



# INFORME MENSUAL MERCADO DE GAS NATURAL

**OCTUBRE 2020**

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
- 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 transados

# 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**.

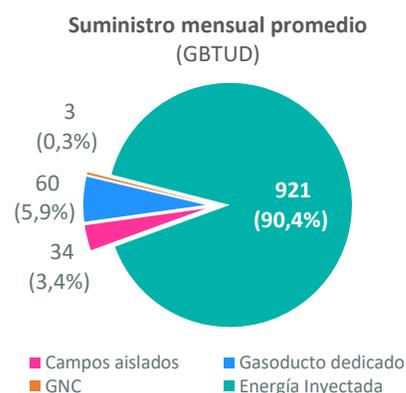
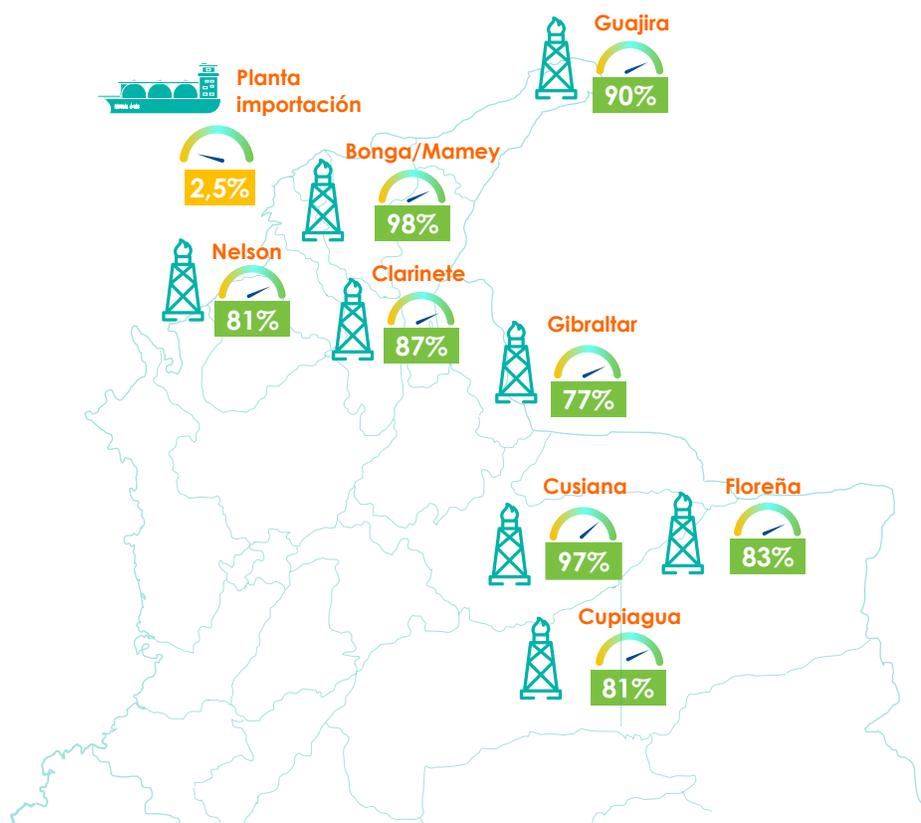
Fuente	Potencial de producción (GBTUD)	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros *	Total	
Cusiana	278	265	4	269	97%
Cupiagua/Cupiagua Sur	270	218	-	218	81%
Guajira (Chucupa/Ballena)	156	140	-	140	90%
Floreña	69	10	47	57	83%
Nelson	66	43	10	53	81%
Clarinete	115	98	1	99	87%
Gibraltar	41	31	-	31	77%
Bonga/Mamey	35	34	-	34	98%
Otras Fuentes	230	71	35	105	46%
<b>Potencial Producción Nacional</b>	<b>1 258</b>	<b>911</b>	<b>97</b>	<b>1 008</b>	<b>80%</b>
Planta regasificación Cartagena**	400	10	-	10	2,5%
<b>Total</b>	<b>1 658</b>	<b>921</b>	<b>97</b>	<b>1 018</b>	<b>61%</b>

Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados.

\* 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

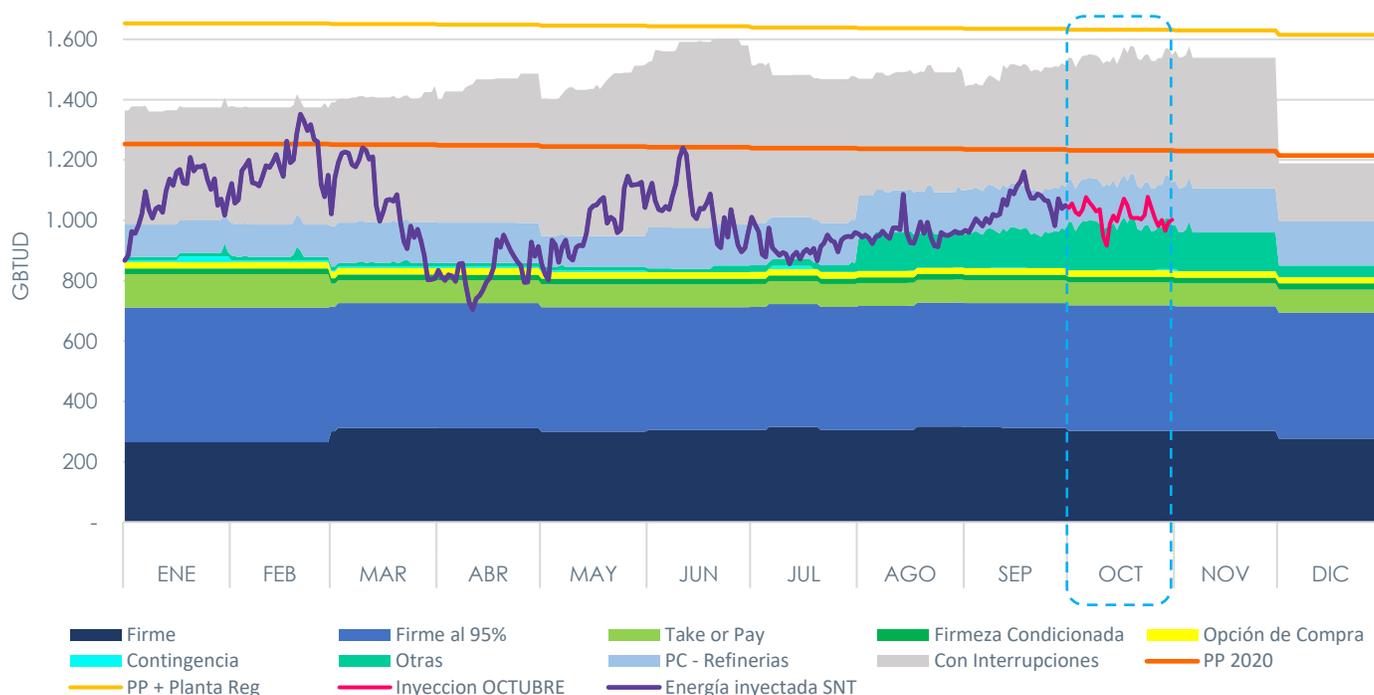
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía



La relación de Suministro en el mes de octubre versus Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **80%**; así mismo la relación de suministro versus capacidad de la planta de regasificación presentó un uso del **2,5%**, la cual es utilizada por el Sector Termoeléctrico, segmento de demanda que soporta esta infraestructura de importación.

## Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora: **i)** la información de la contratación vigente para el año **2020** en el mercado primario bajo las diferentes modalidades de contratos, **ii)** la variación de suministro de energía en el sistema durante el presente año y **iii)** los referentes de Potencial de Producción y capacidad de la Planta de importación que representan respaldo físico para el suministro de gas natural. Se resalta para el mes de octubre que la contratación respaldada con firmeza representó 987 GBTUD mientras bajo la modalidad “con interrupciones” se registró 415 GBTUD. El suministro promedio del mes fue de 1018 GBTUD<sup>1</sup>, con oscilaciones entre 916 GBTUD (mín.) y 1078 GBTUD (máx.). Se evidencia de lo anterior que las cantidades contratadas bajo firmeza y el suministro inyectado al sistema se ubicaron debajo del potencial de producción PP de 1.232 GBTUD (línea naranja).



VARIABLE (en GBTUD)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1 253	1 253	1 251	1 249	1 245	1 243	1 239	1 237	1 235	1 232	1 230	1 215
Suministro Min.	867	1 057	802	704	802	895	855	913	960	916		
Suministro Prom.	1 076	1 190	1 058	835	983	1 037	917	956	1 046	1 018		
Suministro Máx.	1 209	1 352	1 240	951	1 147	1 241	1 010	1 086	1 161	1 078		
Garantía Firmeza	887	882	859	859	846	844	860	956	964	987	962	887
Prod Comprometida - Refinerías	107	107	134	134	103	136	141	140	144	141	147	147
Con Interrupciones	378	389	415	465	503	602	483	393	382	415	433	191

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.

<sup>1</sup> 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.

## 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 OCTUBRE, 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>		Contingencia		Con Interrupciones		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	85	\$ 4,28	184	\$ 3,67			7	\$ 3,58							10	\$ 3,42	<b>285</b>
	Cupiagua	0,1	\$ 6,18	128	\$ 4,07											22	\$ 2,51	<b>150</b>
	Cupiagua Sur			5	\$ 5,00											74	\$ 2,42	<b>79</b>
	Floreña	43	\$ 3,06	0,5	N.D.	12	N.D.									13	\$ 3,69	<b>69</b>
	Gibraltar			0,3	N.D.	33	\$ 3,35											<b>33</b>
	Otros Interior <sup>2</sup>	20	\$ 4,76	17	\$ 4,12			7	\$ 2,49	12	\$ 6,17					16	\$ 3,33	<b>71</b>
Costa	Bloque VIM 5	59	\$ 4,74									113	\$ 6,96			77	\$ 4,52	<b>249</b>
	Bonga Mamey			9,0	\$ 3,83	26	N.D.									68	\$ 3,91	<b>104</b>
	B. Esperanza PE <sup>3</sup>	39	\$ 4,55									11	\$ 4,69			44	\$ 5,40	<b>94</b>
	Ballena			48	\$ 5,17									1	N.D.	28	\$ 4,40	<b>77</b>
	Chuchupa			11	\$ 5,63											10	\$ 6,89	<b>21</b>
	B. Esperanza CM <sup>4</sup>	35	\$ 5,97															<b>35</b>
Otros	Otros Costa <sup>5</sup>	15	\$ 5,17	12	\$ 4,54							29	\$ 2,61			37	\$ 4,23	<b>92</b>
	Otros C. Aislados <sup>6</sup>	6,2	\$ 1,92	2	\$ 3,11	4,9	\$ 5,73	5	\$ 2,51	10	\$ 6,17					16	\$ 2,91	<b>43</b>
	<b>Total</b>	<b>302</b>	<b>\$ 4,45</b>	<b>416</b>	<b>\$ 4,08</b>	<b>76</b>	<b>\$ 3,83</b>	<b>19</b>	<b>\$ 2,89</b>	<b>22</b>	<b>\$ 6,17</b>	<b>152</b>	<b>\$ 5,99</b>	<b>1</b>	<b>N.D.</b>	<b>415</b>	<b>\$ 3,90</b>	<b>1402</b>
<b>Total (%)</b>		<b>21,6%</b>		<b>29,7%</b>		<b>5,4%</b>		<b>1,3%</b>		<b>1,5%</b>		<b>10,9%</b>		<b>0,1%</b>		<b>29,6%</b>		<b>100%</b>

<sup>1</sup> Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 114/2017 (parágrafo del artículo 23).

<sup>2</sup> Otros Interior. Caramelo, Corrales, El Difícil, Payoa, Y Provincia.

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

<sup>4</sup> Bloque Esperanza (Campo Mayor) CM.

<sup>5</sup> Otros Costa: Arrecife, Bullerengue, Guama, La Creciente y Toronja.

<sup>6</sup> Otros Campos Aislados: Aguas Blancas, Andina, Arjona, Cantagallo, Capachos, Cerrito, Cerro Gordo, El Centro, Guaduas, La Cañada Norte, La Cira Infantas, La Punta, Lisama, Llanito, Mana, Opon, Palagua, Pauto, Puli, Ramiriquí, Santo Domingo y Sardinata.

**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 1402 GBTUD, la contratación en el mercado primario se concentra principalmente en las modalidades: i) "Firme al 95% – CF 95" (416 GBTUD), ii) "Con interrupciones" (415 GBTUD) y iii) Firme (302 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el 82% del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Firmeza condicionada, Opción de compra y contingencia, con 19 GBTUD, 22 GBTUD y 1 GBTUD respectivamente. Se resalta la inclusión de los campos Arrecife y Ramiriquí en la contratación de octubre, los cuales son registrados y contenidos en "Otros Costa" y "Otros C. Aislados" 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.

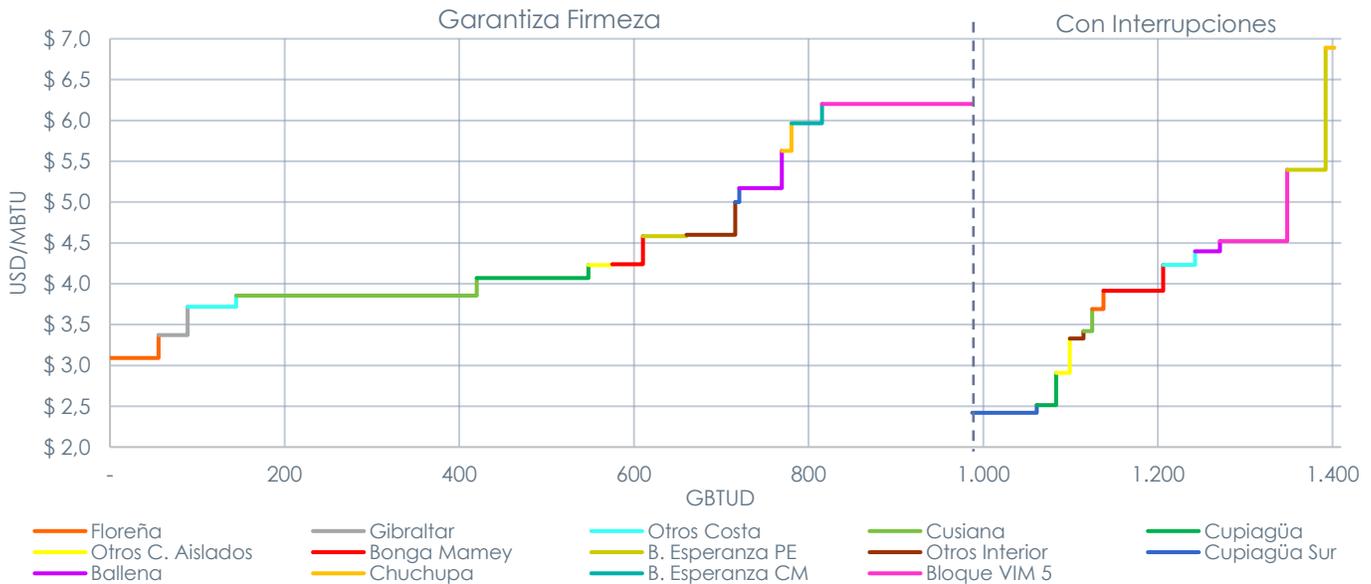
## Curva de precios por modalidad



\*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 2.89 US\$/MBTU, mientras que la modalidad Opción de compra representa el valor más alto con 6.17 US\$/MBTU. Las modalidades Firme al 95%, Firme y Con interrupciones, que como se mencionó anteriormente abarcan un 82% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 3.90 US\$/MBTU y 4.45 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 (987 GBTUD) y de la modalidad "con interrupciones" (415 GBTUD). Es importante resaltar que los precios aquí mostrados representan un punto de referencia, más 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 en general por debajo de la curva de las modalidades que garantizan firmeza" (a excepción de Chuchupa, B. Esperanza PE y Floreña), dicha valoración es visible para la fuente Cupiagua Sur en donde el valor de "con interrupciones" corresponde aproximadamente a la mitad del valor de las modalidades que garantizan firmeza.

## II. TRANSPORTE

La siguiente tabla sintetiza el nivel de contratación para los tramos que hacen parte del SNT, los precios regulados asociados, y los niveles de volumen transportado (mínimo, promedio, máximo). El propósito de esta información es identificar el nivel de uso de los gasoductos en comparación con la capacidad contratada, esto permitiría dimensionar cuales tramos del SNT, dispondrían de potenciales disponibilidades para el mercado Secundario y OTMM (Otras Transacciones del mercado mayorista), para que comercializadores y usuarios no regulados complementen las capacidades contratadas en el mercado primario.

REGION	No	Tramos*	Km	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMF (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMMF	Precio promedio contratado (USD/KPC)	Volumen transportado octubre (KPCD)		
										Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	143	4	279 091	124 576	153 015	55%	\$ 0,71	98 161	117 620	131 320
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	113	3	751 363	511 000	237 563	32%	\$ 0,83	47 632	93 488	128 525
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	142	4	684 494	458 209	221 985	32%	\$ 0,92	176 061	208 593	238 907
	4	CARTAGENA-MAMONAL	15	5	204 509	130 233	74 276	36%	\$ 0,73	110 288	123 933	138 129
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	123	1	285 945	196 533	85 312	30%	\$ 1,22	139 308	187 233	213 622
	6	JOBO-SINCELEJO	70	3	191 445	119 000	69 845	36%	\$ 1,58	95 712	128 362	164 975
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	51	4	92 000	47 533	42 967	47%	\$ 1,42	38 703	40 973	42 061
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	2	3	13 943	3 575	10 368	74%	\$ 0,19	-	3	77
	9	APIAY-OCOA	40	5	22 020	20 070	1 950	9%	\$ 1,25	4 852	10 785	14 013
	10	APIAY-USME	122	2	17 784	17 190	594	3%	\$ 1,55	2 023	3 256	5 437
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	128	5	148 000	99 495	48 505	33%	\$ 2,82	45 187	57 890	62 445
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	579	11	260 000	259 500	500	0%	\$ 1,52	22 478	34 139	59 596
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	108	2	37 361	21 019	16 342	44%	\$ 1,54	16 253	20 151	23 850
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	111	8	333 000	143 182	189 818	57%	\$ 1,62	50 268	68 328	84 412
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	19	5	15 552	6 364	9 388	60%	\$ 0,25	3 953	4 803	8 723
	16	CENTAURUS-GRANADA	61	2	708	690	18	3%	\$ 2,38	-	-	-
	17	CHICORAL-FLANDES	27	2	12 015	3 934	8 081	67%	\$ 0,49	2 971	3 477	3 859
	18	COGUA-SABANA_F	146	3	215 000	196 000	19 000	9%	\$ 1,61	106 664	137 457	148 925
	19	CUSIANA-APIAY	150	8	64 159	57 872	6 287	10%	\$ 1,24	29 870	36 234	41 650
	20	CUSIANA-EL PORVENIR	33	18	458 000	453 313	4 687	1%	\$ 1,73	344 870	386 056	431 093
	21	EL PORVENIR-LA BELLEZA	189	15	460 500	450 513	9 987	2%	\$ 1,73	337 964	378 648	423 595
	22	FLANDES-GUANDO	12	1	10 738	1 250	9 488	88%	\$ 0,49	1 021	1 142	1 252
	23	FLANDES-RICAURTE	12	1	2 156	1 388	768	36%	\$ 0,94	1 090	1 321	1 404
	24	FLOREÑA-YOPAL	18	4	16 161	13 565	2 596	16%	\$ 0,46	6 000	8 245	9 149
	25	GBS_I-GBS_F	NA	9	63 744	6 717	57 027	89%	\$ 1,57	10 107	13 557	18 669
	26	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	190	2	49 920	30 259	19 661	39%	\$ 2,97	24 606	28 930	33 007
	27	GUALANDAY-NEIVA	169	4	12 910	10 304	2 606	20%	\$ 3,50	7 436	7 921	8 260
	28	GUANDO-FUSAGASUGA	38	1	957	957	-	0%	\$ 2,52	775	888	994
	29	LA BELLEZA-COGUA	115	5	210 450	199 635	10 815	5%	\$ 1,62	144	135 339	151 468
	30	LA BELLEZA-VASCONIA	91	13	308 419	287 658	20 761	7%	\$ 1,90	171 378	219 490	282 944
	31	MARIQUITA-GUALANDAY	159	7	25 253	16 482	8 771	35%	\$ 2,49	11 598	14 786	17 438
	32	MARIQUITA-PEREIRA	155	8	168 000	151 399	16 601	10%	\$ 2,67	68 145	84 950	90 763
	33	NEIVA-HOBO	50	1	2 765	1 450	1 315	48%	\$ 2,81	281	394	472
	34	PEREIRA-ARMENIA	60	7	158 000	125 616	32 384	20%	\$ 2,73	54 473	67 858	72 578
	35	PRADERA-POPAYAN	117	2	3 675	3 675	-	0%	\$ 2,37	2 294	3 197	3 790
	36	SARDINATA-CUCUTA	68	1	4 637	3 715	922	20%	\$ 1,72	619	2 918	3 533
	37	SEBASTOPOL-MEDELLIN	148	7	78 000	57 623	20 377	26%	\$ 0,90	28 397	50 109	57 665
	38	SEBASTOPOL-VASCONIA	62	7	349 000	212 470	136 530	39%	\$ 1,47	97 096	120 535	139 903
	39	TANE/CACOTA-PAMPLONA	18	1	360	187	173	48%	\$ 5,71	153	182	193
	40	VASCONIA-MARIQUITA	123	10	192 000	170 409	21 591	11%	\$ 2,62	83 282	102 150	109 496
	41	YOPAL-MORICHAL	13	2	11 836	6 017	5 819	49%	\$ 0,48	-	5 094	5 737
	42	YUMBO/CALI-CALI	11	1	73 600	73 600	-	0%	\$ 0,00	32 731	43 396	80 595

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

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

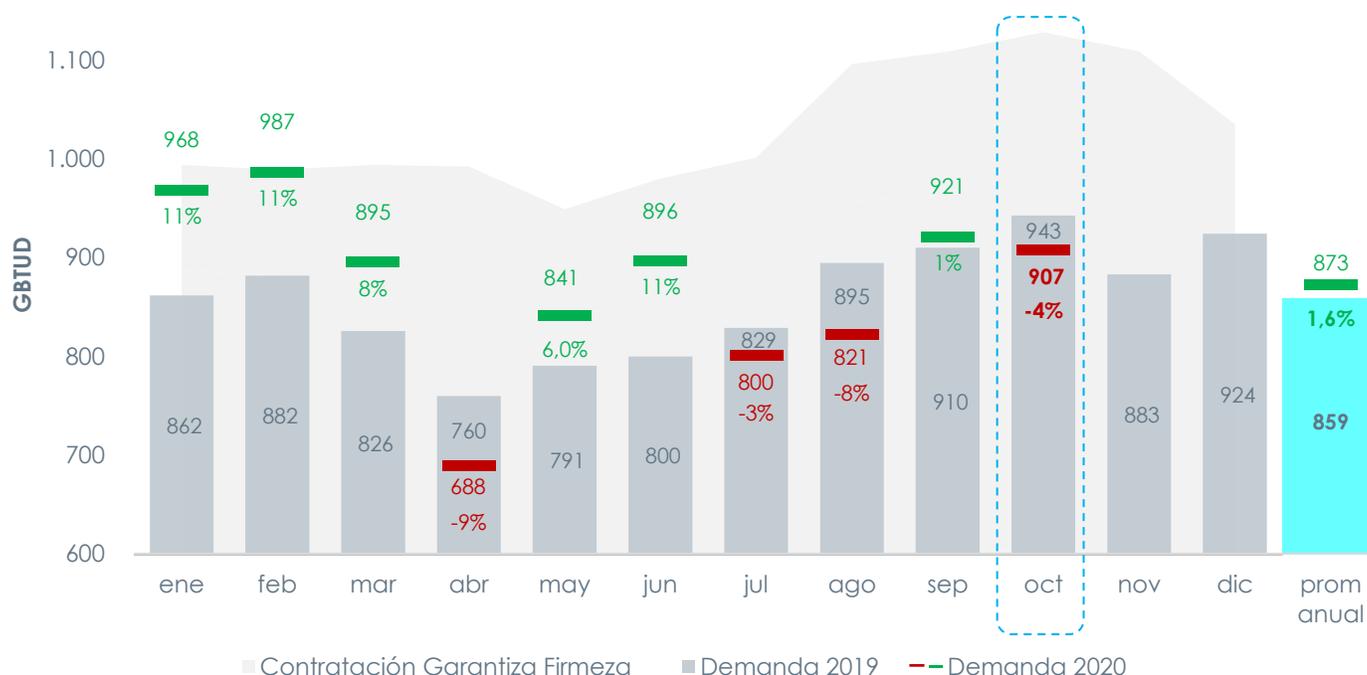
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

# III. DEMANDA

## Energía Entregada a usuarios finales - SNT

La evolución de la demanda en lo corrido del año 2020 presenta una variación mensual influenciada por la emergencia sanitaria como se puede evidenciar en la gráfica (cifras en color verde y rojo). Comparado con el año 2019 (barras en color gris), el 2020 presentó en los tres primeros meses demandas superiores (entre el 8% y 11%), esta tendencia fue interrumpida por las medidas de Aislamiento Preventivo Obligatorio – APO al final de marzo (marzo 19 de 2020), resultando en un decrecimiento para abril de 688 GBTUD, que representa un valor 9% por debajo del valor registrado en abril del 2019.

En los meses de mayo y junio el incremento estuvo influenciado por la demanda termoeléctrica como se puede detallar en la tabla “Evolución mensual demanda térmica y No térmica” para los años 2019 y 2020. Para los meses de julio y agosto se registraron niveles de energía entregada inferiores a los reportados para los mismos periodos del año pasado; al cierre del mes de octubre se observa disminución por parte de la demanda resultando en 907 GBTUD, 4% por debajo de la energía entregada en octubre del 2019, impactada principalmente por una menor demanda del sector térmico en la costa. El promedio provisional de 2020 (enero-octubre) es de 873 GBTUD, equivalente a un 1,6% por encima respecto al año anterior.



Fuente: SEGAS, XM.

Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2020 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2019 (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 notas aclaratorias sección.

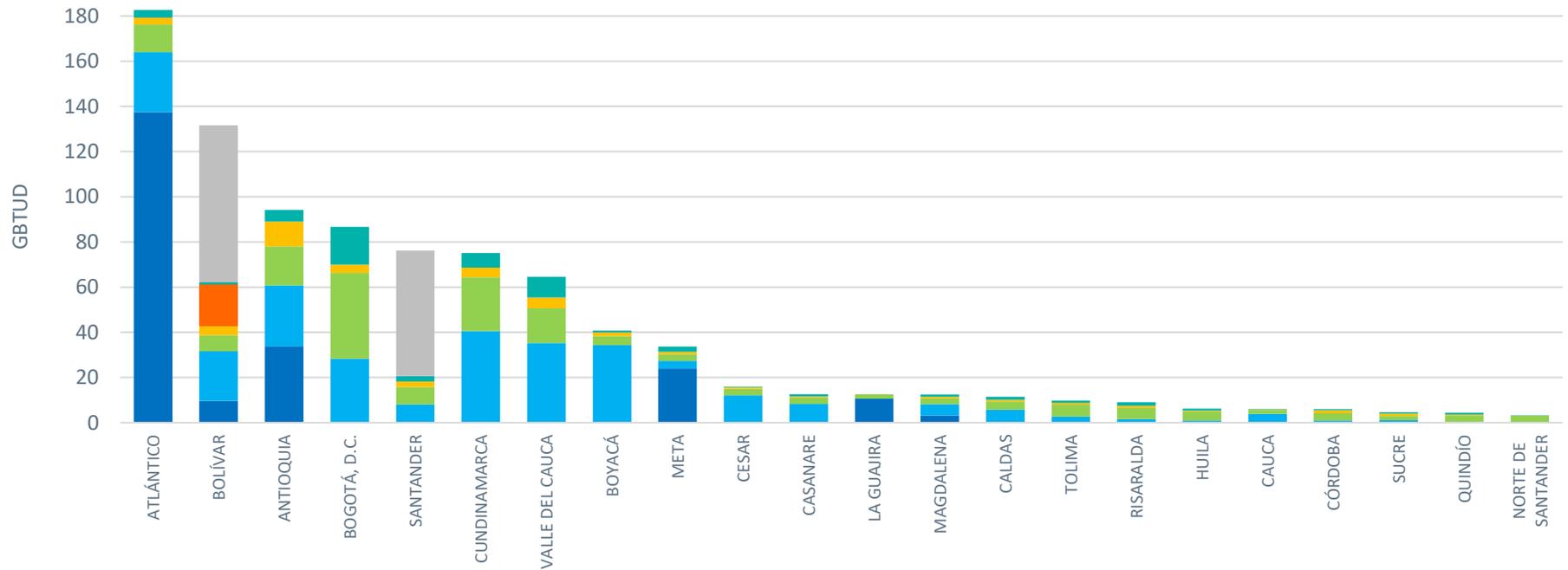
### Evolución mensual demanda térmica y No térmica

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2019	179 / 683	211 / 671	163 / 663	143 / 617	124 / 667	134 / 666	130 / 699	172 / 723	174 / 736	195 / 748	168 / 715	223 / 701
2020	257 / 711	348 / 639	298 / 597	185 / 503	279 / 562	288 / 608	164 / 636	177 / 644	243 / 678	219 / 688		

Térmica    
  No Térmica

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

■ Generación Térmica ■ Industrial ■ Residencial ■ Comercial ■ Petroquímica ■ GNVC ■ Refinería

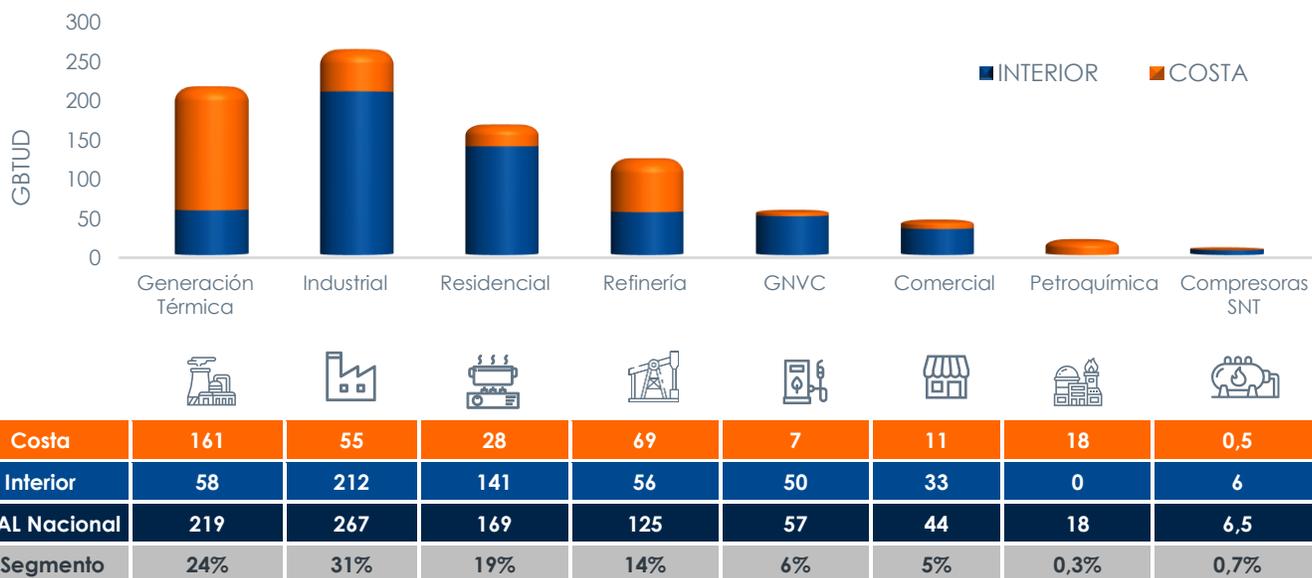


	<b>Residencial</b>	12,2	7,1	17,2	38,0	7,7	23,8	15,4	4,0	2,9	3,0	2,9	1,9	2,6	3,7	5,2	4,9	4,0	1,8	3,2	1,9	2,7	3,1	<b>169</b>
	<b>Comercial</b>	3,1	4,1	11,0	3,6	2,5	4,2	4,8	1,6	1,2	0,6	0,5		0,7	0,7	0,9	1,0	0,4	0,2	1,4	1,1	0,5		<b>44</b>
	<b>Industrial</b>	26,5	21,9	27,0	28,4	8,0	40,5	35,2	34,3	3,4	12,1	8,3		4,9	5,6	2,6	1,5	1,0	3,8	0,9	1,0	0,3		<b>267</b>
	<b>GNVC</b>	3,4	1,0	5,1	16,7	2,5	6,5	9,2	0,9	2,3	0,2	1,0		1,0	1,4	0,9	1,6	0,8	0,3	0,5	0,7	0,9		<b>57</b>
	<b>Generación Térmica</b>	137	9,9	33,8						24,0				10,7	3,2	0,2								<b>219</b>
	<b>Petroquímica</b>		18,4																					<b>18</b>
	<b>Refinería</b>		69,5			55,5																		<b>125</b>
	<b>Compresoras</b>																							<b>6,5</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>183</b>	<b>132</b>	<b>94,1</b>	<b>86,7</b>	<b>76,2</b>	<b>75,1</b>	<b>64,6</b>	<b>40,8</b>	<b>33,7</b>	<b>15,9</b>	<b>12,6</b>	<b>12,6</b>	<b>12,5</b>	<b>11,5</b>	<b>9,7</b>	<b>9,0</b>	<b>6,2</b>	<b>6,2</b>	<b>5,9</b>	<b>4,7</b>	<b>4,4</b>	<b>3,1</b>	<b>907</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

En el mes de octubre de 2020 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 267 GBTUD en promedio, de los cuales 212 GBTUD corresponden a la Región Interior y 55 GBTUD a la Costa Atlántica. La generación Térmica consumió en promedio 219 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en la Costa equivalente a 161 GBTUD respecto al Interior con 58 GBTUD.



Fuente: SEGAS, XM.

## Evolución de la demanda semestral por tipo de Usuario

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		Junio		Julio		Agosto		Septiembre		Octubre	
		UNR	UR										
Comercial	Costa	0	4	0	6	0	6	0	6	0	8	0	11
	Interior	0	31	0	32	0	32	0	31	0	32	0	33
Generación Térmica	Costa	180	0	172	0	124	0	121	0	185	0	161	0
	Interior	99	0	117	0	40	0	56	0	58	0	58	0
GNVC	Costa	2	0	5	0	5	0	6	0	6	0	7	0
	Interior	33	1	39	1	41	1	41	1	47	1	49	1
Industrial	Costa	41	3	40	4	46	4	49	4	51	4	50	5
	Interior	140	25	154	27	169	27	170	26	177	28	183	29
Petroquímica	Costa	17	0	17	0	19	0	18	0	18	0	18	0
Refinería	Costa	57	0	63	0	69	0	70	0	69	0	69	0
	Interior	43	0	58	0	47	0	51	0	61	0	56	0
Residencial	Costa	0	35	0	29	0	30	0	31	0	30	0	28
	Interior	0	126	0	125	0	134	0	135	0	139	0	141
Compresoras SNT	Costa	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0,5	0
	Interior	5	0	7	0	5	0	4	0	6	0	6	0
Subtotal UR/UNR		Mayo		Junio		Julio		Agosto		Septiembre		Octubre	
	Tipo	UNR	UR										
	Costa	296	41	298	40	263	40	263	41	330	42	306	44
Interior	321	183	375	184	303	194	324	193	350	199	353	204	
<b>TOTAL</b>		<b>841</b>		<b>896</b>		<b>800</b>		<b>821</b>		<b>921</b>		<b>907</b>	

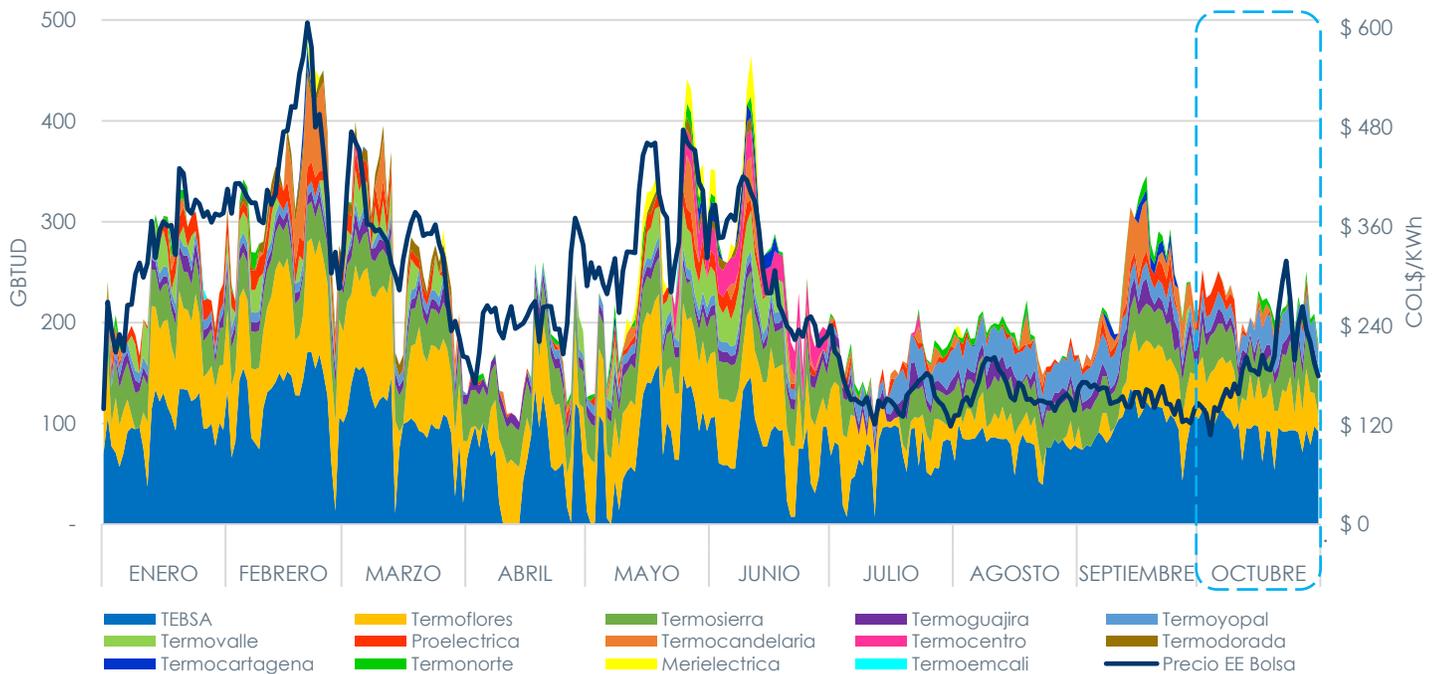
Fuente: SEGAS, XM.

## Energía Entregada al Sector Termoeléctrico

El sector termoeléctrico es de relevante importancia 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) que hacen parte del despacho centralizado, en ella se evidencia la relación entre la curva del **precio de bolsa de la energía eléctrica** con el consumo de gas natural de dichos generadores para lo corrido del año 2020. Sin embargo, para el mes de septiembre y principio de octubre se evidencia un incremento en el consumo de gas natural como consecuencia de las restricciones de la red eléctrica presentadas en la región caribe, y no corresponde a una variación del precio de bolsa de la Energía eléctrica, como en meses anteriores.

### Consumo Diario de Gas vs Precio EE Bolsa

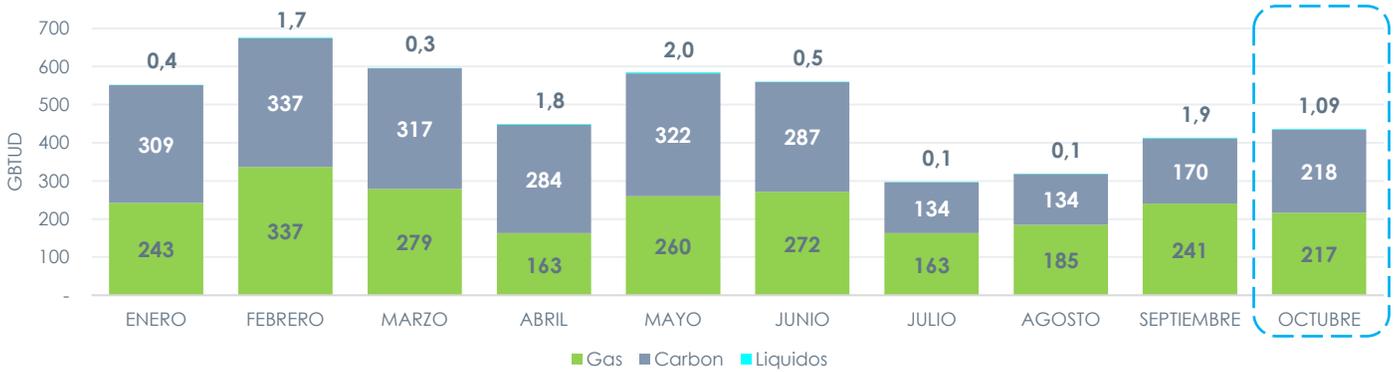


Fuente: XM

Para el mes de octubre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo que varió entre 172 GBTUD y 252 GBTUD, las plantas con mayores valores (promedio diario) fueron: TEBSA (93,54 GBTUD), Termoflores (43,92 GBTUD) y Termosierra (33,79 GBTUD). Aproximadamente el 71% de la energía Generada con Gas natural durante el mes fue por seguridad (155 GBTUD) y el 29% restante fue generación por mérito (62 GBTUD).

## Consumo de combustible para generación eléctrica

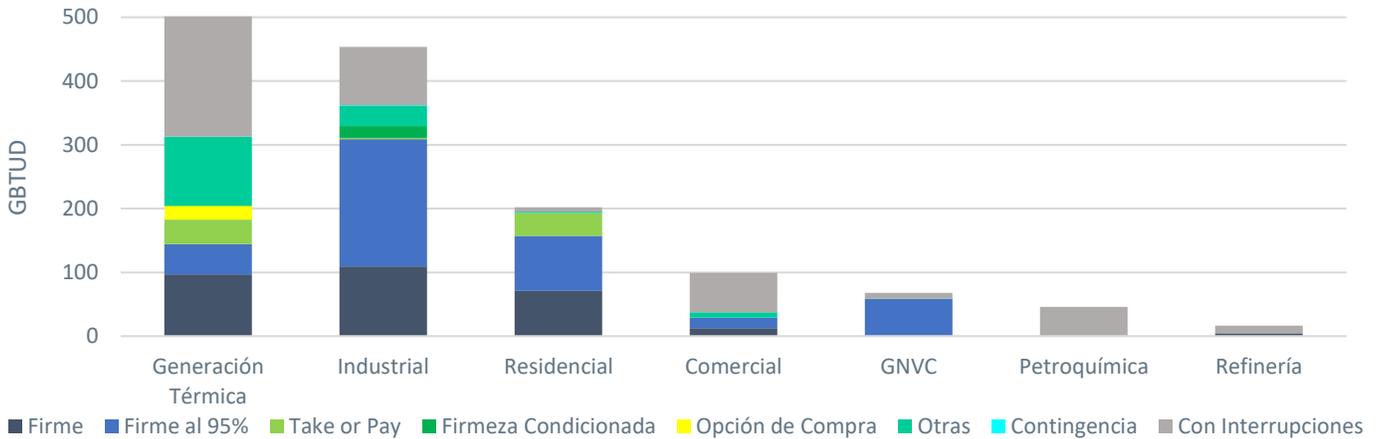
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación térmica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de octubre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo equilibrado entre el gas natural con 217 GBTUD (gas nacional 207 GBTUD<sup>2</sup>, gas natural importado 10 GBTUD) que representa el 49,8%, y carbón con 218 GBTUD (50%), Combustibles líquidos consumió 1,09 GBTUD (0,2%).



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 registrada 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.

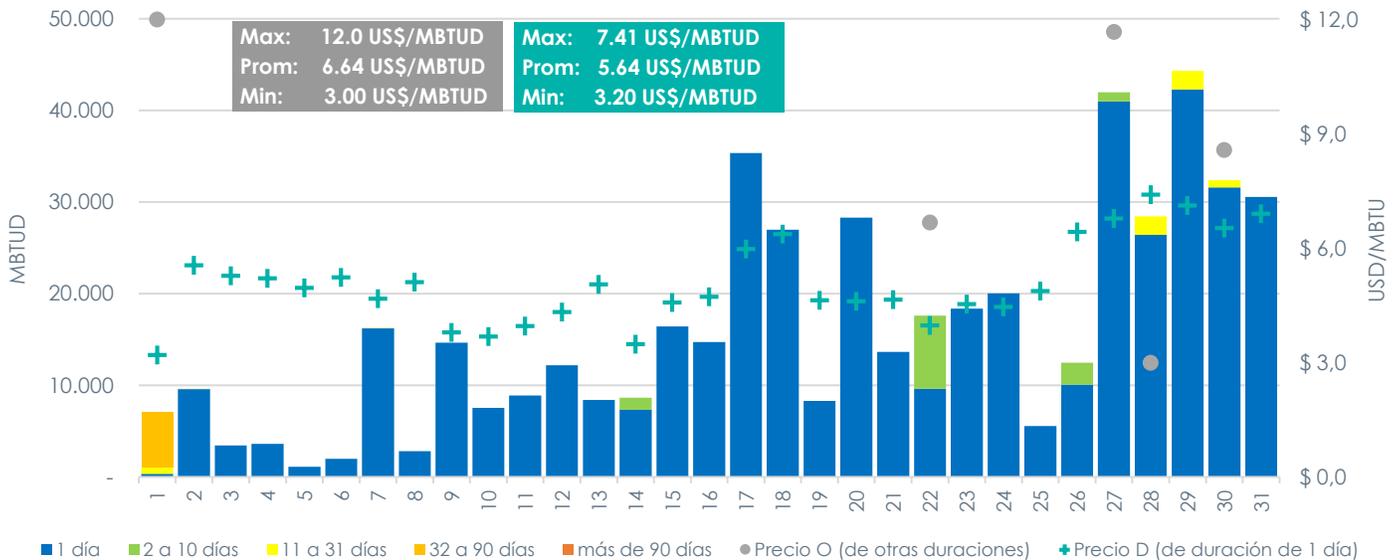
<sup>2</sup> Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

# IV. MERCADO SECUNDARIO

## Suministro

El mercado secundario en el mes de OCTUBRE registró 272 operaciones, en su mayoría negociaciones directas (271) y una por medio de subasta (suministro con interrupciones), siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (256). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 3.20 US\$/MBTU (octubre 1) y 7.41 US\$/MBTU (octubre 28) para las transacciones de duración de **1 día**; y aproximadamente entre 3.0 US\$/MBTU y 12.0 US\$/MBTU para las transacciones de otras duraciones, este valor máximo es influenciado principalmente por negociaciones de mercados atendidos con GNC (fuera del SNT). El precio promedio mensual ponderado por cantidad de todas las transacciones fue de 5.76 US\$/MBTU.

Transacciones mercado secundario octubre - Suministro



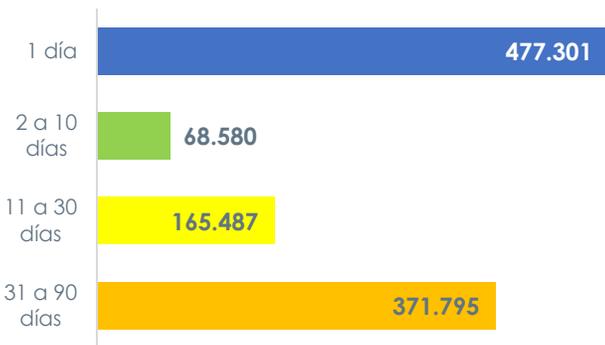
Número de operaciones en octubre – Suministro

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	3	8	2	3	3	4	7	2	8	4	5	6	6	6	9	12	10	10	6	13	9	8	12	9	5	5	24	14	17	15	11	256	\$ 5,64
2 a 10 días	1	1											1									2				1	2					8	\$ 7,39
11 a 30 días	1					1																						2	1	2		7	\$ 4,83
31 a 90 días	1																															1	N.D.*
más de 90 días																																0	
<b>TOTAL</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>2</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>9</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>13</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>9</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>26</b>	<b>16</b>	<b>18</b>	<b>17</b>	<b>11</b>	<b>272</b>	<b>\$ 5,76</b>

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

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 de operaciones. El día con mayor número de operaciones registradas fue el 27 de octubre con 26 transacciones de las 272 realizadas durante el mes.

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

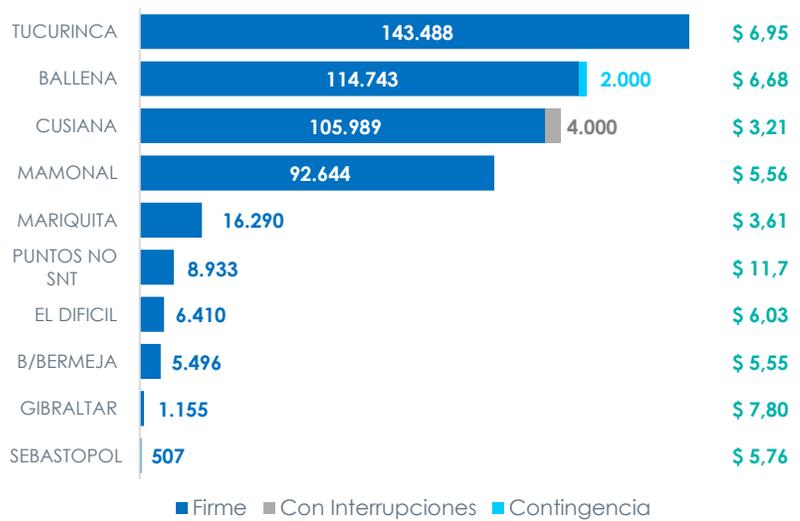


En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro registrados en el mes, las 256 transacciones de duración diaria representan el **44% (477.301 MBTU)** del volumen total transado, mientras que la transacción con duración de 31 a 90 de días asocia el **34% (371.795 MBTU)**.

En comparación con las cantidades del mercado primario vigentes en el mes de OCTUBRE (43.462.000 MBTU<sup>3</sup>), el mercado secundario equivale al **2,5%**, y las transacciones diarias del mercado secundario un **1,1%**.

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

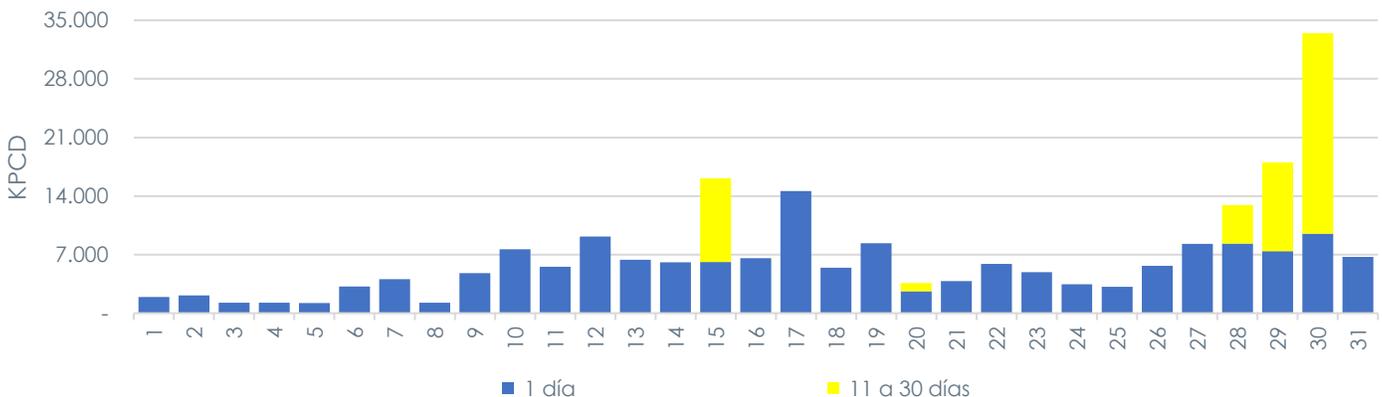
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante OCTUBRE fue TUCURINCA con 143.488 MBTUD. En total se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **garantizan firmeza** (495.655 MBTUD) equivalente al 99% del total de las cantidades negociadas, mientras que la modalidad “**con interrupciones**” registró (4.000 MBTUD) únicamente en el punto de entrega Cusiana, equivalente al 0.8% de las cantidades transadas, también se presentó negociación de la modalidad **contingencia** (2.000 MBTUD) en el punto de entrega Ballena equivalente al 0.2 % de las cantidades mensuales.



## TRANSPORTE

El mercado secundario de Transporte en el mes de OCTUBRE registró 288 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día**, las más transadas (275).

### Transacciones mercado secundario octubre - Transporte



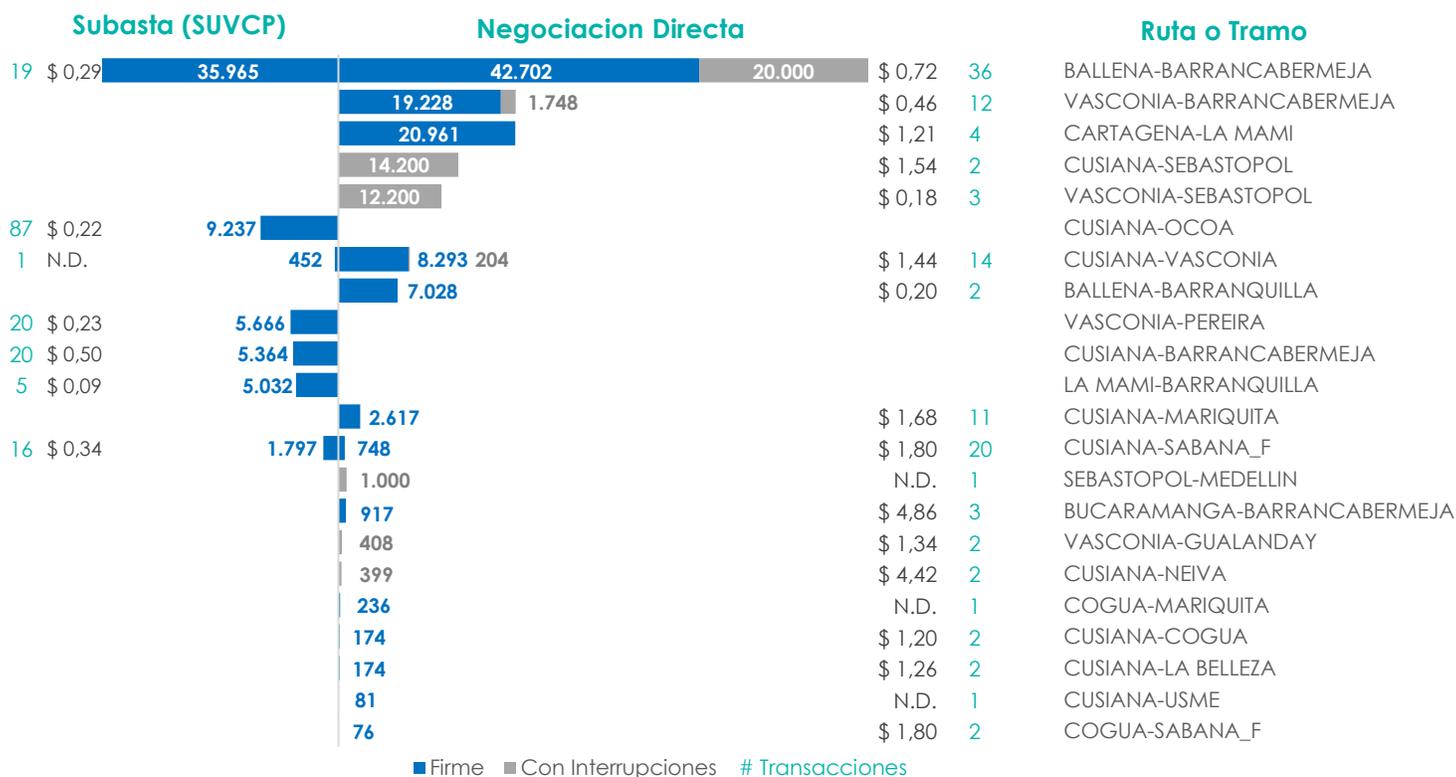
<sup>3</sup> 43.620.000 MBTU resulta de multiplicar la energía contratada promedio diario (1402 GBTUD) por el número de días del mes

## 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	10	11	9	6	7	11	10	7	7	10	5	7	9	9	8	9	11	9	9	8	11	11	12	11	6	7	13	7	8	8	9	275
2 a 10 días																																0
11 a 30 días															1					1								3	5	3	13	
31 a 90 días																																0
más de 90 días																																0
<b>TOTAL</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>11</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>13</b>	<b>10</b>	<b>13</b>	<b>11</b>	<b>9</b>	<b>288</b>

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 6997 KPCD por día, no obstante, para los días 28 a 30 al final del mes se observa un incremento importante de los volúmenes transados que asocian un acumulado de 64.410 KPCD, principalmente influenciado por los contratos de duración mayor a 30 días, este comportamiento obedece a que algunos agentes se contratan en bloques mensuales.

## Capacidades y precios negociados por ruta o tramo -KPCD



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

Del total de transacciones, 120 se dieron bajo negociación directa y 168 se asignaron por medio de subasta (SUVCP), se destaca el tramo BALLENA-BARRANCABERMEJA el cual evidencia grandes capacidades negociadas y una mixtura en su forma de contratar, también se destaca la ruta VASCONIA-BARRANCABERMEJA la cual transó 1.748 KPCD en modalidad **con Interrupciones** y 19.228 KPCD en la modalidad **firme**. El tramo con más operaciones es CUSIANA-OCOYA con 87 transacciones todas asignadas por subasta (SUVCP), seguido del tramo BALLENA-BARRANCABERMEJA con 55 transacciones en ambas modalidades. Los precios obtenidos mediante negociación directa superan para todas 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 114 de 2017 - Anexo 8, numeral 6.4).

## 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 2 de la Resolución CREG 114 de 2017.

### 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 114 de 2017 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