



INFORME MENSUAL - MERCADO DE GAS NATURAL

DICIEMBRE 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 SNT y otra infraestructura diferente al SNT) presentó un aumento del 1.7% (18 GBTUD) respecto al mes de noviembre (1,056 GBTUD) alcanzando los 1,074 GBTUD en diciembre; a partir de mediados de diciembre se registró la entrada en operación del campo Gibraltar que en promedio mensual aportó a la inyección 22 GBTUD.

En cuanto a precios del mercado primario, las modalidades CF95, Firme y Con interrupciones que abarcan un 80% de la contratación total nacional vigente, se da en un rango de precios entre 4.32 US\$/MBTU y 4.70 US\$/MBTU.

- ❖ **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, Gualanday – Neiva, Guando-Fusagasugá, La Belleza-Cogua, La Belleza – Vasconia, Mariquita – Gualanday, Pradera-Popayán y Yumbo/Cali-Cali.
- ❖ **DEMANDA:** La demanda atendida a través del SNT en diciembre creció hasta 940 GBTUD subiendo cerca del 2.2% respecto al mes de noviembre (920 GBTUD), debido al aumento de consumo principalmente del sector refinera (117 a 137 GBTUD) y generación térmica (208 a 220 GBTUD); por otro lado, se presentó una reducción del consumo del sector industrial en 6 GBTUD.

- ❖ **MERCADO SECUNDARIO:** Las negociaciones de suministro en el mercado secundario aumentaron 12% pasando de 440 en noviembre a 492 en diciembre con un promedio diario negociado de 28 GBTUD; de igual manera las negociaciones de transporte aumentaron cerca del 96% pasando de 282 en noviembre a 552 en diciembre.

En relación con los precios de suministro del mercado secundario, para la contratación vigente en diciembre, la modalidad Firme registra un valor de 5.72 US\$/MBTU, mientras la modalidad con interrupciones registra 5.16 US\$/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	278	290	4	294	106%
Cupiagua/Cupiagua Sur	270	239	-	239	89%
Guajira (Chucupa/Ballena)	137	134	-	134	98%
Floreña	71	10	51	61	87%
Nelson	65	27	5	32	49%
Bloque VIM 5***	113	84	1	85	75%
Gibraltar	41	22	-	22	54%
Bonga/Mamey	36	35	-	35	98%
Otras Fuentes	196	109	59	168	86%
Potencial Producción Nacional	1,205	950	120	1,070	89%
Planta regasificación Cartagena **	400	4	-	4	1%
Total	1,605	954	120	1,074	67%

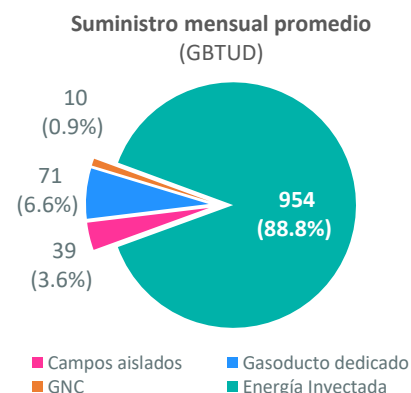
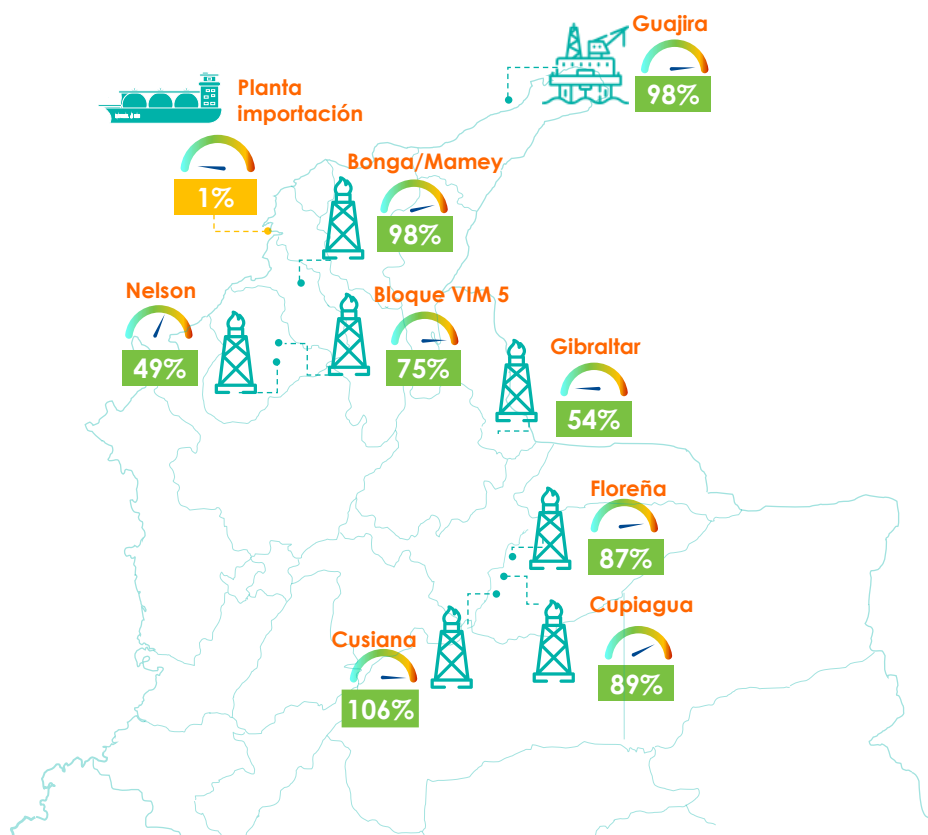
Nota: los valores aquí expresados se encuentran redondeados al entero más cercano.

* 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



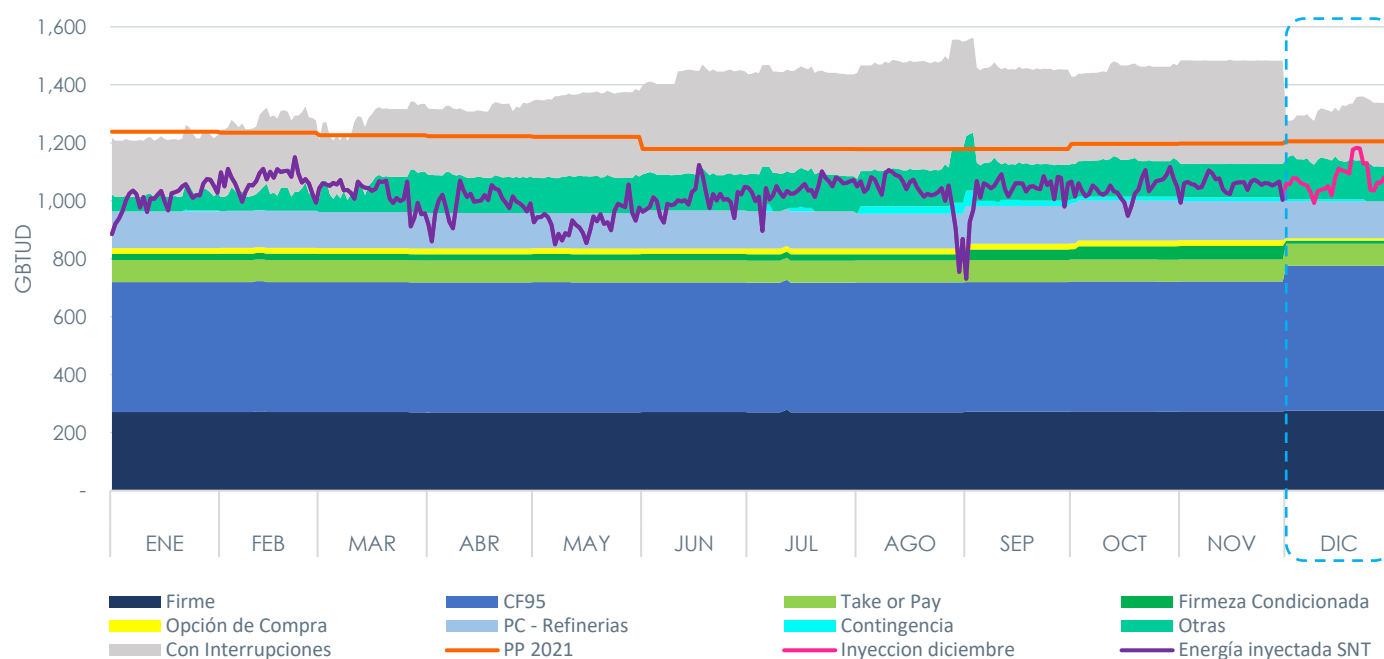
La relación de Suministro en el mes de diciembre versus Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **89%**. Se retomó la inyección desde el campo Gibraltar al superar la afectación del gasoducto Gibraltar-Bucaramanga.

Perfil Contratación vs Suministro de gas natural

La siguiente gráfica incorpora:

- La información de la contratación vigente para el año **2021** en el mercado primario bajo las diferentes modalidades de contratos.
- La variación de suministro de energía en el sistema durante el presente año.
- 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 respaldada con firmeza representó 1,009 GBUTD mientras bajo la modalidad “**con interrupciones**” se registraron 182 GBUTD. El **suministro promedio** del mes fue de **1,074 GBUTD¹**, con oscilaciones entre **992 GBUTD (min.)** y **1,183 GBUTD (máx.)³**. Este mes presentó la mayor energía promedio inyectada durante el 2021 así como, el pico máximo de inyección diaria se observa que las cantidades contratadas bajo firmeza y el suministro inyectado al sistema se ubicaron por debajo del potencial de producción PP de 1.205 GBUTD (**línea naranja**).



VARIABLE (en GBUTD)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Potencial de Producción	1,238	1,235	1,226	1,223	1,220	1,179	1,178	1,178	1,179	1,197	1,197	1,205
Suministro Min.	885	993	911	859	849	925	896	754	731	948	993	992
Suministro Prom.	1,011	1,073	1,026	992	929	1,004	1,039	1,029	1,033	1,042	1,056	1,074
Suministro Máx.	1,075	1,150	1,072	1,069	1,056	1,123	1,101	1,105	1,091	1,117	1,105	1,183
Garantía Firmeza	894	903	936	962	961	961	969	996	1,008	1,002	992	1,009
Prod. comprometida - Refinerías	127	127	125	123	121	131	128	120	130	138	135	128
Con Interrupciones	197	252	224	237	285	342	350	371	328	318	357	182

NOTA: el cálculo de los promedios mensuales se obtiene agregando todos los contratos vigentes durante el mes.
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS y Ministerio de Minas y Energía.

1 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.

2 Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 186/2020 (párrafo del artículo 19).

3 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>)

Contratación vigente por campo y por modalidad en DICIEMBRE

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (US\$/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 ¹		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			207	\$ 3.96													207
	Cupiagua			186	\$ 4.35													186
	Cupiagua Sur			22	\$ 4.53			8	\$ 3.80	8	N.D.							38
	Floreña	55	N.D.	0.6	\$ 3.10	12	N.D.							1	\$ 3.74			69
	Gibraltar					33	N.D.											33
	Otros Interior ²	17	\$ 4.18	15	\$ 5.40									21	\$ 4.27			53
Costa	Ballena			9	\$ 5.50									30	\$ 4.45			39
	Chuchupa	1	N.D.	34	\$ 5.52									13	\$ 5.58	5	N.D.	53
	Bloque VIM 5	96	\$ 5.28									22	\$ 6.40	34	\$ 6.21			153
	Bonga Mamey			9	\$ 3.71	26	N.D.							23	\$ 3.75			58
	B. Esperanza PE3	36	\$ 4.50									83	\$ 7.82	5	N.D.			124
	Otros Costa ³	56	\$ 5.93	18	\$ 4.48							29	\$ 2.65	30	\$ 4.38			133
	Otros C. Aislados ⁴	8	\$ 2.29			5	\$ 6.47							17	\$ 3.77			30
	Otros C. Aislados- MM	5	\$ 4.50					3	\$ 2.61					7	\$ 1.47			16
Total		275	\$ 4.70	500	\$ 4.32	76	\$ 4.02	11	\$ 3.49	8	N.D.	134	\$ 6.47	182	\$ 4.55	5	N.D.	1191
Total (%)		23.1%		42.0%		6.4%		0.9%		0.7%		11.2%		15.3%		0.4%		100%

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

² Otros Interior: Campo la Belleza, Caramelo, Corrales, El Difícil, Loma larga, Recetor West, San Roque y Tisquirama.

³ Bloque Esperanza (Prueba Extensa) PE.

⁴ Otros Costa: Arrecife, Bloque VIM 21, Bullerengue, Guama, La Creciente, Merecumbé y Toronja.

⁵ Otros Campos Aislados: Andina, Arjona, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, Guaduas, La Cañada Norte, Kananaskis, La Punta, Mana, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toquí Toquí.

⁶ Otros Campos Aislados Magdalena Medio: Aguas Blancas, Campos de Santander, Cantagallo, El Centro, La Cira Infantas, Lisama, Llanito, Payoa, Provincia, Opón.

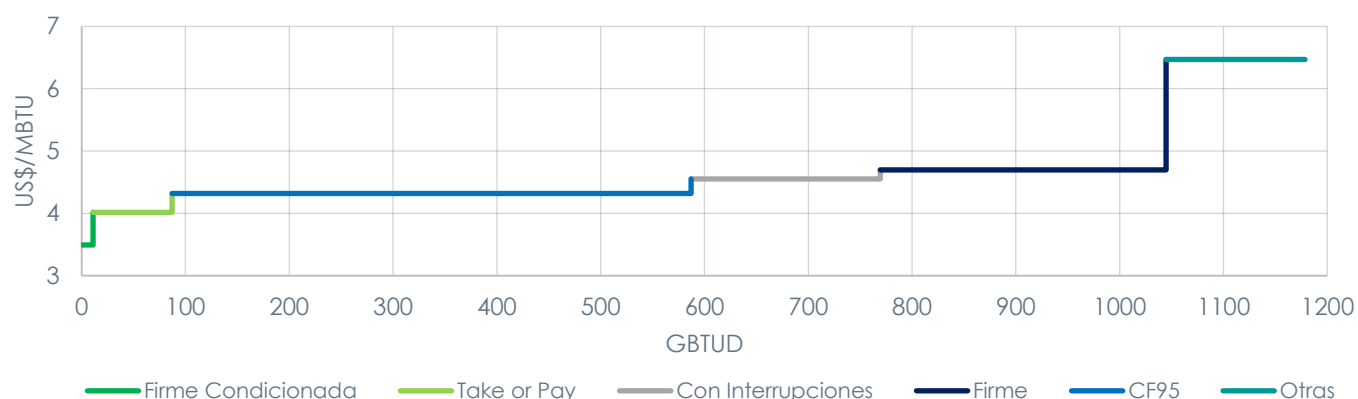
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 a nivel nacional 1,191 GBTUD, la contratación en el mercado primario se concentra principalmente en las modalidades: **i)** CF 95 (500 GBTUD), **ii)** Firme (275 GBTUD) y **iii)** "Con interrupciones" (182 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el **80%** del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Opción de compra y Contingencia, con 8 GBTUD y 5 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.

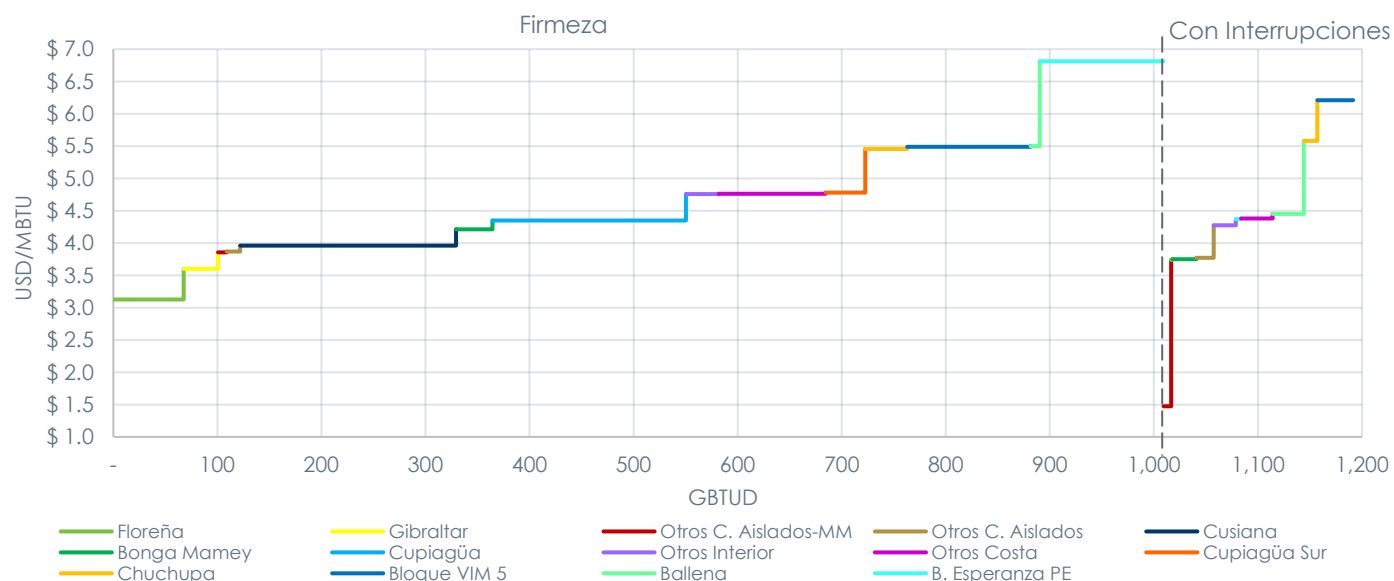
Curva de precios por modalidad



*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 3.49 US\$/MBTU, mientras que la modalidad "Otras" representa el valor más alto con 6.47 US\$/MBTU. Las modalidades CF95, Firme y Con interrupciones, que como se mencionó anteriormente abarcan un 80% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4.32 US\$/MBTU y 4.70 US\$/MBTU.

Curva de precios por fuente



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

Las curvas separadas por la línea punteada identifican los precios promedio ponderado por fuente, de las modalidades que garantizan firmeza (1,009 GBTUD) y de la modalidad "con interrupciones" (182 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 Bloque VIM 5 y Chuchupa), dicha valoración es visible para los Otros Campos aislados-MM 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 - CMM (KPCD)	Capacidad contratada bajo firmeza (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMM	Pareja de Cargos 80-20** (USD/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	5	279,091	126,360	126,731	45%	\$ 0.25	70,054	99,527	124,225
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	4	751,363	552,966	198,397	26%	\$ 0.27	60,953	102,531	173,464
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	5	684,494	478,724	205,770	30%	\$ 0.35	160,412	199,537	296,859
	4	CARTAGENA-MAMONAL	5	204,509	143,338	61,171	30%	\$ 0.04	106,441	116,826	124,977
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	1	285,945	247,179	38,766	14%	\$ 0.54	153,271	189,479	205,893
	6	JOBOSINCELEJO	3	191,445	169,000	22,445	12%	\$ 0.58	126,585	158,338	171,950
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	3	92,000	39,336	52,664	57%	\$ 0.24	35,322	37,496	39,492
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13,943	2,000	11,943	86%	\$ 1.03	764	1,532	2,126
	9	APIAY-OCOA	6	22,020	17,430	4,590	21%	\$ 0.46	11,381	12,708	13,477
	10	APIAY-USME	3	17,784	17,784	-	0%	\$ 0.93	6,047	10,719	11,806
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	4	148,000	53,176	94,824	64%	\$ 0.62	41,406	59,214	65,153
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	10	260,000	47,259	212,741	82%	\$ 1.29	17,462	43,636	70,310
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	4	37,361	20,344	17,017	46%	\$ 1.50	9,711	20,499	32,198
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333,000	92,902	240,098	72%	\$ 0.38	62,287	94,539	118,499
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	2	15,552	5,498	10,054	65%	\$ 0.26	3,300	4,609	5,631
	16	CHICORAL-FLANDES	1	12,015	3,227	8,788	73%	\$ 0.51	2,945	3,915	4,647
	17	COGUA-SABANA_F	2	215,000	215,000	-	0%	\$ 0.46	74,307	134,504	150,403
	18	CUSIANA-APIAY	11	64,159	57,265	6,894	11%	\$ 0.64	40,003	45,381	48,567
	19	CUSIANA-EL PORVENIR	18	470,000	461,394	8,606	2%	\$ 0.08	367,101	414,809	429,442
	20	EL PORVENIR-LA BELLEZA	16	470,000	448,652	21,348	5%	\$ 0.66	365,269	413,153	427,681
	21	FLANDES-GUANDO	1	5,000	2,500	2,500	50%	\$ 0.47	-	1,128	1,355
	22	FLANDES-RICAURTE	1	2,156	1,388	768	36%	\$ 0.97	1,160	1,355	1,744
	23	FLOREÑA-YOPAL	5	16,161	15,022	1,139	7%	\$ 0.25	9,747	11,996	13,964
	24	GBS_I-GBS_F	10	63,744	9,910	53,834	84%	\$ 0.88	9,617	13,031	15,157
	25	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	3	49,920	30,337	19,583	39%	\$ 2.96	6,903	23,858	38,188
	26	GUALANDAY-NEIVA	3	12,910	9,857	1,143	9%	\$ 1.86	7,937	8,693	9,342
	27	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 2.56	801	906	1,149
	28	LA BELLEZA-COGUA	5	222,443	218,905	3,538	2%	\$ 0.23	76,873	137,549	153,194
	29	LA BELLEZA-VASCONIA	11	300,354	282,978	17,376	6%	\$ 0.43	234,433	254,854	280,297
	30	MARIQUITA-GUALANDAY	7	25,253	15,503	500	2%	\$ 0.94	12,680	14,889	16,117
	31	MARIQUITA-PEREIRA	8	168,000	116,918	51,082	30%	\$ 0.76	58,319	84,859	92,743
	32	NEIVA-HOBO	1	2,765	1,450	1,315	48%	\$ 2.87	-	333	751
	33	PEREIRA-ARMENIA	5	158,000	79,776	78,224	50%	\$ 0.27	48,013	68,821	75,189
	34	PRADERA-POPAYAN	2	3,675	3,675	-	0%	\$ 2.33	2,024	3,288	4,172
	35	SARDINATA-CUCUTA	1	4,637	3,812	825	18%	\$ 1.63	2,546	3,445	3,835
	36	SEBASTOPOL-MEDELLIN	9	78,000	54,215	23,785	30%	\$ 1.04	26,599	51,163	60,787
	37	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349,000	176,679	172,321	49%	\$ 0.16	102,344	133,243	149,259
	38	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	220	140	39%	\$ 5.87	140	184	207
	39	VASCONIA-MARIQUITA	10	192,000	139,284	52,716	27%	\$ 0.31	76,269	105,533	113,163
	40	YOPAL-MORICHAL	1	11,836	5,220	6,616	56%	\$ 0.49	3,953	5,047	5,678
	41	YUMBO/CALI-CALI	1	73,600	73,600	-	0%	\$ 0.08	26,138	42,296	47,967

N.D.: Información no disponible

Notas: En color **rojo** 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.

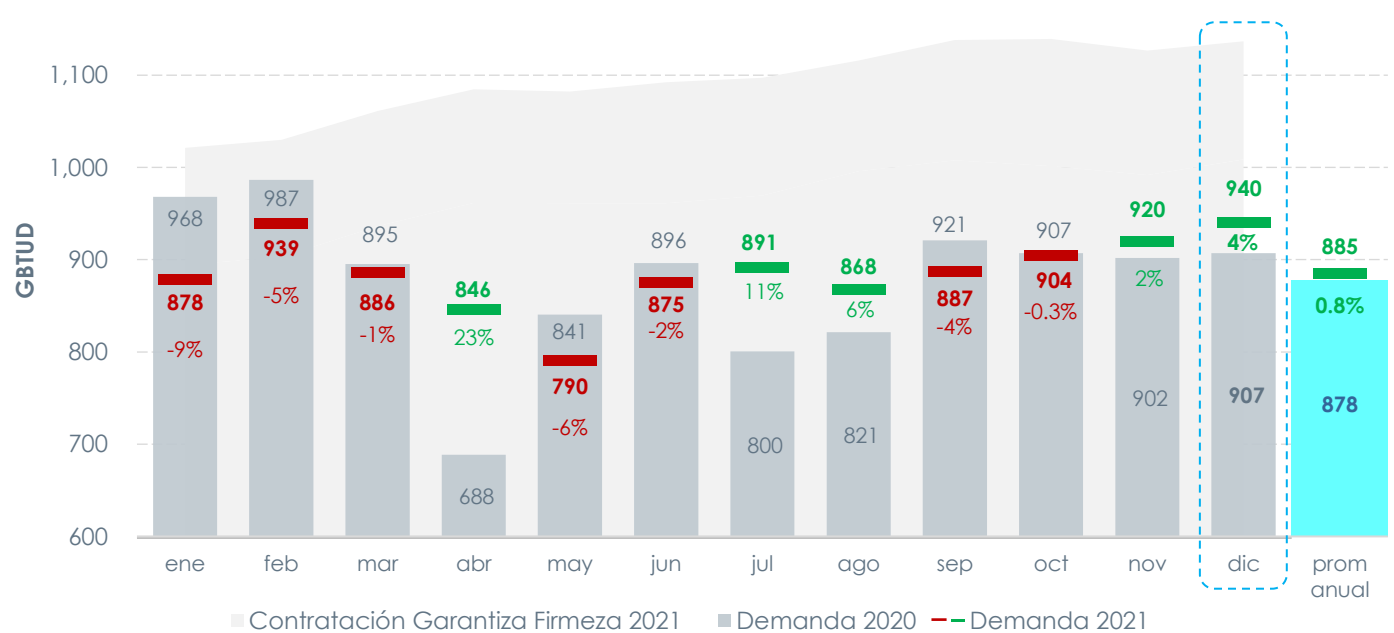
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

III. DEMANDA

Energía Entregada a usuarios finales – a través del SNT

Al cierre del mes de diciembre se observa una demanda promedio de **940** GBTUD, esto es **4%** superior a la energía entregada en el mismo mes del 2020 que se situó en 907 GBTUD. El promedio parcial de 2021 es de **885** GBTUD, **0.8%** superior respecto al promedio anual del 2020.

En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en diciembre la demanda **No térmica** fue 3 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2020, de igual manera, la demanda **térmica** cambió la tendencia y fue **superior** en 30 GBTUD, sumado a julio, agosto y noviembre como los únicos meses que la demanda térmica ha superado el consumo del año anterior. Durante 2021, la energía total entregada a usuarios finales ha estado en su mayoría 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.

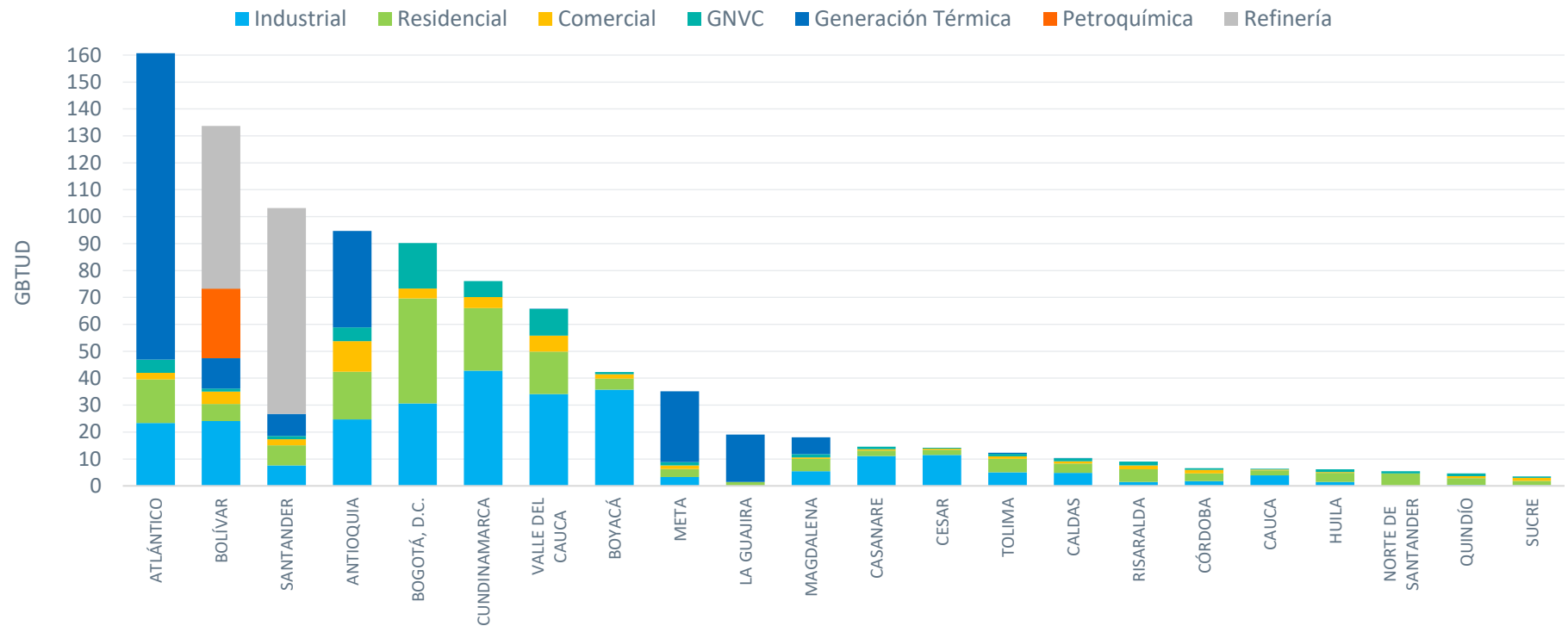
Notas: Las variaciones porcentuales (%) comparan el mes en el año 2021 (líneas verdes y rojas) respecto al mismo mes del año 2020 (Barra gris); La información incluye demanda atendida a través del SNT, exceptuando demanda asociada a gasoductos dedicados y GNC (información no reportada por usuarios finales 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	208 712	220 720

Térmica
 No Térmica

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

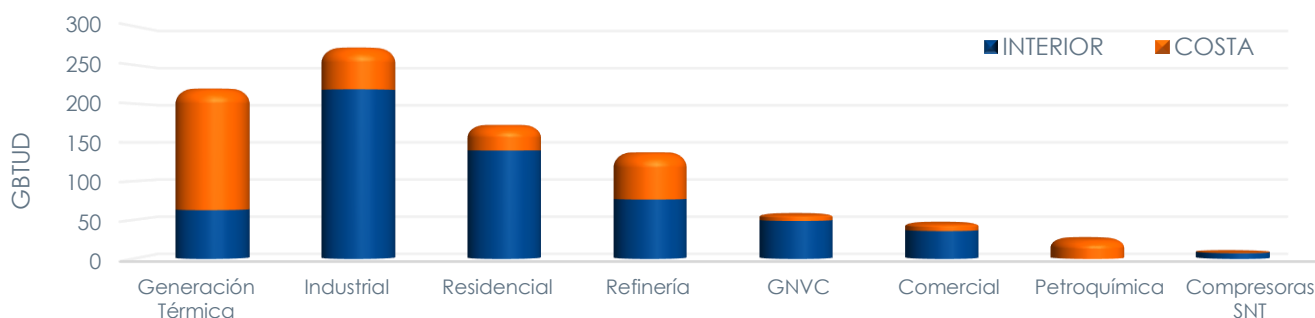


	Residencial	16.1	6.4	7.5	17.7	39.0	23.2	15.8	4.0	3.0	1.4	4.6	2.1	1.9	5.0	3.4	4.7	2.8	1.9	3.4	4.6	2.6	1.7	173
	Comercial	2.4	4.6	2.3	11.3	3.7	4.1	6.0	1.7	1.3	0	0.5	0.4	0.4	1.0	0.9	1.4	1.4	0.3	0.3	0	0.7	1.1	46
	Industrial	23.4	24.1	7.6	24.7	30.6	42.8	34.1	35.8	3.3	0	5.5	11.1	11.5	5.0	4.9	1.5	1.8	3.9	1.5	0	0.3	0.2	273
	GNVC	5.0	1.1	1.2	5.1	16.9	6.0	9.9	0.8	1.3	0	1.2	0.9	0.3	0.9	1.0	1.5	0.6	0.3	1.0	0.9	1.0	0.5	57
	Generación Térmica	114	11.2	8.1	35.9	0	0	0.1	0	26.3	17.7	6.3	0	0	0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	220
	Refinería	0	60.5	76.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	137
	Petroquímica	0	25.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26
	Compresoras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8
	TOTAL	161	134	103	94.7	90.2	76.1	65.9	42.3	35.1	19.1	18.1	14.5	14.1	12.3	10.2	9.1	6.6	6.3	6.2	5.5	4.6	3.5	940

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 2021 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 273 GBTUD en promedio, de los cuales 218 GBTUD corresponden a la Región Interior y 55 GBTUD a la Costa Atlántica. El sector residencial consumió en promedio 173 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en el interior equivalente a 140 GBTUD respecto a la costa con 33 GBTUD.



Costa	157	55	33	61	8	10	26	1
Interior	63	218	140	76	49	36	0	7
TOTAL Nacional	220	273	173	137	57	46	26	8
% Segmento	23%	29%	18%	15%	6%	5%	2.8%	0.9%

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			Julio 21		Agosto 21		Septiembre21		Octubre 21		Noviembre 21		Diciembre21		
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	
	Comercial	Costa	0	9	0	9	0	9	0	10	0	10	0	10	
		Interior	0	36	0	36	0	37	0	36	0	37	0	36	
	Generación Térmica	Costa	139	0	143	0	139	0	146	0	146	0	157	0	
		Interior	60	0	55	0	59	0	60	0	62	0	63	0	
	GNVC	Costa	8	0	8	0	8	0	8	0	8	0	8	0	
		Interior	49	0	49	0	50	0	50	0	51	0	49	0	
	Industrial	Costa	46	4	47	4	53	4	54	4	51	4	50	4	
		Interior	176	30	176	29	183	31	191	30	193	31	189	29	
	Petroquímica	Costa	25	0	25	0	22	0	21	0	24	0	26	0	
		Interior	61	0	61	0	65	0	61	0	60	0	61	0	
	Refinería	Costa	65	0	42	0	40	0	47	0	57	0	76	0	
		Interior	0	33	0	34	0	34	0	33	0	33	0	33	
	Residencial	Costa	0	142	0	142	0	146	0	143	0	144	0	140	
		Interior	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	
	Compresoras SNT	Costa	7	0	7	0	7	0	8	0	8	0	7	0	
		Interior	7	0	7	0	7	0	8	0	8	0	7	0	
Subtotal UR/UNR				Julio 21		Agosto 21		Septiembre21		Octubre 21		Noviembre 21		Diciembre 21	
			Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
			Costa	280	46	291	47	290	47	291	47	290	47	303	47
			Interior	358	207	329	207	336	214	355	210	370	213	385	205
TOTAL			892		874		887		904		920		940		

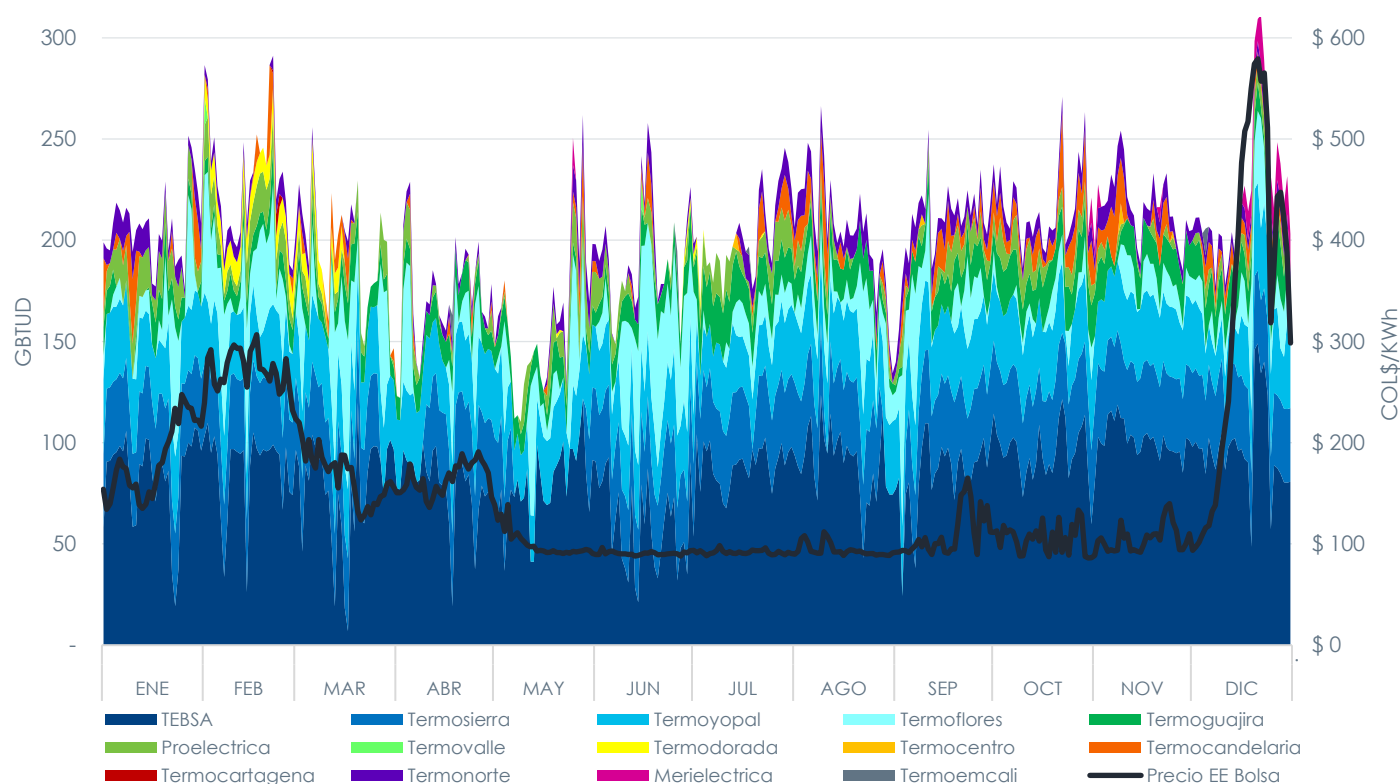
Fuente: SEGAS.

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 diciembre fue en promedio 223 GBTUD; el incremento en el precio de bolsa que superó los 500 \$/kWh durante varios días del mes derivó en un mayor uso de gas para generación térmica, siendo este mes el de mayor consumo en 2021.

Consumo Diario de Gas vs Precio bolsa energía eléctrica



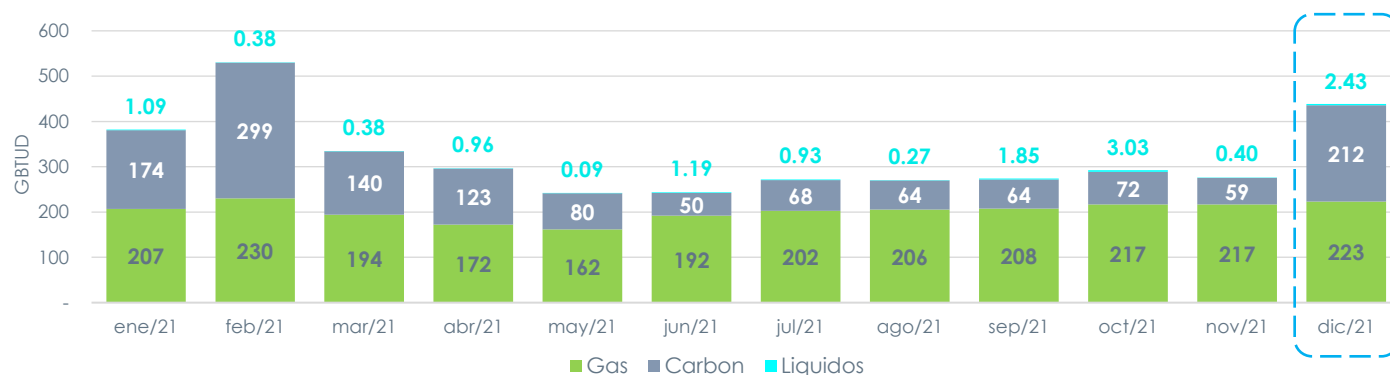
Fuente: SEGAS, XM.

Para el mes de diciembre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo que varió entre 177 GBTUD y 311 GBTUD. Las plantas con mayores consumos (promedio diario) fueron: TEBSA (98 GBTUD), Termoyopal (30 GBTUD), Termosierra (36 GBTUD), Termoguajira (18 GBTUD), Termoflores (16 GBTUD) y Merielectrica (8 GBTUD).

Aproximadamente el 62% de la energía generada con gas natural fue por seguridad consumiendo (138 GBTUD) y el 38% restante fue generación por mérito durante el mes la cual consumió (85 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

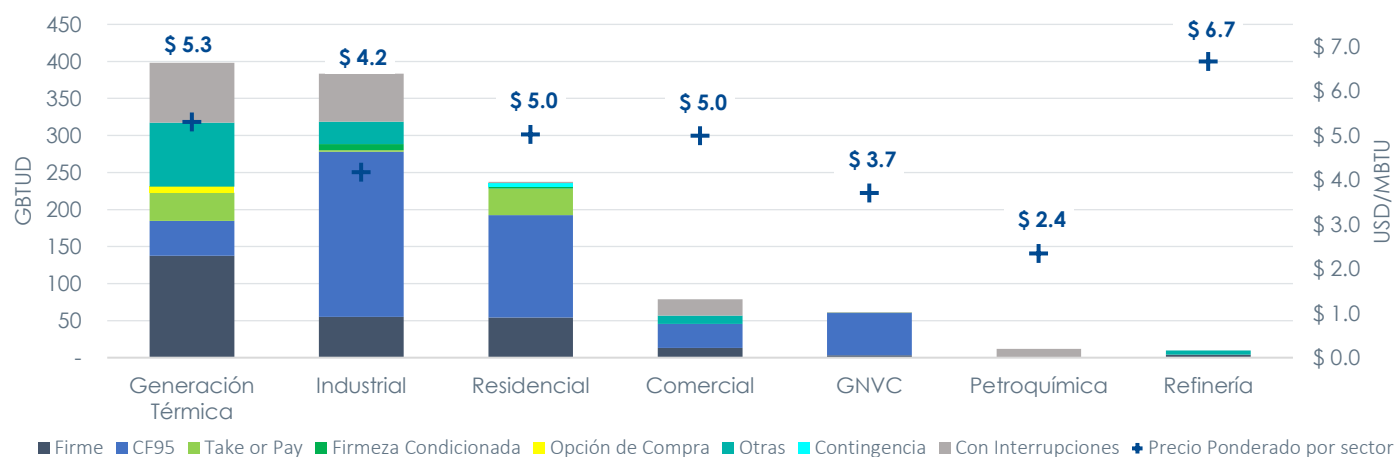
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación eléctrica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de diciembre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 223 GBTUD² (gas nacional 219 GBTUD y gas natural importado 4 GBTUD) que representó el 51% del total, carbón con 212 GBTUD (48.4%) y los combustibles líquidos consumieron 2.43 GBTUD (0.6%).



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 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.

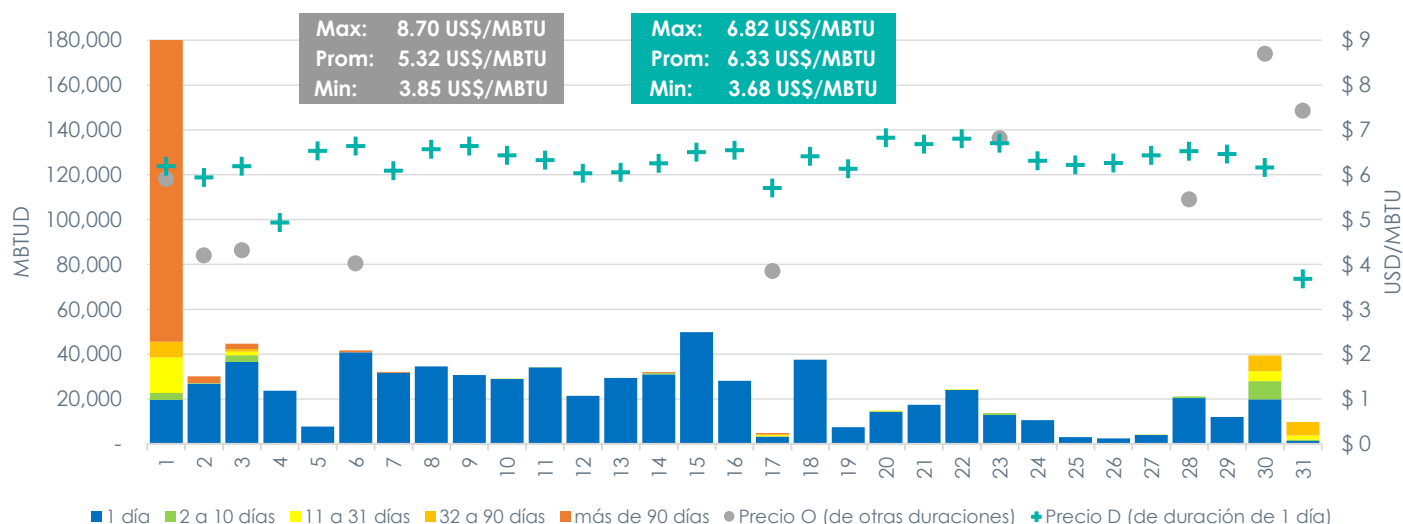
2 Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de DICIEMBRE registró 492 operaciones todas negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (356). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 3.68 USD\$/MBTU (diciembre 31) y 6.82 USD\$/MBTU (diciembre 20) para las transacciones de duración de **1 día**; **El precio promedio mensual ponderado por cantidad de todas las transacciones fue de 6.28 USD\$/MBTU.**

Transacciones mercado secundario DICIEMBRE – Suministro



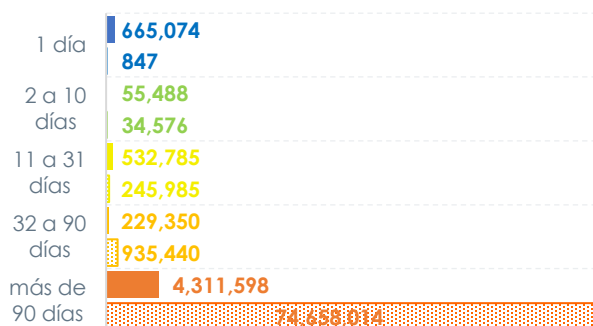
Notas: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día.
Las cantidades transadas presentadas, corresponden a la sumatoria de la energía contratada diaria en cada uno de los días del mes.

Número de operaciones en DICIEMBRE – Suministro

Duración contrato \ Día del mes	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	8	12	15	13	8	12	16	14	14	12	16	11	17	18	18	13	4	17	4	12	11	14	14	8	4	4	5	10	12	16	4	356	\$ 6.33
2 a 10 días	3	1	1								1			1								3			4			2		1	2	15	\$ 6.36
11 a 31 días	10		1							1							3			1		1					1			1	2	21	\$ 9.12
32 a 90 días	5		1																											2	2	10	\$ 6.14
más de 90 días	82	1	1			2	1							2			1															90	\$ 5.57
TOTAL	108	14	19	13	8	14	17	14	14	13	17	11	17	21	18	13	8	17	4	13	11	15	17	8	4	4	6	12	12	20	10	492	\$ 6.28

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 72% del número total de operaciones, el día con mayor número de transacciones registradas fue el 01 de diciembre con 108 transacciones equivalentes al 22% del total realizadas durante el mes, comportamiento explicado por el registro de contratos a 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



■ Cantidad diciembre ■ Cantidad Otros Meses*

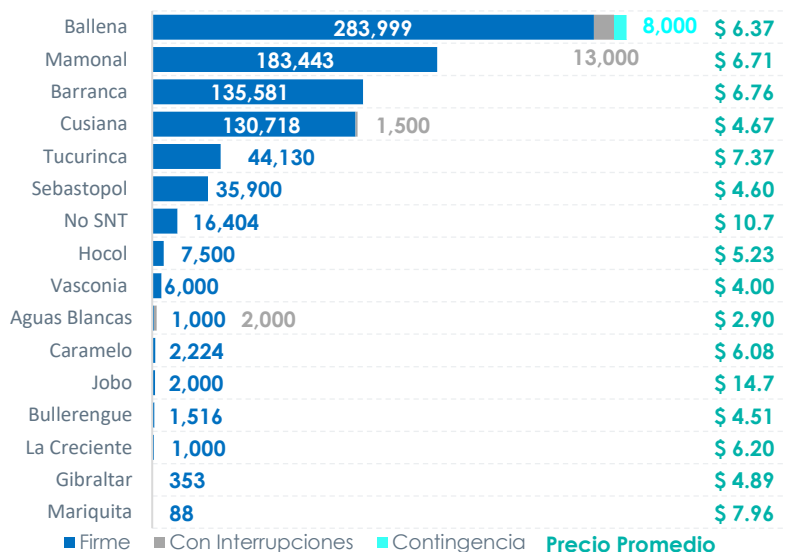
En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro registrados en el mes, las 356 transacciones de duración **diaria** representan el **11% (665,074 MBTU)** del volumen total transado para ejecutarse en diciembre, mientras que las transacciones con duración de **más de 90 días** asocian el **74% (4,311,598 MBTU)**. Por otro lado, la energía con duración **superior a 90 días**, que registra los mayores volúmenes transados (**74,658,014 MBTU**) se asocia a entregas para todo el año gas (diciembre 1 de 2021 a noviembre 30 de 2022).

Las transacciones del mercado secundario, negociadas para ser ejecutadas en el presente mes, equivalen al **15.7%** de las cantidades contratadas en el mercado primario vigentes para el mes de diciembre (36,921,000 MBTU³).

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

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

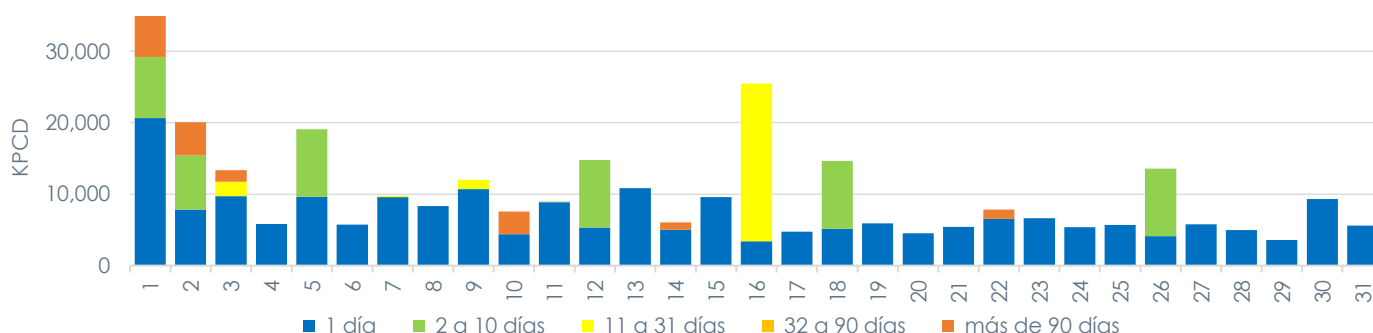
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante el mes fue Ballena con 304,999 MBTUD. En total en el mercado secundario se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **garantizan firmeza** (851,856 MBTUD) equivalente al 97% del total de las cantidades negociadas, mientras que la modalidad **“con interrupciones”** registró (16,500 MBTUD) equivalente al 2% de las cantidades transadas. Cusiana es el punto de entrega con más transacciones registradas (168) seguido por Ballena (145), Barranca (50) y los puntos NO SNT registraron (27 operaciones).



Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes de DICIEMBRE registró 552 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las más transadas (489).

Transacciones mercado secundario DICIEMBRE - Transporte



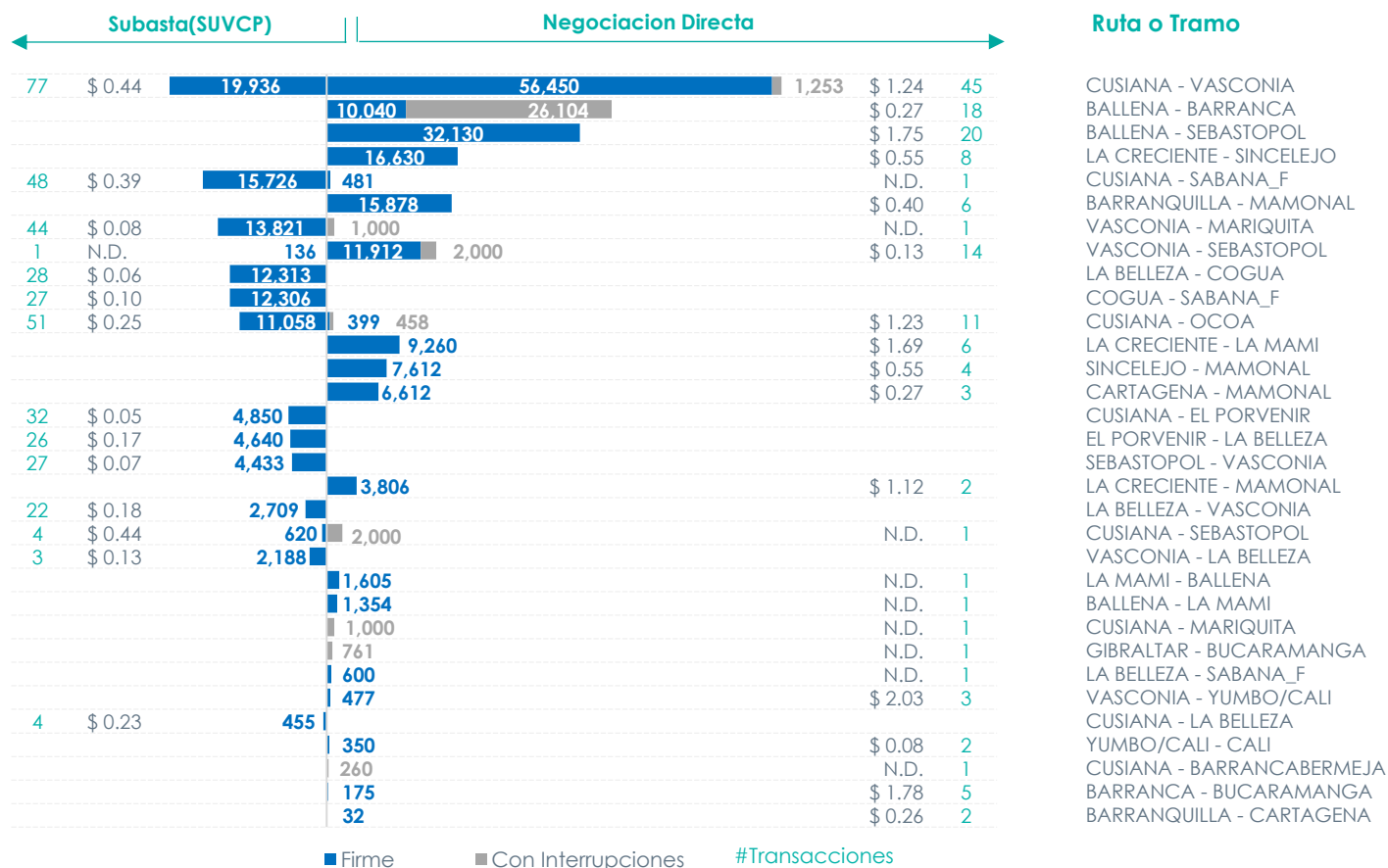
³ 36,921,000 MBTU resulta de multiplicar la energía contratada promedio diario (1.191 GBTUD) por el número de días del mes

Número de operaciones en DICIEMBRE – Transporte

Duración contrato \ Día del mes	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
1 día	23	14	14	10	13	10	11	14	24	6	14	10	21	19	21	13	21	15	28	16	16	24	27	20	10	10	12	19	9	18	7	489
2 a 10 días	10	4			4						2	4						4								4						32
11 a 31 días			1				1		1							11																14
32 a 90 días																																0
más de 90 días	7	3	3							2				1								1										17
TOTAL	40	21	18	10	17	10	12	14	25	8	16	14	21	20	21	24	21	19	28	16	16	25	27	20	10	14	12	19	9	18	7	552

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 10,188 KPCD. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 01 de diciembre con 40 transacciones cada uno, equivalentes al 7.2% del total 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, 158 se dieron bajo negociación directa y 394 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 CUSIANA-VASCONIA la cual transó 77,639 KPCD su mayoría en modalidad **Firme**. El tramo o ruta con más operaciones fue CUSIANA-VASCONIA con 122 transacciones (77 asignadas por subasta SUVCP y 45 negociación directa), seguido del tramo CUSIANA-OCOIA con 62 transacciones (51 asignadas por subasta SUVCP y 11 negociación directa). Los precios obtenidos mediante negociación directa superan en la mayoría de las rutas a los precios obtenidos por medio de la subasta úselo o véndalo de corto plazo, estos últimos se 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).

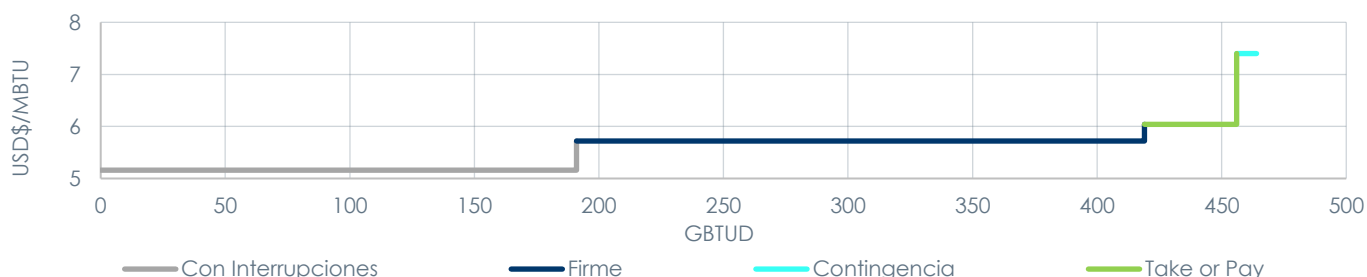
Mercado Secundario - Contratación vigente por punto de entrega estándar y por modalidad en DICIEMBRE

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (US\$/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 (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	93	\$ 4.93	45	\$ 4.50									138
	Barranca	4.5	\$ 6.74											4.5
	Vasconia	3.3	\$ 4.00											3.3
	Sebastopol	3.2	\$ 4.60											3.2
	Gibraltar	3.0	\$ 4.71											3.0
	Caramelo	2.2	\$ 6.08	0.2	N.D.									2.4
	Mariquita	0.1	\$ 7.96											0.1
Costa	Jobo	1.0	N.D.	131	\$ 5.31									132
	Ballena	61	\$ 6.23	9.6	\$ 6.43							8.0	\$ 7.4	79
	Mamonal	14	\$ 5.49					17	N.D.	13	N.D.			43
	Bonga Mamey					26	N.D.							26
	Tucurínca	18	\$ 6.67											18
	La Creciente	0.03	N.D.			12	N.D.							12
	Hocol	5.5	\$ 5.74											5.5
	Bullerengue	1.5	\$ 4.51											1.5
Aislados	Arjona			2.2	\$ 4.57									2.2
	Aguas Blancas	1.0	N.D.	0.5	N.D.									1.5
	San Roque	0.7	N.D.											0.7
	Lisama			0.2	N.D.									0.2
	El Centro			0.1	N.D.									0.1
	No SNT*	16	\$ 7.80	1.5	\$ 5.40									18
	Total general	228	\$ 5.72	191	\$ 5.16	37.7	\$ 6.04	17.0	N.D.	12.5	N.D.	8.0	\$ 7.4	494
Total (%)		46.2%		38.6%		7.6%		3.4%		2.5%		1.6%		

*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 Con Interrupciones presenta el valor más bajo con 5.16 US\$/MBTU, mientras que la modalidad Contingencia representa el valor más alto sobre los 7.4 US\$/MBTU. Las modalidades Firme y Con interrupciones abarcan un 85% de la contratación total nacional de 494 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
Atención de consultas e inquietudes: informesenergeticos@bolsamercantil.com.co



@MMEnergéticos



Gestor Del Mercado de Gas Natural