



**GESTOR DEL MERCADO DE
GAS NATURAL EN COLOMBIA**

UN MERCADO DE LA BOLSA MERCANTIL DE COLOMBIA

VIGILADO
SUPERINTENDENCIA FINANCIERA
DE COLOMBIA



**BOLSA
MERCANTIL
DE COLOMBIA**

INFORME MENSUAL MERCADO DE GAS NATURAL

ABRIL 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

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 **abril**.

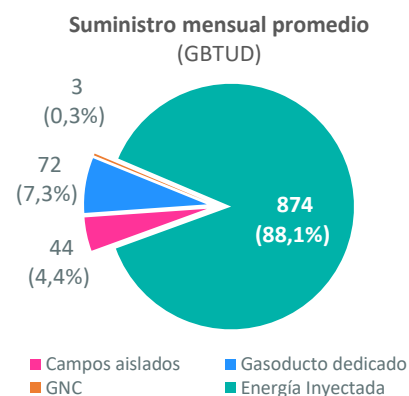
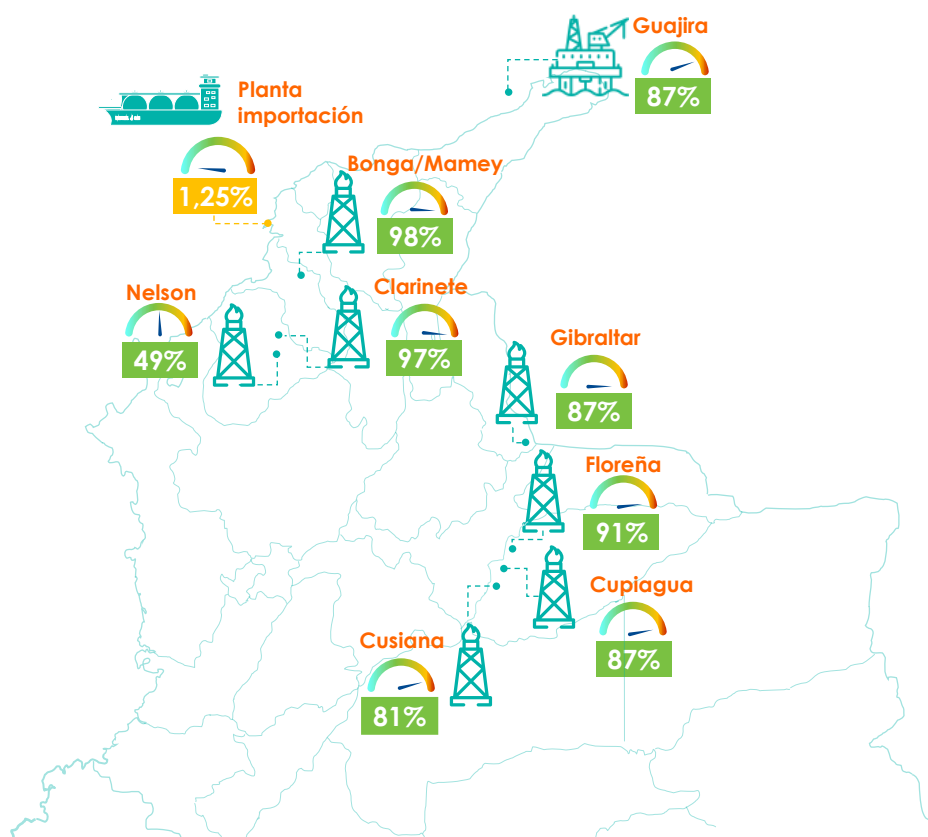
Fuente	Potencial de producción (GBTUD)	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros *	Total	
Cusiana	278	222	4	226	81%
Cupiagua/Cupiagua Sur	270	235	-	235	87%
Guajira (Chucupa/Ballena)	142	124	-	124	87%
Floreña	69	10	53	63	91%
Nelson	64	24	8	32	49%
Clarinete/Pandereta	107	103	1	104	97%
Gibraltar	41	36	-	36	87%
Bonga/Mamey	35	34	-	34	98%
Otras Fuentes	218	81	53	134	61%
Potencial Producción Nacional	1.223	869	119	987	81%
Planta regasificación Cartagena **	400	5	-	5	1,25%
Total	1.623	874	119	992	61%

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

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



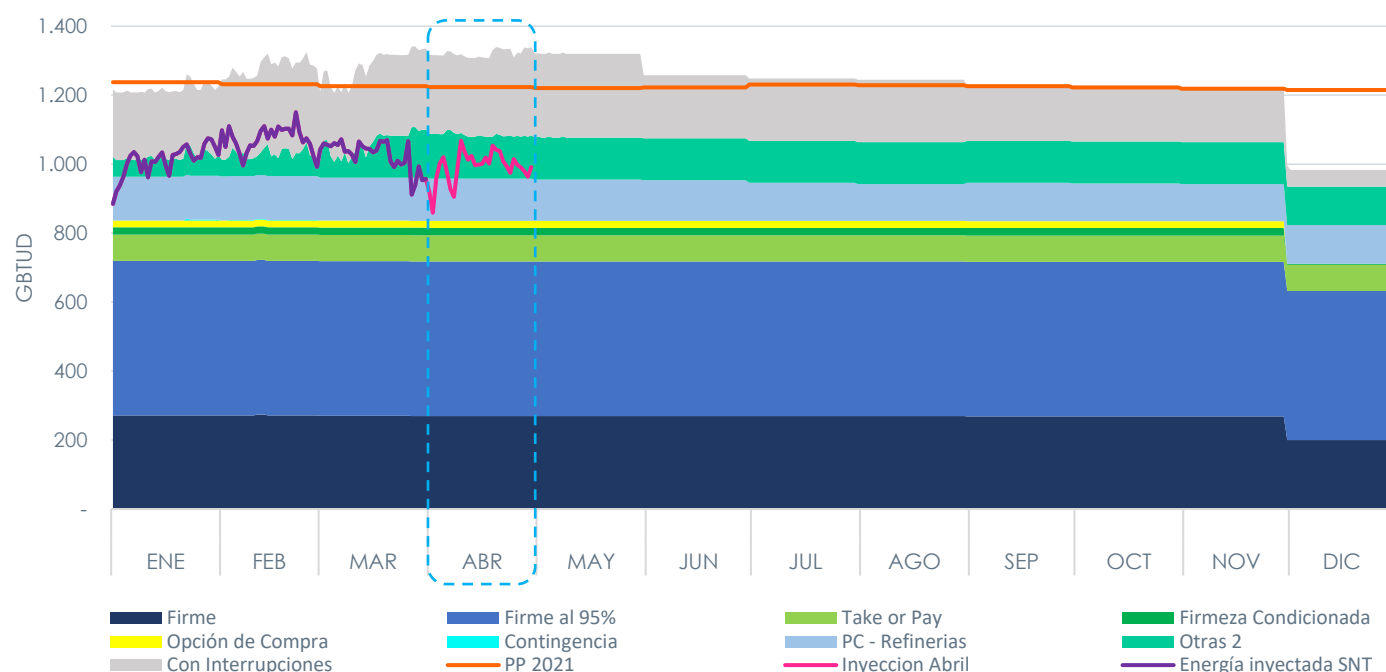
La relación de Suministro en el mes de abril versus Potencial de Producción nacional da cuenta de un uso del **81%**, así mismo la relación de suministro versus capacidad de la planta de regasificación presentó un uso del **1,25%**; esta infraestructura de importación es soportada y utilizada exclusivamente por el sector termoeléctrico.

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 que representan respaldo físico para el suministro de gas natural.

Se resalta para el mes de abril que la contratación respaldada con firmeza representó 961 GBTUD mientras bajo la modalidad “**con interrupciones**” se registraron 237 GBTUD. El **suministro promedio** del mes fue de **992 GBTUD¹**, con oscilaciones entre **859 GBTUD (min.)** y **1.069 GBTUD (máx.)**. Se evidencia de lo anterior que las cantidades contratadas bajo firmeza y el suministro inyectado al sistema se ubicaron por debajo del potencial de producción PP de 1.223 GBTUD (**línea naranja**).



VARIABLE (en GBTUD)	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	1.222	1.231	1.229	1.226	1.222	1.219	1.215
Suministro Min.	885	993	911	859								
Suministro Prom.	1.011	1.073	1.026	992								
Suministro Máx.	1.075	1.150	1.072	1.069								
Garantía Firmeza	894	903	936	961	957	956	957	957	956	956	956	822
Prod. comprometida - Refinerías	127	127	125	123	121	118	111	107	112	110	108	112
Con Interrupciones	197	252	224	237	243	183	181	180	158	157	157	49

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 (parágrafo del artículo 19).

Contratación vigente por campo y por modalidad en ABRIL

La siguiente tabla consolida las cantidades de energía contratadas y precios promedio ponderado por cantidad (US\$/GBTUD) para cada una de las modalidades de contratación vigentes en ABRIL, en los principales campos de la región Interior y Costa.

Región	Fuente	Firme		Firme al 95%		Take or Pay		Firme Condicionada		Opción Compra		Otras ¹		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)
Interior	Cusiana	49	\$ 3,44	195	\$ 3,78			6,6	\$ 3,61	4	\$ 6,29			6	\$ 3,80	261
	Cupiagua			148	\$ 4,30			4	\$ 3,20	6,6	\$ 6,29			2,1	\$ 3,80	161
	Cupiagua Sur			6,2	\$ 5,13									27	\$ 2,66	33
	Floreña	53	\$ 3,08	0,6	N.D.	12	N.D.							1,2	\$ 3,74	67
	Gibraltar			0,3	N.D.	33	N.D.									33
	Otros Interior ²	19	\$ 5,27	14	\$ 4,16			6,4	\$ 2,69	9,2	\$ 6,29			20	\$ 3,42	68
Costa	Ballena			44	\$ 5,01									8	\$ 4,73	52
	Chuchupa	1,5	N.D.	10	\$ 5,50									4	\$ 6,74	16
	Bloque VIM 5	88	\$ 5,14	3,2	\$ 4,80							15	\$ 5,80	67	\$ 5,14	174
	Bonga Mamey			8,7	N.D.	26	N.D.							62	\$ 3,71	96
	B. Esperanza PE ³	36	\$ 4,50									83	\$ 7,82	5	\$ 4,37	124
	Otros Costa ⁴	15	\$ 5,20	18	\$ 4,60							29	\$ 2,61	19	\$ 4,32	80
	Otros C. Aislados ⁵	8	\$ 2,34			5	\$ 6,46	4,5	\$ 2,65					16	\$ 3,18	33
	Total	270	\$ 4,27	448	\$ 4,18	76	\$ 3,51	21	\$ 3,06	20	\$ 6,29	126	\$ 6,40	237	\$ 4,09	1198
	Total (%)	22,5%		37,4%		6,3%		1,8%		1,7%		10,6%		19,8%		100%

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

² Otros Interior: Caramelo, Corrales, El Difícil, Payoa, Provincia, San Roque y Tisquirama.

³ Bloque Esperanza (Prueba Extensa) PE.

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

⁵ Otros Campos Aislados: Aguas Blancas, Andina, Arjona, Cantagallo, Capachos, Carmentea, Cerrito, Cerro Gordo, Dina Terciario, El Centro, Guaduas, La Cañada Norte, La Cira Infantas, Kananaskis, La Punta, Lisama, Llanito, Mana, Opón, Palagua, Pauto, Pulí, Ramiriquí, Santo Domingo, Sardinata y Toqui Toqui.

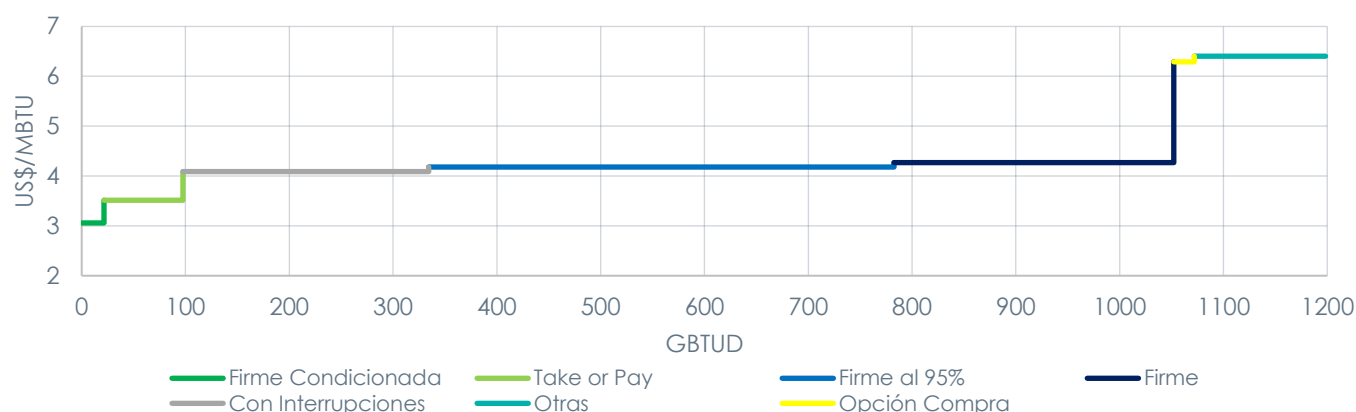
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 abril se encuentran contratados a nivel nacional 1198 GBTUD, la contratación en el mercado primario se concentra principalmente en las modalidades: **i)** “Firme al 95% – CF 95” (448 GBTUD), **ii)** Firme (270 GBTUD) y **iii)** “Con interrupciones” (237 GBTUD), estas tres modalidades abarcan el 80% del gas natural contratado en el mercado primario. Las modalidades con menor participación son Firmeza condicionada y Opción de compra, con 21 GBTUD y 20 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.

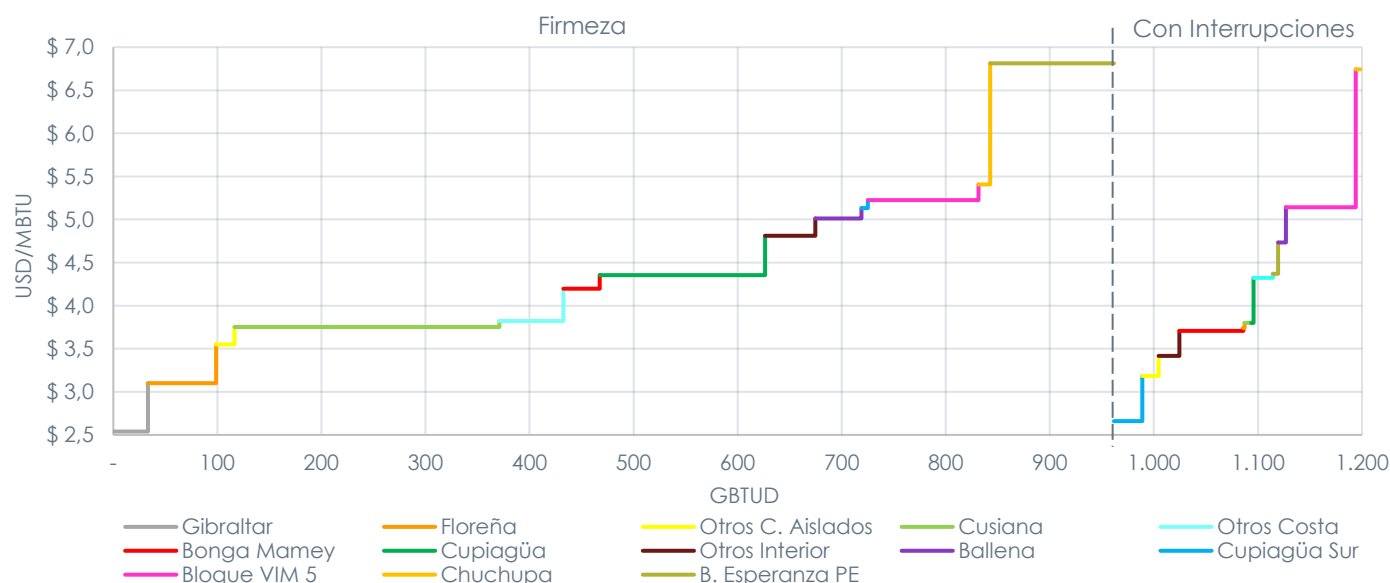
Curva de precios por modalidad



*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 3,06 US\$/MBTU, mientras que la modalidad "Otras" representa el valor más alto con 6,40 US\$/MBTU. Las modalidades Firme al 95%, Firme y Con interrupciones, que como se mencionó anteriormente abarcan un 80% de la contratación total nacional, se enmarcan en un rango entre 4,09 US\$/MBTU y 4,27 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 (961 GBTUD) y de la modalidad "con interrupciones" (237 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 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 Chuchupa, Floreña y Otros Costa), 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: **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	Tramos*	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMF (KPCD)	Capacidad contratada bajo firmeza (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/ CMMF	Precio pareja 80-20** (USD/KPC)	Volumen transportado (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
COSTA	1	BALLENA-LA MAMI	4	279.091	113.008	164.583	59%	\$ 0,25	70.027	85.284	100.336
	2	BARRANQUILLA-CARTAGENA	3	751.363	529.335	219.228	29%	\$ 0,27	48.889	85.244	148.562
	3	BARRANQUILLA-LA MAMI	5	684.494	451.533	228.661	33%	\$ 0,35	133.520	165.965	226.065
	4	CARTAGENA-MAMONAL	6	204.509	138.731	65.778	32%	\$ 0,04	106.052	121.646	135.243
	5	CARTAGENA-SINCELEJO	1	285.945	205.051	76.794	27%	\$ 0,54	155.358	178.372	204.322
	6	JOBOSINCELEJO	3	191.445	177.000	11.845	6%	\$ 0,57	126.139	143.368	165.020
	7	LA CRECIENTE-SINCELEJO	5	92.000	40.751	49.749	54%	\$ 0,24	33.108	39.381	40.583
INTERIOR	8	AGUAZUL-YOPAL	1	13.943	3.575	10.368	74%	\$ 1,02	-	414	855
	9	APIAY-OCOA	4	22.020	18.026	3.994	18%	\$ 0,46	4.770	5.782	6.247
	10	APIAY-USME	3	17.784	17.784	-	0%	\$ 0,93	4.864	11.525	14.056
	11	ARMENIA-YUMBO/CALI	3	148.000	52.950	95.050	64%	\$ 0,62	39.581	54.636	60.846
	12	BALLENA-BARRANCABERMEJA	8	260.000	58.232	201.768	78%	\$ 1,29	35.451	48.582	69.418
	13	BARRANCA-BUCARAMANGA	1	37.361	21.019	16.342	44%	\$ 1,50	9.526	25.700	32.429
	14	BARRANCA-SEBASTOPOL	4	333.000	94.630	238.370	72%	\$ 0,38	32.994	60.287	100.442
	15	BUENOS AIRES-IBAGUE	4	15.552	5.824	10.054	65%	\$ 0,45	3.633	4.411	4.915
	16	CENTAUIROS-GRANADA	2	-	-	-	-	\$ 0,00	-	-	-
	17	CHICORAL-FLANDES	1	12.015	3.945	8.788	73%	\$ 0,38	3.330	3.881	4.293
	18	COGUA-SABANA_F	1	215.000	215.000	-	0%	\$ 0,46	86.180	126.778	141.629
	19	CUSIANA-APIAY	9	64.159	57.566	6.593	10%	\$ 0,64	33.733	40.020	44.177
	20	CUSIANA-EL PORVENIR	12	470.000	453.549	16.451	4%	\$ 0,08	266.977	358.942	412.296
	21	EL PORVENIR-LA BELLEZA	10	472.500	453.549	18.951	4%	\$ 0,66	265.445	357.450	410.693
	22	FLANDES-GUANDO	1	10.738	1.140	9.598	89%	\$ 1,42	1.721	1.893	2.083
	23	FLANDES-RICAURTE	1	2.156	1.538	618	29%	\$ 0,94	1.077	1.350	1.521
	24	FLOREÑA-YOPAL	3	16.161	13.565	2.596	16%	\$ 0,25	10.002	10.863	13.449
	25	GBS_I-GBS_F	8	63.744	8.926	54.818	86%	\$ 0,88	8.211	11.926	14.504
	26	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	2	49.920	30.259	19.661	39%	\$ 2,96	4.758	32.774	38.100
	27	GUALANDAY-NEIVA	2	12.910	11.681	1.229	10%	\$ 1,86	7.970	8.803	9.455
	28	GUANDO-FUSAGASUGA	1	957	957	-	0%	\$ 2,29	767	895	972
	29	LA BELLEZA-COGUA	1	223.500	217.818	5.682	3%	\$ 0,23	88.544	129.491	144.435
	30	LA BELLEZA-VASCONIA	10	302.236	277.870	24.366	8%	\$ 0,43	121.960	208.831	268.051
	31	MARIQUITA-GUALANDAY	5	25.253	24.470	783	3%	\$ 0,94	12.605	14.408	15.595
	32	MARIQUITA-PEREIRA	7	168.000	103.244	64.756	39%	\$ 0,76	65.010	80.771	89.150
	33	NEIVA-HOBO	1	2.765	1.450	1.315	48%	\$ 2,41	283	414	633
	34	PEREIRA-ARMENIA	4	158.000	79.550	78.450	50%	\$ 0,27	49.805	64.351	71.271
	35	PRADERA-POPAYAN	2	3.675	3.675	-	0%	\$ 2,48	2.262	3.248	3.857
	36	SARDINATA-CUCUTA	1	4.637	3.715	922	20%	\$ 1,51	2.390	3.424	3.936
	37	SEBASTOPOL-MEDELLIN	6	78.000	55.763	22.237	29%	\$ 1,03	35.106	49.529	60.350
	38	SEBASTOPOL-VASCONIA	3	349.000	180.347	168.653	48%	\$ 0,16	47.111	100.790	151.997
	39	TANE/CACOTA-PAMPLONA	1	360	199	171	48%	\$ 5,56	156	187	201
	40	VASCONIA-MARIQUITA	10	192.000	131.524	60.476	31%	\$ 0,31	81.092	99.970	109.080
	41	YOPAL-MORICHAL	2	11.836	5.142	6.694	57%	\$ 0,49	4.834	5.095	5.415
	42	YUMBO/CALI-CALI	1	73.600	73.600	-	0%	\$ 0,08	27.223	39.483	46.000

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 aplicada 3.800)

La tabla contiene los gasoductos de la red troncal nacional.

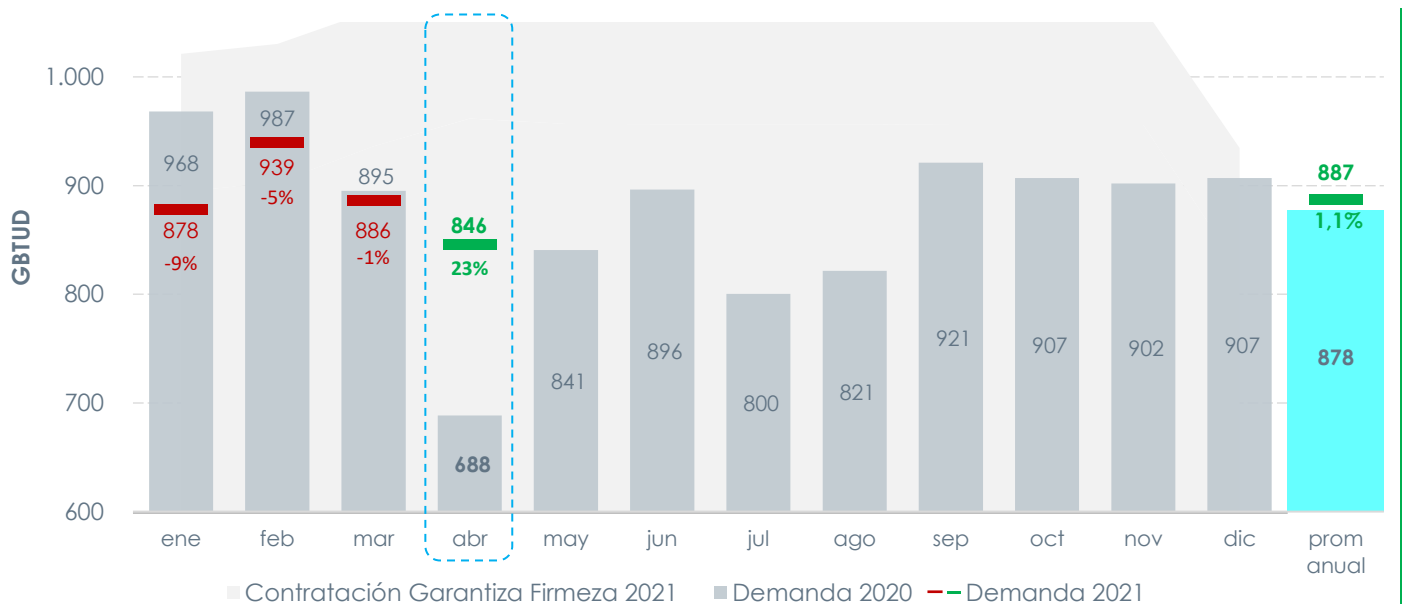
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

III. DEMANDA

Energía Entregada a usuarios finales - SNT

Al cierre del mes de abril se observa una demanda promedio de **846** GBTUD, esto es **23%** superior a la energía entregada en el mismo mes del 2020 que se sitúa en 688 GBTUD. El promedio parcial de 2021 (enero-abril) es de 887 GBTUD, 1,1% superior respecto al promedio anual del 2020.

En la tabla "evolución mensual demanda térmica y no térmica" se evidencia que en abril la demanda no térmica fue 184 GBTUD **superior** a la presentada en el mismo periodo del año 2020 (mes en el cual se inició el aislamiento preventivo obligatorio APO), por el contrario, la demanda térmica fue **menor** en 26 GBTUD. En el primer trimestre del año en curso la energía total entregada a usuarios finales estuvo por debajo del valor presentado en 2020, esto se debe a la disminución del consumo por parte del sector térmico durante el mismo periodo.



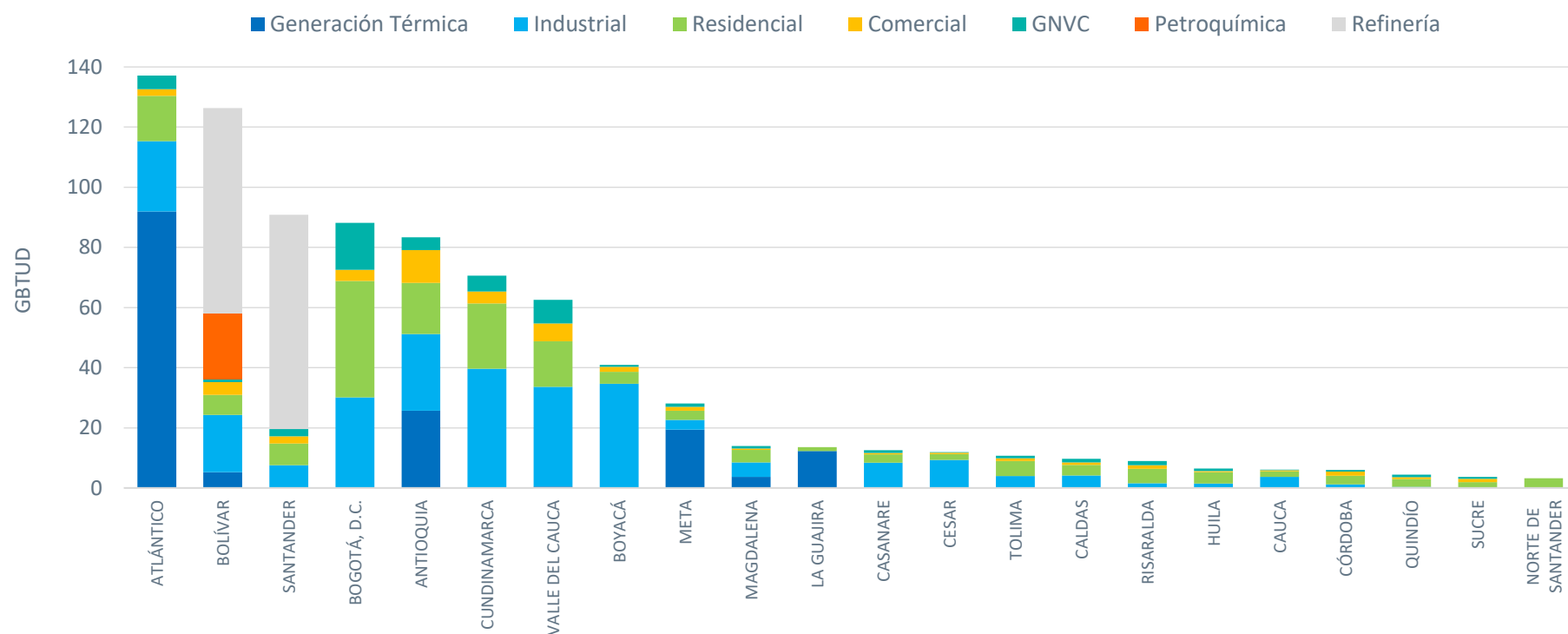
Fuente: SEGAS, XM.

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



Energía entregada promedio en abril por Departamento y Sector de consumo SNT

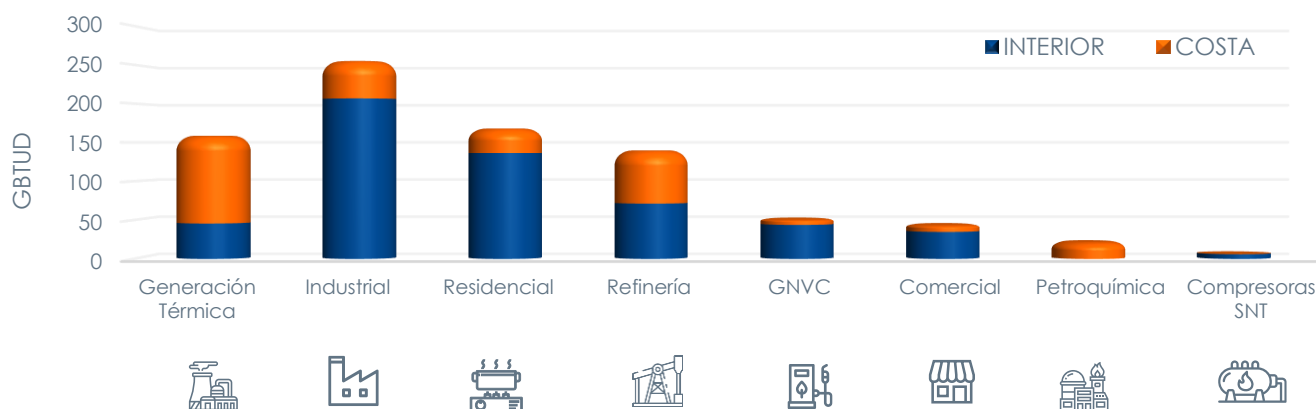


	Residencial	15,1	6,7	7,2	38,6	17,0	21,7	15,2	4,0	3,1	4,1	1,3	2,8	2,0	5,0	3,5	4,8	3,8	1,9	2,9	2,6	1,7	3,3	168
	GNVC	4,4	1,0	2,4	15,6	4,3	5,3	7,9	0,7	1,1	0,9		0,9	0,2	0,8	1,3	1,4	0,8	0,3	0,5	0,9	0,6		51
	Comercial	2,3	4,2	2,4	3,7	10,8	4,0	5,9	1,6	1,3	0,4		0,5	0,4	0,9	0,8	1,2	0,4	0,3	1,4	0,6	1,1		44
	Industrial	23,4	19,0	7,6	30,2	25,5	39,7	33,2	34,7	3,2	4,9		8,4	9,3	3,9	4,2	1,6	1,5	3,7	1,2	0,4	0,2		256
	Generación Térmica	91,9	5,3			25,7		0,5		19,4	3,7	12,3												159
	Refinería		68,3	71,2																				140
	Petroquímica		21,8																					22
	Compresoras																							6
	TOTAL	137	126	90,8	88,1	83,4	70,6	62,6	40,9	28,1	14,0	13,6	12,5	11,9	10,7	9,7	8,9	6,4	6,1	6,0	4,5	3,7	3,3	846

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 abril de 2021 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 256 GBTUD en promedio, de los cuales 207 GBTUD corresponden a la Región Interior y 49 GBTUD a la Costa Atlántica. La generación Térmica consumió en promedio 159 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en la Costa equivalente a 113 GBTUD respecto al Interior con 46 GBTUD.



Costa	113	49	32	68	8	9	22	0,3
Interior	46	207	136	71	44	35	0	6
TOTAL Nacional	159	256	168	140	51	44	22	6
% Segmento	19%	30%	20%	17%	6%	5%	2,6%	0,8%

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			Noviembre 20		Diciembre 20		Enero 21		Febrero 21		Marzo 21		Abril 21	
			UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Comercial	Costa		10		9		9		10		10		9
		Interior		34		34		33		35		36		35
	Generación Térmica	Costa	141		138		137		150		125		113	
		Interior	58		52		54		66		54		46	
	GNVC	Costa	7		8		8		8		8		8	
		Interior	49	1	50	1	42	1	49		48		44	
	Industrial	Costa	50	4	47	4	44	4	47	4	45	4	45	4
		Interior	184	29	184	28	183	27	196	29	189	30	179	28
	Petroquímica	Costa	17		20		21		16		8		22	
		Interior	68		69		69		70		69		68	
	Refinería	Costa	72		83		74		76		75		71	
		Interior	0	29		32		32		34		34		32
	Residencial	Costa	0	142		140		133		141		144		136
		Interior	0,2		1		1		1		0,4		0,3	
	Compresoras SNT	Costa	7		7		6		7		7		6	
		Interior												
Subtotal UR/UNR			Noviembre 20		Diciembre 20		Enero 21		Febrero 21		Marzo 21		Abril 21	
		Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
		Costa	283	43	282	45	280	45	291	48	256	47	256	45
		Interior	369	206	377	203	359	194	394	205	373	210	345	200
TOTAL			901		907		878		939		886		846	

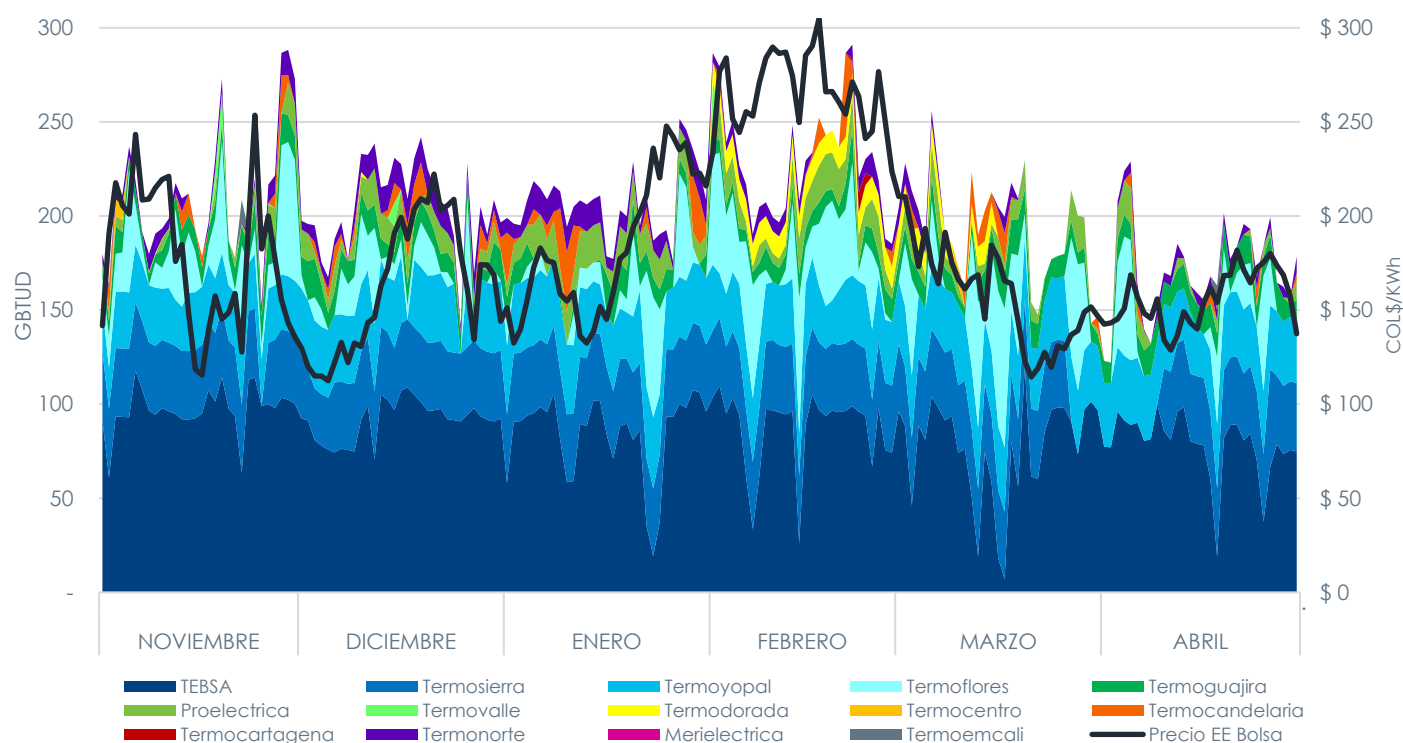
Fuente: SEGAS, XM.

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 y que hacen parte del despacho centralizado. El consumo de gas natural por parte de las plantas termoeléctricas, durante abril disminuyó respecto a los meses anteriores (noviembre 2020- marzo 2021), esto es por debajo de los 200 GBTUD; ya que los aportes hídricos se incrementaron respecto al meses anteriores, lo cual ha contribuido a que el precio de bolsa se encuentre en niveles inferiores a los 200 \$/KWh y en algunos días por debajo de 150 \$/KWh.

Consumo Diario de Gas vs Precio bolsa energía eléctrica



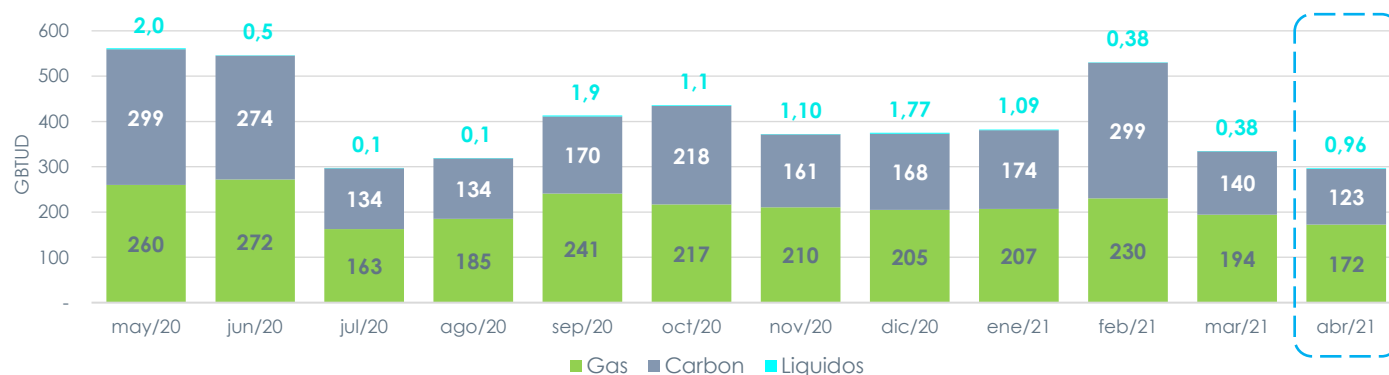
Fuente: XM

Para el mes de abril las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo que varió entre 122 GBTUD y 229 GBTUD, las plantas con mayores valores (promedio diario) fueron: TEBSA (79 GBTUD), Termoyopal (33 GBTUD), Termosierra (26 GBTUD) y Termoflores (13 GBTUD).

Aproximadamente el 60% de la energía Generada con Gas natural fue por seguridad (103 GBTUD) y el 40% restante fue generación por mérito durante el mes (69 GBTUD).

Consumo de combustible para generación eléctrica

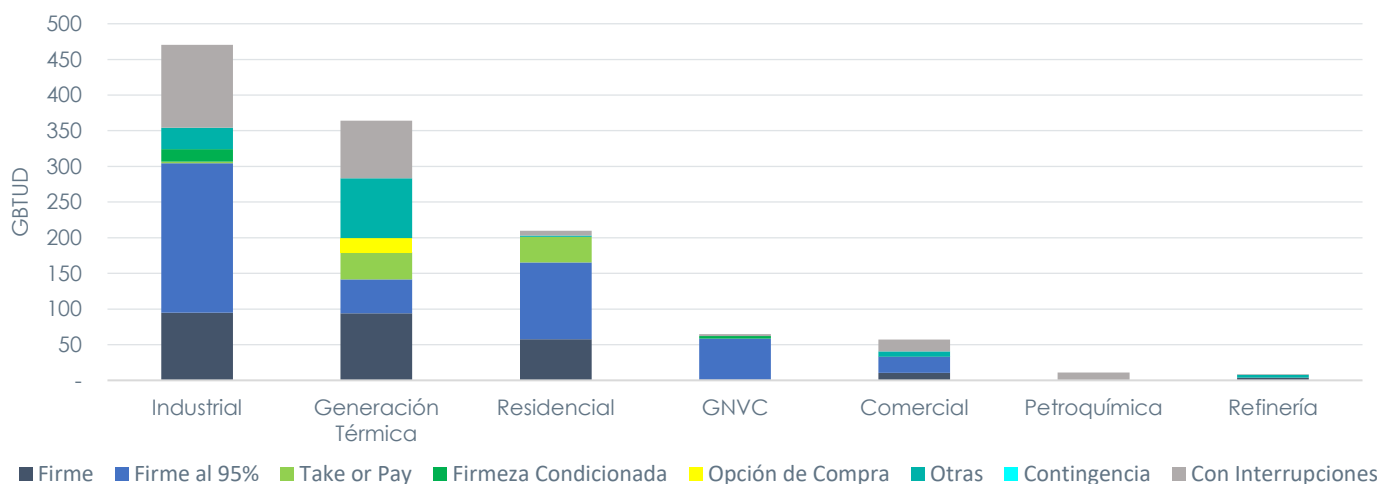
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación térmica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de abril el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 172 GBTUD² (gas nacional 167 GBTUD, gas natural importado 5 GBTUD) que representó el 58%, carbón con 123 GBTUD (41,6%) y los combustibles líquidos consumieron 0,96 GBTUD (0,4%).



Fuente: XM

Contratación vigente en abril 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 abril 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.

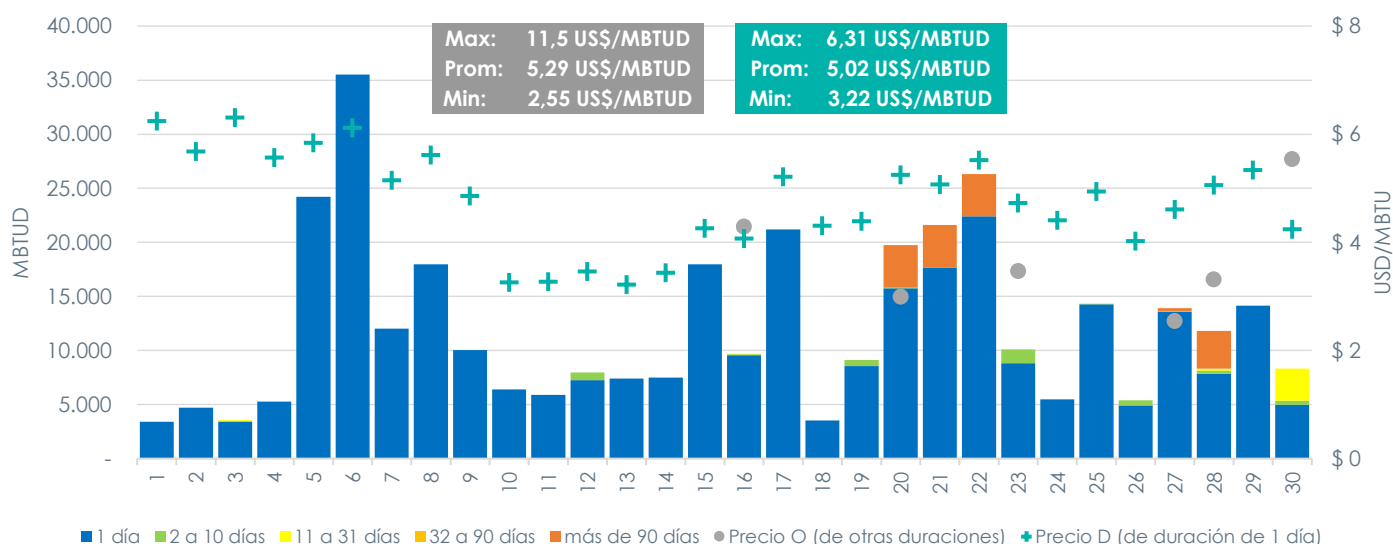
² Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de ABRIL registró 342 operaciones, en su mayoría negociaciones directas (332) y 10 por medio de subasta úselo o véndalo corto plazo, siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (317). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 3,22 US\$/MBTU (abril 13) y 6,31 US\$/MBTU (abril 03) para las transacciones de duración de **1 día**; El promedio mensual ponderado por cantidad de todas las transacciones fue de **4,96 US\$/MBTU**.

Transacciones mercado secundario ABRIL – Suministro



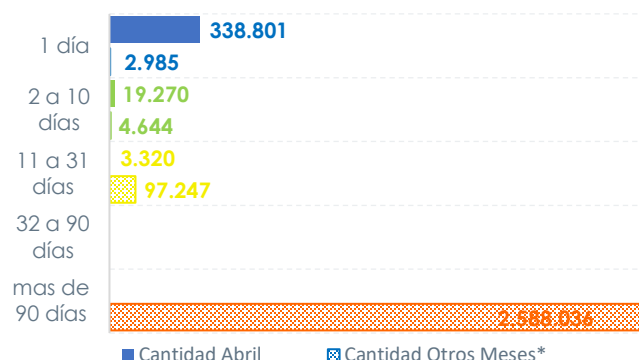
Nota: Los referentes de Min, Prom y Max del presente mes, toman en cuenta los promedios ponderados de cada día.

Número de operaciones en ABRIL – 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	TOTAL	Promedio mes (USD/MBTU)
1 día	7	9	4	9	14	22	5	13	10	7	4	8	8	8	18	13	14	5	15	13	20	15	10	11	9	9	12	12	9	4	317	\$ 5,02
2 a 10 días												1				1			1	1			2		1	1	1	1	1	1	12	\$ 7,64
11 a 31 días			1													2												1		3	7	\$ 4,73
32 a 90 días																															0	
más de 90 días																				1	1	1					1	2			6	\$ 3,06
TOTAL	7	9	5	9	14	22	5	13	10	7	4	9	8	8	18	16	14	5	16	15	21	16	12	11	10	10	14	16	10	8	342	\$ 4,96

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 93% del número total de operaciones. El día con mayor número de transacciones registradas fue el 6 de abril con 22 transacciones equivalentes al 6% del total realizadas durante el mes.

Energía asociada a las transacciones realizadas en ABRIL – MBTU



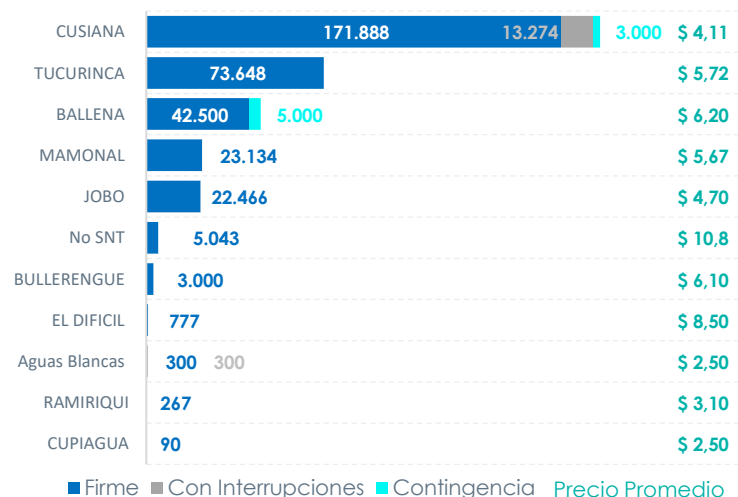
*corresponde a las cantidades de energía a ser ejecutadas en meses posteriores a abril.

En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro registrados en el mes, las 317 transacciones de duración **diaria** representan el **94%** (338.801 MBTU) del volumen total transado para abril, mientras que las transacciones con duración de **2 a 10 días** asocian el **5%** (19.270 MBTU).

Las transacciones del mercado secundario, negociadas para ser ejecutadas en el presente mes, equivalen al **1%** de las cantidades contratadas en el mercado primario vigentes para el mes de abril (35.940.000 MBTU³).

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

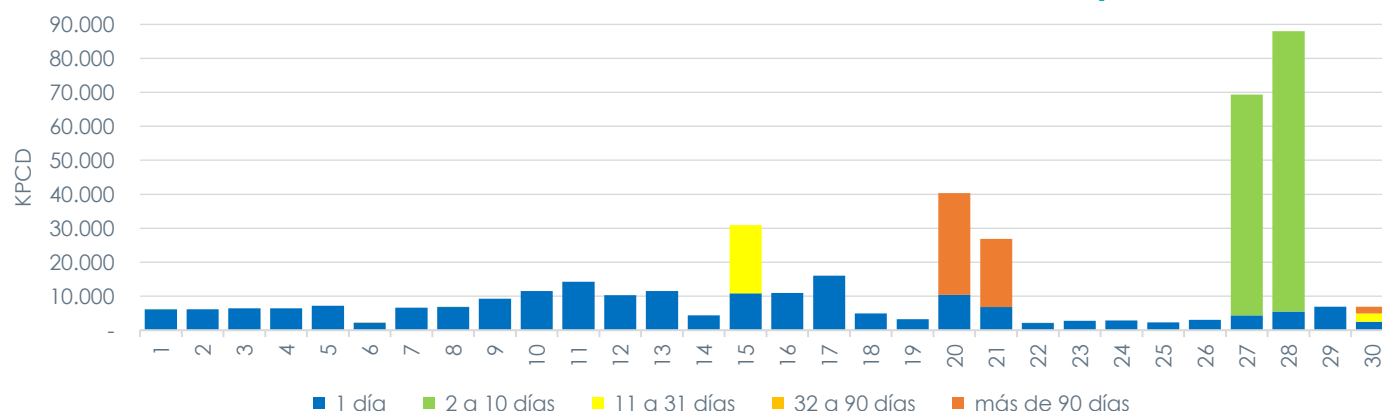
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante abril fue CUSIANA con 188.162 MBTUD. En total se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **garantizan firmeza** (343.113 MBTUD) equivalente al 94% del total de las cantidades negociadas, en modalidad **contingencia** (8.000 MBTUD) equivalente al 2%, mientras que la modalidad **"con interrupciones"** registró (13.574 MBTUD) equivalente al 4% de las cantidades transadas. CUSIANA es el punto de entrega con más transacciones registradas (250) seguido por TUCURINCA (27) y BALLENA (19), los puntos NO SNT registraron (16 operaciones).



Transporte

El mercado secundario de Transporte en el mes de ABRIL registró 381 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día** las más transadas (338).

Transacciones mercado secundario ABRIL- Transporte



³ 35,940.000 MBTU resulta de multiplicar la energía contratada promedio diario (1.198 GBTUD) por el número de días del mes

Número de operaciones en ABRIL – 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	4	4	4	4	5	7	5	5	13	11	17	12	5	19	16	21	20	10	11	21	11	10	12	11	9	18	20	13	11	9	4	338
2 a 10 días	1							1							1							1					10	15			1	29
11 a 31 días															2															4		6
32 a 90 días						1																								1		2
más de 90 días																				3	2									1		6
TOTAL	5	4	4	4	5	8	5	6	13	11	17	12	5	19	19	21	20	10	11	24	13	11	12	11	9	18	30	28	11	15	5	381

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 14.234 KPCD, no obstante, para los días 27 Y 28 cerca del final del mes se observa un incremento importante de los volúmenes transados que asocian un acumulado de 157.329 KPCD, influenciado por los contratos de duración de 2 a 10 días.

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

Subasta(SUVCP)		Negociación Directa		Ruta o Tramo	
1	N.D.	5.045	83.678	127.500	CUSIANA - SEBASTOPOL
41	\$ 0,35	10.837	62.000	\$ 1,16	BALLENA - LA MAMI
			24.477	\$ 0,59	CUSIANA - VASCONIA
33	\$ 0,07	8.477	20.000	\$ 1,09	CUSIANA - BARRANCABERMEJA
			12.909	\$ 1,89	SEBASTOPOL - VASCONIA
37	\$ 0,39	10.126	1.000	\$ 0,25	CARTAGENA - MAMONAL
39	\$ 0,17	9.001		\$ 0,27	CUSIANA - SABANA_F
39	\$ 0,05	8.994		\$ 1,72	EL PORVENIR - LA BELLEZA
17	\$ 0,26	8.321			CUSIANA - EL PORVENIR
49	\$ 0,25	7.720			VASCONIA - PEREIRA
16	\$ 0,10	3.821	320		CUSIANA - OCOA
			3.862	\$ 0,49	COGUA - SABANA_F
			2.507	N.D.	CUSIANA - COGUA
3	\$ 0,12	2.043		\$ 1,99	BALLENA - BARRANCABERMEJA
3	\$ 0,07	849	800	N.D.	BARRANCABERMEJA - SEBASTOPOL
			602	\$ 1,82	VASCONIA - SEBASTOPOL
			501	\$ 2,07	CUSIANA - USME
			500	N.D.	CUSIANA - GBS_F
3	\$ 0,08	60	131	N.D.	VASCONIA - BARRANCABERMEJA
			31	N.D.	VASCONIA - MARIQUITA
1	N.D.	13		N.D.	BARRANCABERMEJA - BUCARAMANGA
					MARIQUITA - GUALANDAY

■ Firme ■ Con Interrupciones #Transacciones

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

Del total de transacciones, 99 se dieron bajo negociación directa y 282 se asignaron por medio de subasta (SUVCP), se destaca que para este mes se transó gran capacidad de transporte por medio de negociación directa (82% del total del mes), también se destaca la ruta CUSIANA-SEBASTOPOL la cual transó 127.500 KPCD todos en modalidad **Con interrupciones**. El tramo con más operaciones fue CUSIANA-VASCONIA con 56 transacciones (41 asignadas por subasta SUVCP y 15 negociación directa), seguido del tramo CUSIANA-OCOIA con 49 transacciones (49 asignadas por subasta SUVCP). 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).

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
Atención de consultas e inquietudes: informesenergeticos@bolsamercantil.com.co



@MMEnergéticos



Gestor Del Mercado de Gas Natural