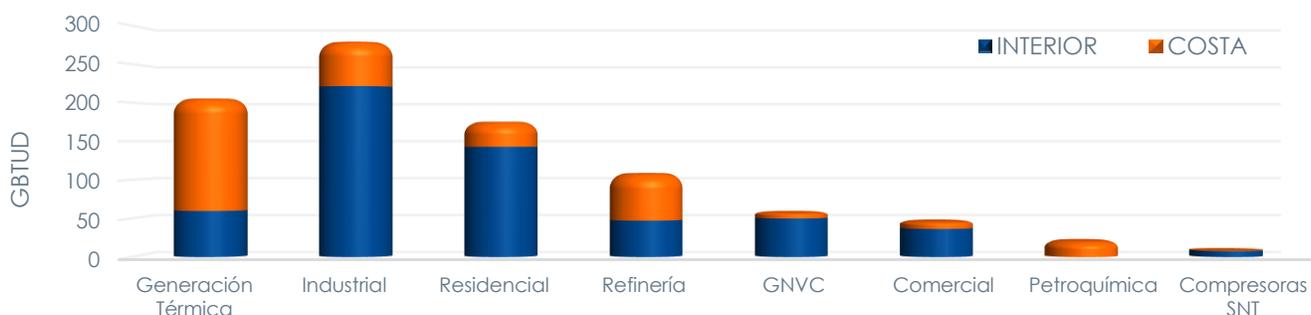


 <b>Residencial</b>	16.0	7.9	17.5	39.0	24.0	16.0	7.5	4.1	3.1	1.2	4.1	2.4	2.5	4.9	3.5	4.8	3.4	3.4	1.5	4.7	2.6	2.0	<b>176</b>
 <b>Comercial</b>	2.4	5.1	11.0	3.8	4.3	5.9	2.5	1.7	1.3		0.5	0.5	0.5	0.9	0.9	1.4	1.5	0.3	0.2		0.7	1.3	<b>47</b>
 <b>Industrial</b>	30.0	21.0	27.0	31.7	43.0	36.0	7.6	37.0	3.2		5.1	12.1	8.4	4.2	4.1	1.6	2.3	1.4	3.8		0.3	0.2	<b>280</b>
 <b>GNVC</b>	4.9	1.2	4.9	17.0	6.4	9.6	1.5	0.8	1.4		1.1	0.2	0.9	0.9	1.4	1.5	0.6	0.9	0.2	0.8	0.9	0.6	<b>58</b>
 <b>Generación Térmica</b>	100	20.4	35.6						23.9	18.3	7.6												<b>206</b>
 <b>Refinería</b>		60.9					47.2																<b>108</b>
 <b>Petroquímica</b>		21.0																					<b>21</b>
 <b>Compresoras</b>																							<b>9</b>
<b>TOTAL</b>	<b>153</b>	<b>138</b>	<b>95.9</b>	<b>91.5</b>	<b>77.7</b>	<b>67.5</b>	<b>66.3</b>	<b>43.6</b>	<b>32.9</b>	<b>19.5</b>	<b>18.3</b>	<b>15.1</b>	<b>12.3</b>	<b>11.0</b>	<b>9.9</b>	<b>9.2</b>	<b>7.8</b>	<b>6.1</b>	<b>5.8</b>	<b>5.5</b>	<b>4.5</b>	<b>4.1</b>	<b>904</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 octubre de 2021 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 280 GBTUD en promedio, de los cuales 221 GBTUD corresponden a la Región Interior y 59 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 176 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 143 GBTUD respecto a la costa con 33 GBTUD.



Costa	146	59	33	61	8	10	21	1
Interior	60	221	143	47	50	37	-	8
<b>TOTAL Nacional</b>	<b>206</b>	<b>280</b>	<b>176</b>	<b>108</b>	<b>58</b>	<b>47</b>	<b>21</b>	<b>9</b>
% Segmento	23%	31%	19%	12%	6%	5%	2%	1%

Fuente: SEGAS.

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

La siguiente tabla presenta un desglose de la demanda por tipo de usuario, segmento de consumo y región durante los últimos seis meses:

TIPO DE USUARIO			Mayo 21		Junio 21		Julio 21		Agosto 21		Septiembre 21		octubre 21		
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	Comercial	Costa		9		9		9		9		9		10	
		Interior		34		36		36		36		37		37	
	Generación Térmica	Costa	123		124		139		143		141		146		
		Interior	30		56		60		55		56		60		
	GNVC	Costa	7		8		8		8		8		8		
		Interior	41		47		49		49		50		50		
	Industrial	Costa	45	4	45	4	46	4	53	4	53	4	55	4	
		Interior	153	28	181	30	177	30	176	29	183	31	191	30	
	Petroquímica	Costa	25		24		25		25		22		21		
		Interior													
	Refinería	Costa	60		61		61		61		65		61		
		Interior	58		69		65		42		40		47		
	Residencial	Costa		33		33		33		34		34		33	
		Interior		135		143		141		142		146		143	
	Compresoras SNT	Costa	0.5		0.4		0.9		0.8		1.1		1		
		Interior	4		5		7		7		7		8		
Subtotal UR/UNR			Mayo 21		Junio 21		Julio 21		Agosto 21		Septiembre 21		octubre 21		
			Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
			Costa	262	44	262	46	280	46	291	47	290	47	291	47
			Interior	285	198	358	209	358	207	329	207	336	214	355	210
<b>TOTAL</b>			<b>790</b>		<b>875</b>		<b>892</b>		<b>874</b>		<b>887</b>		<b>904</b>		

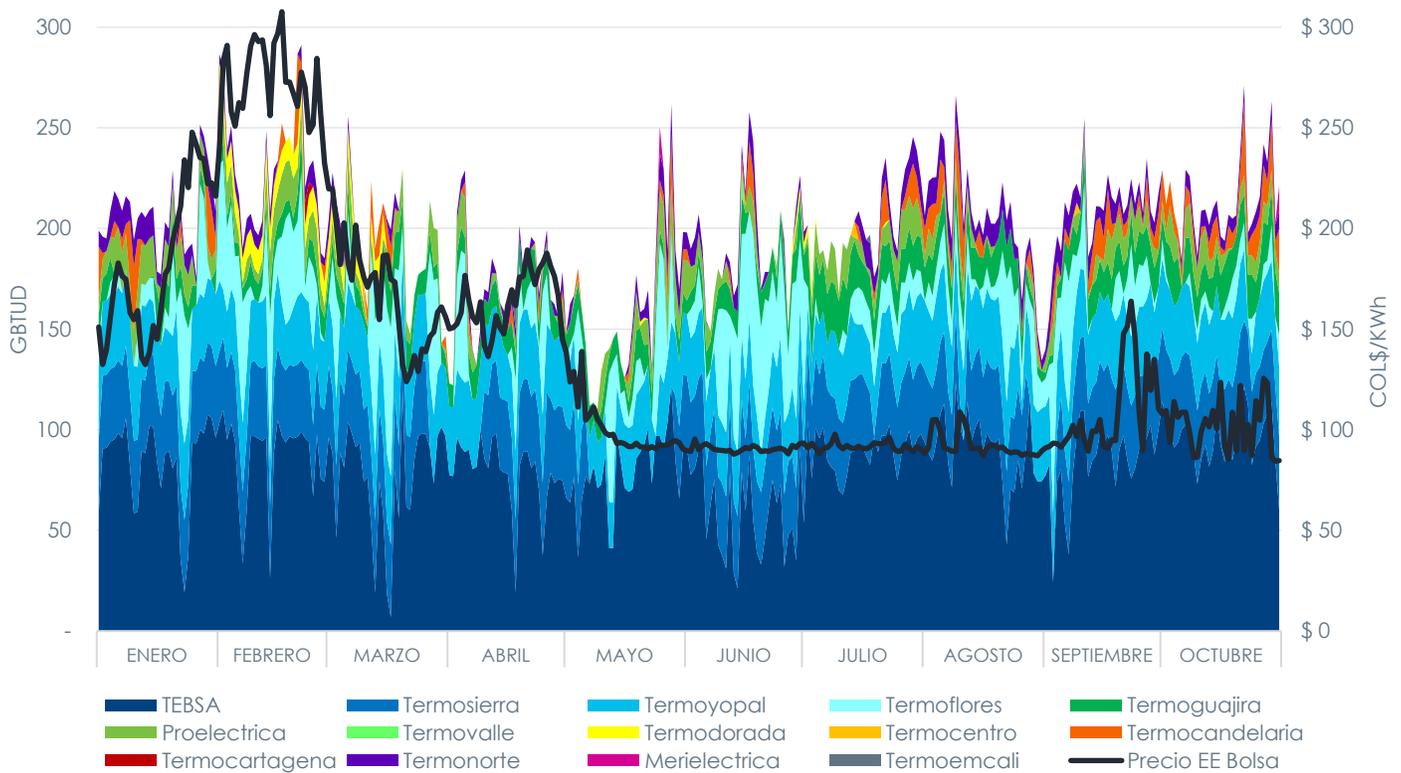
Fuente: SEGAS.

## 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, 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 octubre fue en promedio 214 GBTUD; los aportes hídricos continúan levemente por encima de la media histórica, lo cual ha contribuido a que el precio de bolsa se encuentre generalmente en niveles inferiores a los 150 \$/KWh para la mayor parte del mes.

### Consumo Diario de Gas vs Precio bolsa energía eléctrica



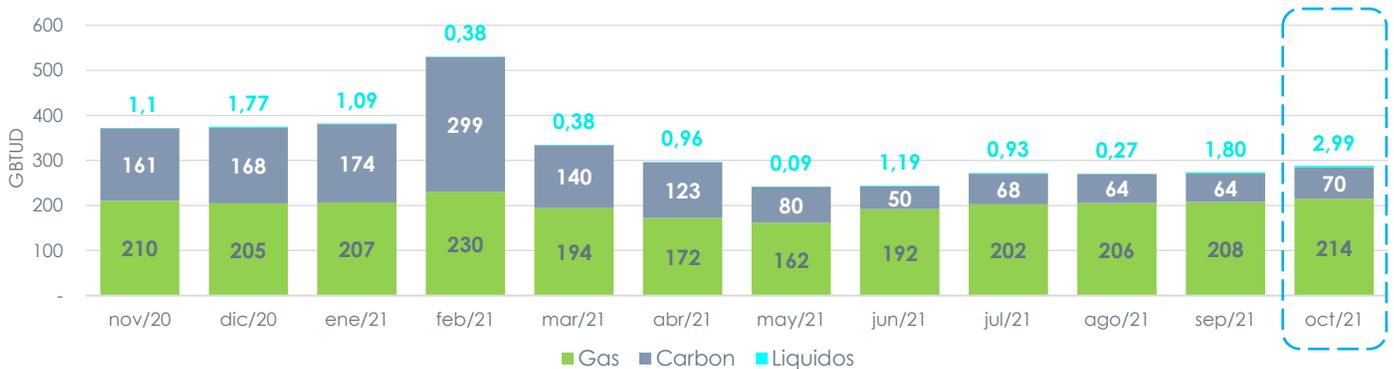
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de octubre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo que varió entre 184 GBTUD y 271 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (95 GBTUD), Termoyopal (33 GBTUD), Termosierra (36 GBTUD), Termoguajira (18 GBTUD) y Termocandelaria (11 GBTUD).

Aproximadamente el 70% de la energía generada con gas natural fue por seguridad consumiendo (150 GBTUD) y el 30% restante fue generación por mérito durante el mes la cual consumió (64 GBTUD).

## Consumo de combustible para generación eléctrica

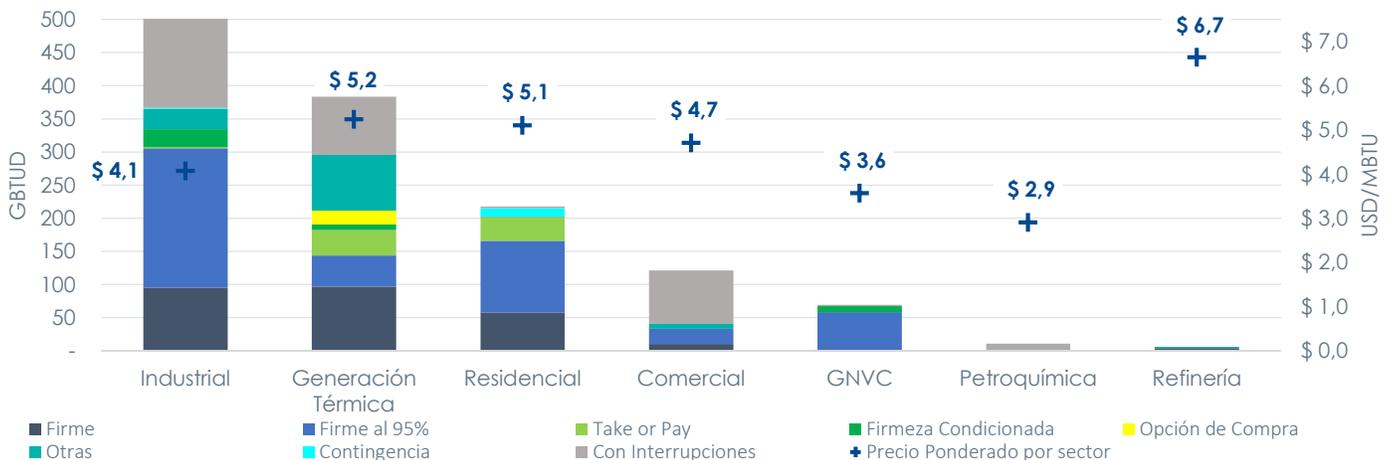
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de octubre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 214 GBTUD<sup>2</sup> (gas nacional 213 GBTUD y gas natural importado 1 GBTUD) que representó el 74.5%, carbón con 70 GBTUD (24.5%) y los combustibles líquidos consumieron 2.9 GBTUD (1.0%).



Fuente: XM

## Contratación vigente en octubre 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 octubre para cada sector de consumo evidencia diferencias en su composición. El sector Petroquímico solamente registra contratación "con interrupciones", los sectores de Refinerías y Gas natural vehicular comprimido - GNVC registran una mixtura de contratos que garantizan firmeza y modalidad "con interrupciones". El segmento residencial 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. Finalmente 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 y sus estrategias para afrontar la probabilidad de ser despachadas en el mercado eléctrico.

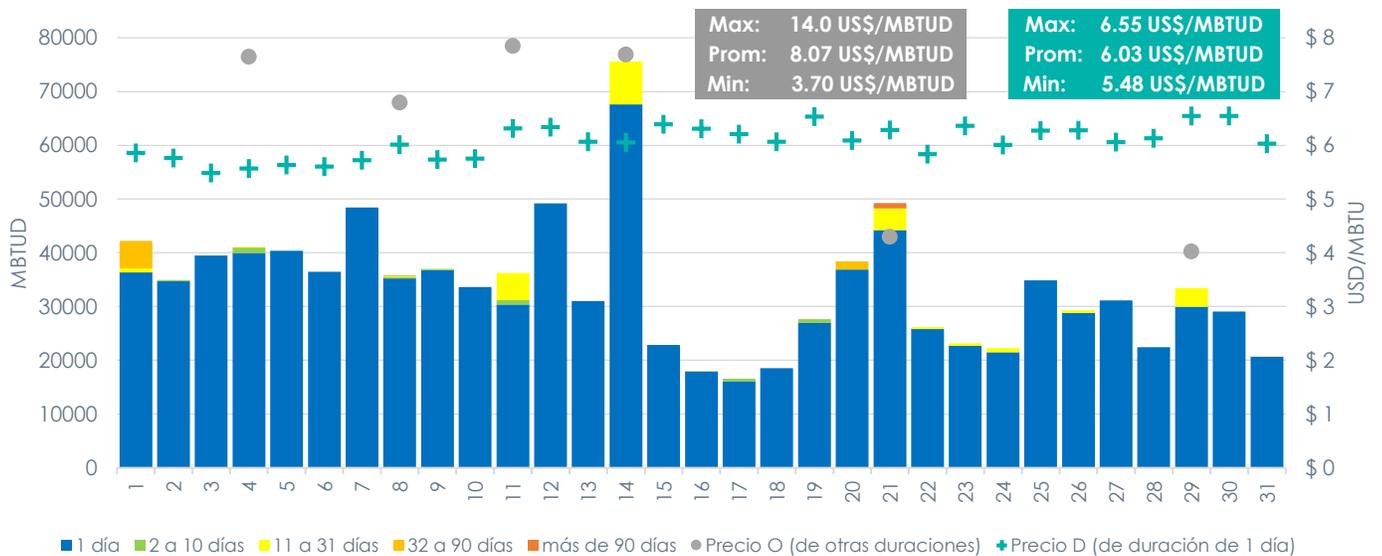
2 Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

# IV. MERCADO SECUNDARIO

## Suministro

El mercado secundario en el mes de OCTUBRE registró 524 operaciones (523 negociaciones directas y 1 por medio de subasta), siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (491). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 5.48 USD\$/MBTU (octubre 3) y 6.55 USD\$/MBTU (octubre 30) para las transacciones de duración de **1 día**; **El precio promedio mensual ponderado por cantidad de todas las transacciones fue de 6.08 USD\$/MBTU.**

Transacciones mercado secundario OCTUBRE – Suministro



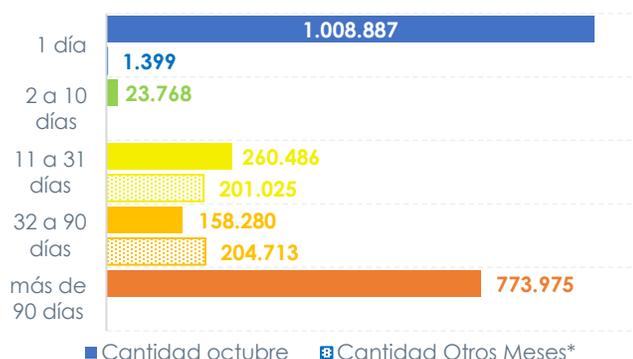
Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día. Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

Número de operaciones en OCTUBRE – Suministro

Duración contrato	Día del mes																															TOTAL	Promedio mes (USD/MBTU)
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
1 día	19	21	21	17	17	18	19	13	13	13	13	25	15	23	9	8	8	10	10	16	20	13	11	15	23	20	20	15	17	17	12	491	\$ 6.03
2 a 10 días		1		2			1	1		2							2	1														10	\$ 9.67
11 a 31 días	1			1			1			1			2	1						1	1	1	1		1			6	1	19	\$ 6.62		
32 a 90 días	1																			1											2	\$ 10.6	
más de 90 días							1														1										2	\$ 5.52	
<b>TOTAL</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>21</b>	<b>20</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>16</b>	<b>14</b>	<b>13</b>	<b>16</b>	<b>25</b>	<b>15</b>	<b>25</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>17</b>	<b>22</b>	<b>14</b>	<b>12</b>	<b>16</b>	<b>23</b>	<b>21</b>	<b>20</b>	<b>15</b>	<b>23</b>	<b>17</b>	<b>13</b>	<b>524</b>	<b>\$ 6.08</b>

El mercado secundario se caracteriza por un dinamismo en transacciones de corto plazo, es así como los registros de duración de **1 día** representan el 94% del número total de operaciones. Los días con mayor número de transacciones registradas fueron 12 y 14 de OCTUBRE con 25 transacciones equivalentes al 10% del total realizadas durante el mes.

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



En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro registrados en el mes, las 486 transacciones de duración **diaria** representan el **45% (1,008,887 MBTU)** del volumen total transado para ejecutarse en octubre, mientras que las transacciones con duración de **mayor a 90 días** asocian el **35% (773,975MBTU)**.

Las transacciones del mercado secundario, negociadas para ser ejecutadas en el presente mes, equivalen al **5.4%** de las cantidades contratadas en el mercado primario vigentes para el mes de octubre (40,889,000 MBTU<sup>3</sup>).

\*corresponde a las cantidades de energía a ser ejecutadas en meses posteriores a octubre.

## Cantidades negociadas por punto de entrega y precio promedio (US\$/MBTUD)

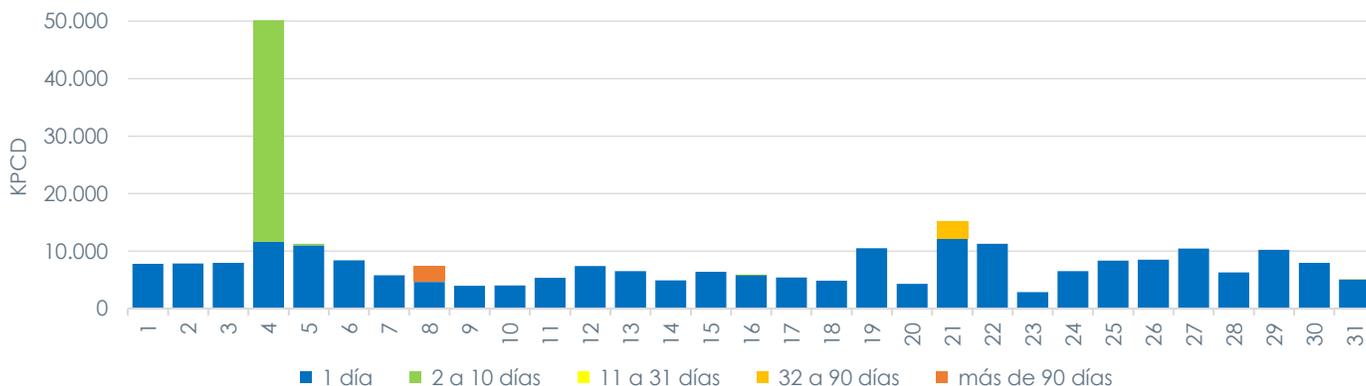
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue BARRANCA con 449,496 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **garantizan firmeza** (1,043,606 MBTUD) equivalente al 99.8% del total de las cantidades negociadas, mientras que la modalidad “**con interrupciones**” registró (2,044 MBTUD) equivalente al 0.2% de las cantidades transadas. Cusiana es el punto de entrega con más transacciones registradas (181) seguido por Barranca (126), Ballena (109) y los puntos NO SNT registraron (34 operaciones).



## Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes de OCTUBRE registró 330 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las más transadas (309).

### Transacciones mercado secundario OCTUBRE - Transporte



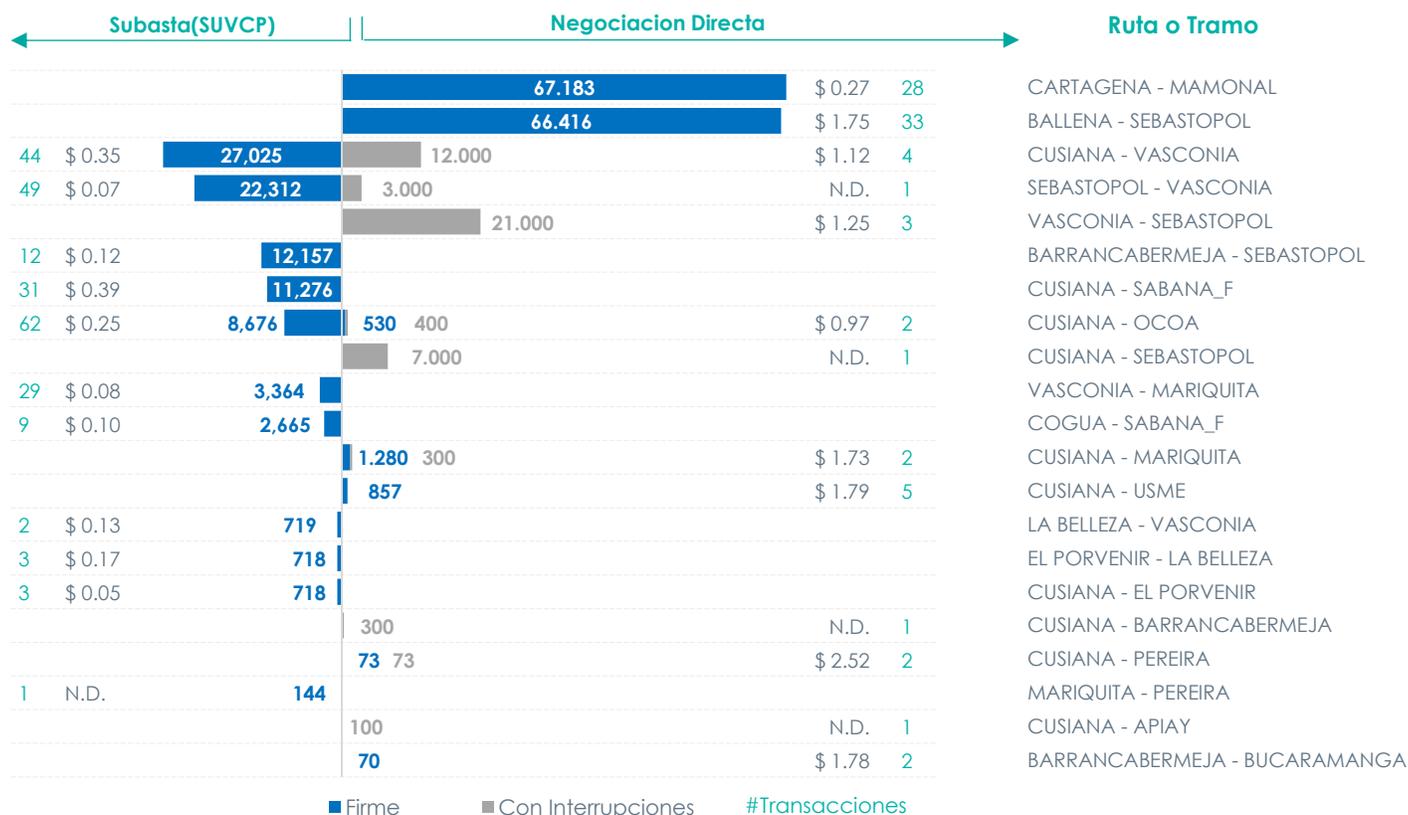
<sup>3</sup> 40,889,000 MBTU resulta de multiplicar la energía contratada promedio diario (1.319 GBTUD) por el número de días del mes

## Número de operaciones en OCTUBRE – 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	8	12	11	13	10	10	8	7	10	8	12	12	10	12	8	7	13	13	12	13	13	4	7	9	9	9	8	18	12	2	309
2 a 10 días				8	1																											9
11 a 31 días																2															2	4
32 a 90 días																					1											1
más de 90 días								7																								7
<b>TOTAL</b>	<b>9</b>	<b>8</b>	<b>12</b>	<b>19</b>	<b>14</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>15</b>	<b>7</b>	<b>10</b>	<b>8</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>14</b>	<b>13</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>8</b>	<b>18</b>	<b>12</b>	<b>4</b>	<b>330</b>

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 8,721 KPCD. El día con mayor número de transacciones registrados fue el 04 de octubre con 19 transacciones cada uno, equivalentes al 6% del total realizadas durante el mes.

## Capacidades y precios negociados por ruta o tramo – USD\$/KPCD



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

Del total de transacciones, 85 se dieron bajo negociación directa y 245 se asignaron por medio de subasta (SUVCP), se destaca que para este mes se transó gran capacidad de transporte por medio de negociación directa (67% del total del mes), también se destaca la ruta CARTAGENA-MAMONAL la cual transó 67,183 KPCD todos en modalidad **Firme**. El tramo o ruta con más operaciones fue CUSIANA-OCOA con 64 transacciones (62 asignadas por subasta SUVCP y 2 negociación directa), seguido del tramo SEBASTOPOL-VASCONIA con 50 transacciones (49 asignadas por subasta SUVCP y 1 negociación directa). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en la mayoría de las rutas los obtenidos por medio de la subasta úselo o véndalo de corto plazo, estos últimos se forman 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).

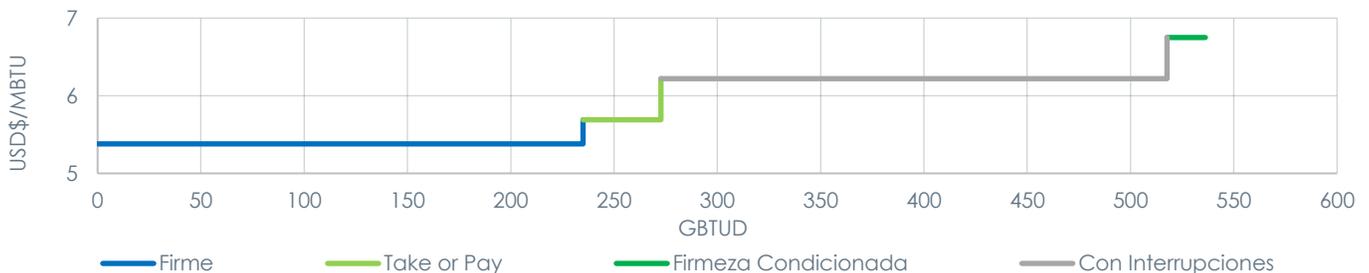
## Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en OCTUBRE

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (US\$/MBTUD) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en el mes. para los puntos estándar establecidos.

Región	Punto SNT	Con Interrupciones		Firme		Take or pay		Firmeza Condicionada		Opción de Compra		Total
		Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)	Precio (US\$)	Cantidad (GBTUD)
Interior	Cusiana	62.6	\$ 3.57	100.9	\$ 4.07			1.5	\$ 3.99			165
	Barrancabermeja	16.0	\$ 4.95	20.7	\$ 6.80							36.7
	Caramelo	3.0	N.D.	2.1	\$ 6.80							5.1
	Gibraltar	0.01	N.D.	2.9	\$ 4.67							2.9
	Sebastopol			0.7	\$ 5.90							0.7
	Mariquita			0.04	N.D.							0.04
Costa	Mamonal	150.0	\$ 7.67	8.8	\$ 4.80			17.0	N.D.	12.9	N.D.	189
	Ballena	6.2	N.D.	44.1	\$ 6.26							50.3
	Bonga Mamey					26.2	N.D.					26.2
	Tucurinca			25.8	\$ 6.37							25.8
	La Creciente					11.5	N.D.					11.5
	Hocol			7.6	\$ 4.64							7.6
	Jobo	3.5	\$ 6.33									3.5
	Bullerengue			3.2	\$ 5.54							3.2
	El Difícil			0.8	N.D.							0.8
Aislados	Arjona	3.4	\$ 4.66									3.4
	Aguas Blancas	0.3	N.D.	1.2	\$ 2.50							1.5
	San Roque			0.7	\$ 1.85							0.7
	Lisama			0.2	N.D.							0.2
	El Centro			0.1	N.D.							0.1
	No SNT*			15.1	\$ 8.68							15.1
<b>Total General</b>		<b>245</b>	<b>\$ 6.22</b>	<b>235</b>	<b>\$ 5.38</b>	<b>37.7</b>	<b>\$ 5.69</b>	<b>18.5</b>	<b>\$ 6.75</b>	<b>12.9</b>	<b>N.D.</b>	<b>549</b>
<b>Total (%)</b>		<b>44.6%</b>		<b>42.8%</b>		<b>6.9%</b>		<b>3.4%</b>		<b>2.3%</b>		<b>100%</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 5.38 US\$/MBTU, mientras que la modalidad Opción de compra representa el valor más alto sobre los 6.75 US\$/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 87% de la contratación total nacional de 549 GBTUD vigente 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.

## 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 y CREG 068 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.

#### 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