



INFORME MENSUAL MERCADO DE GAS NATURAL

SEPTIEMBRE 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 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 **septiembre**.

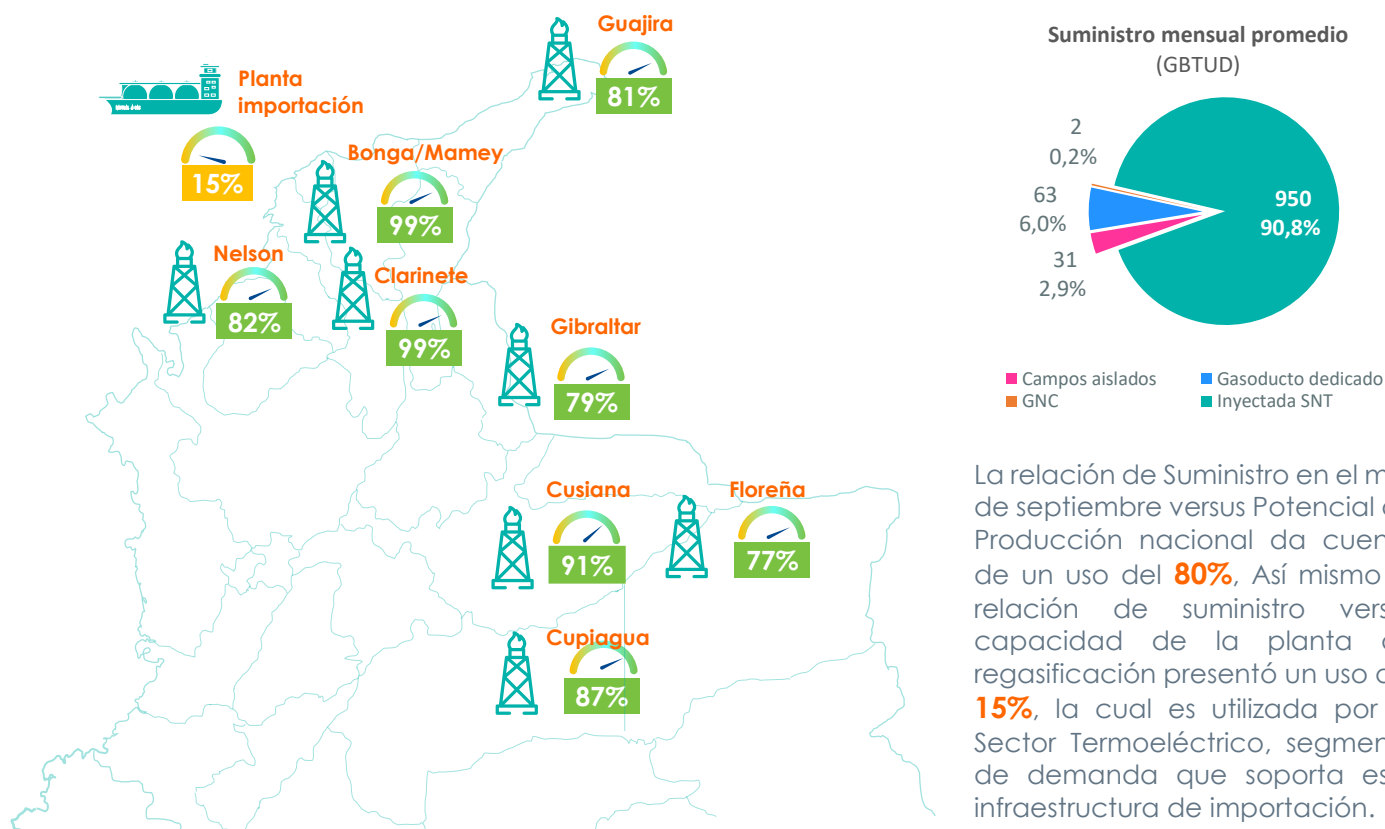
Fuente	Potencial de producción (GBTUD)	Suministro mensual promedio (GBTUD)			Suministro mensual total/ Potencial de producción
		Entregado al SNT	Entregado a otros *	Total	
Cusiana	278	249	4	253	91%
Cupiagua/Cupiagua Sur	270	234	-	234	87%
Guajira (Chucupa/Ballena)	158	128	-	128	81%
Floreña	69	9	44	53	77%
Nelson	66	40	15	55	82%
Clarinete	89	87	1	88	99%
Gibraltar	41	32	-	32	79%
Bonga/Mamey	35	35	-	35	99%
Otras Fuentes	229	75	32	107	47%
Potencial Producción Nacional	1 235	889	96	985	80%
Planta regasificación Cartagena**	400	61	-	61	15%
Total	1 635	950	96	1 046	64%

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.

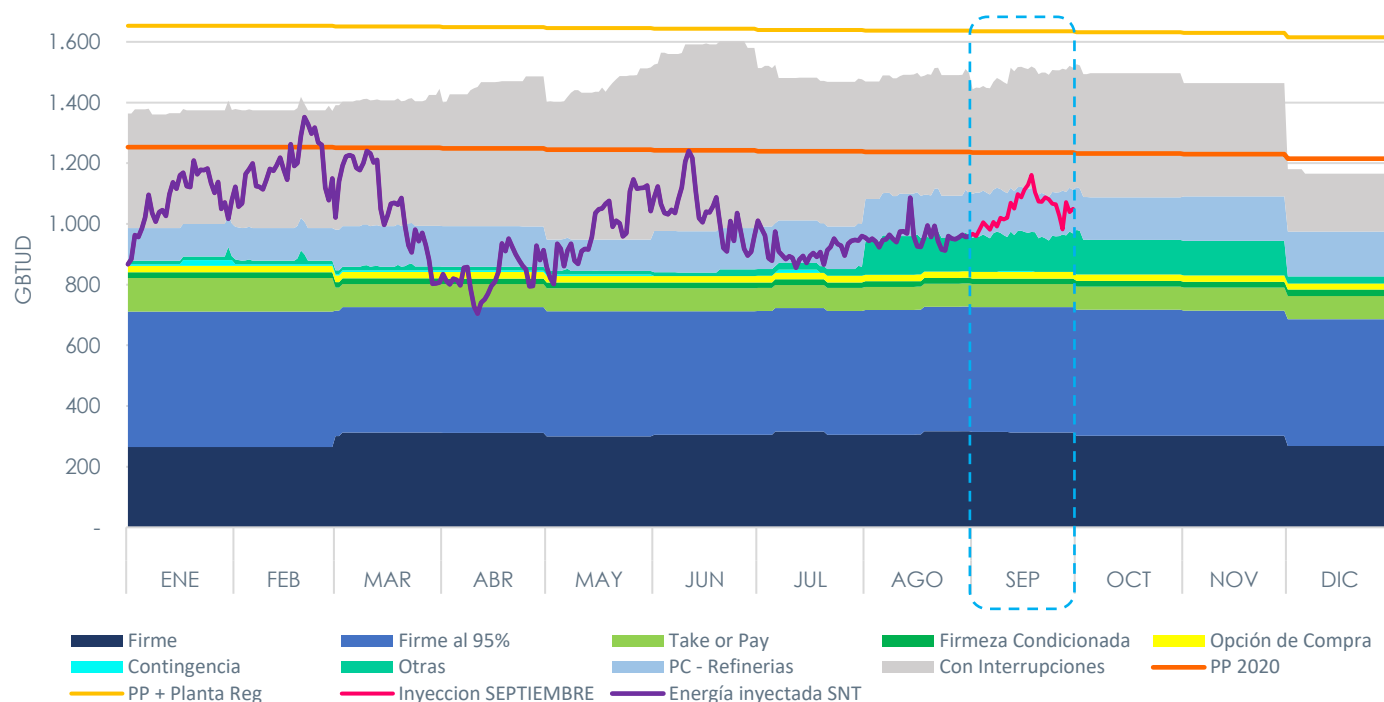
** Capacidad total de la planta de regasificación

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



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 septiembre que la contratación respaldada con firmeza representó 964 GBTUD mientras bajo la modalidad “con interrupciones” se registró 382 GBTUD. El suministro promedio del mes fue de 1046 GBUTD¹, con oscilaciones entre 960 GBTUD (min) y 1161 GBTUD (máx.). Se concluye de lo anterior que las cantidades contratadas bajo firmeza y el suministro inyectado al sistema se ubicaron debajo del potencial de producción PP de 1.235 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			
Suministro Prom.	1 076	1 190	1 058	835	983	1 037	917	956	1 046			
Suministro Máx.	1 209	1 352	1 240	951	1 147	1 241	1 010	1 086	1 161			
Garantía Firmeza	887	882	859	859	846	844	860	956	964	949	944	887
Prod Comprometida	107	107	134	134	103	136	141	140	144	141	147	147
Con Interrupciones	378	389	415	465	503	602	483	393	382	408	374	193

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.

Contratación vigente por campo y por modalidad en SEPTIEMBRE

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 SEPTIEMBRE, 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		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							9	\$ 2,90	285
	Cupiagua	0,1	\$ 6,18	128	\$ 4,07											3	\$ 2,90	131
	Floreña	53	\$ 3,03	1	N.D.	12	N.D.									13	\$ 3,69	79
	Cupiagua Sur			5	\$ 5,00											89	\$ 2,42	94
	Chuchupa			11	\$ 5,63											11	\$ 6,34	22
	Gibraltar			0,3	N.D.	33	\$ 3,35											33
Costa	Otros Interior ²	20	\$ 4,76	17	\$ 4,12			7	\$ 2,49	12	\$ 6,17					16	\$ 3,33	71
	Bloque VIM 5	59	\$ 4,74									110	\$ 6,97			77	\$ 4,52	246
	Bonga Mamey			9	\$ 3,83	26	N.D.									52	\$ 4,15	87
	B. Esperanza PE ³	39	\$ 4,55									11	\$ 4,69			44	\$ 5,40	94
	Ballena			44	\$ 5,21									1	N.D.	16	\$ 4,60	61
	B. Esperanza CM ⁴	35	\$ 5,97															35
	Otros Costa ⁵	15	\$ 5,17	13	\$ 4,45											38	\$ 4,25	66
	Otros C. Aislados ⁶	7	\$ 2,04	1	\$ 3,11	5	\$ 5,73	5	\$ 2,51	9	\$ 6,17					15	\$ 2,90	42
	Total	313	\$ 4,40	412	\$ 4,07	76	\$ 3,83	19	\$ 2,89	22	\$ 6,17	121	\$ 6,77	1	N.D.	382	\$ 3,92	1346
	Total (%)	23,3%		30,6%		5,7%		1,4%		1,6%		9,0%		0,1%		28,4%		100%

¹ Otras: Modalidades Campos en pruebas extensas, CREG 114/2017 (parágrafo del artículo 23);

² Otros Interior: Caramelo, Corrales, El Difícil, Payoa, Y Provincia;

³ Bloque Esperanza (Prueba Extensa) PE;

⁴ Bloque Esperanza (Campo Mayor) CM;

⁵ Otros Costa: Bullerengue, Guama, La Creciente y Toronja;

⁶ 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, Santo Domingo y Sardinata.

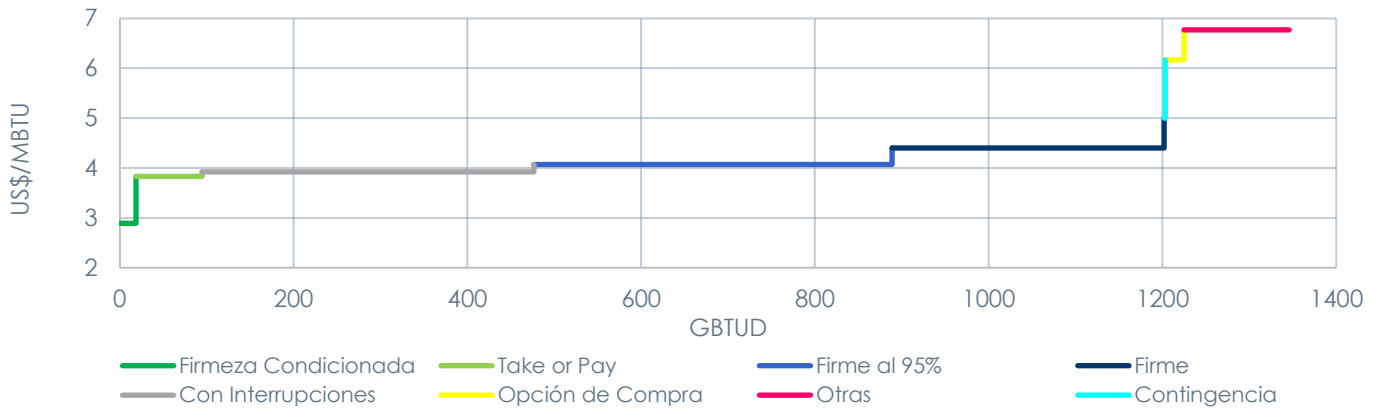
NOTA 1: La definición de región se establece según la ubicación de las fuentes de suministro.

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 septiembre se encuentran contratados a nivel nacional 1346 GBTUD, la contratación en el mercado primario se concentra principalmente en las modalidades: i) "Firme al 95% – CF 95" (412 GBTUD), ii) "Con interrupciones" (382 GBTUD) y iii) Firme (313 GBTUD), éstas tres modalidades abarcan el 82.3% 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; Al cierre del mes no se encuentran vigentes Modalidades tales como C1 y C2, por otro lado, 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.

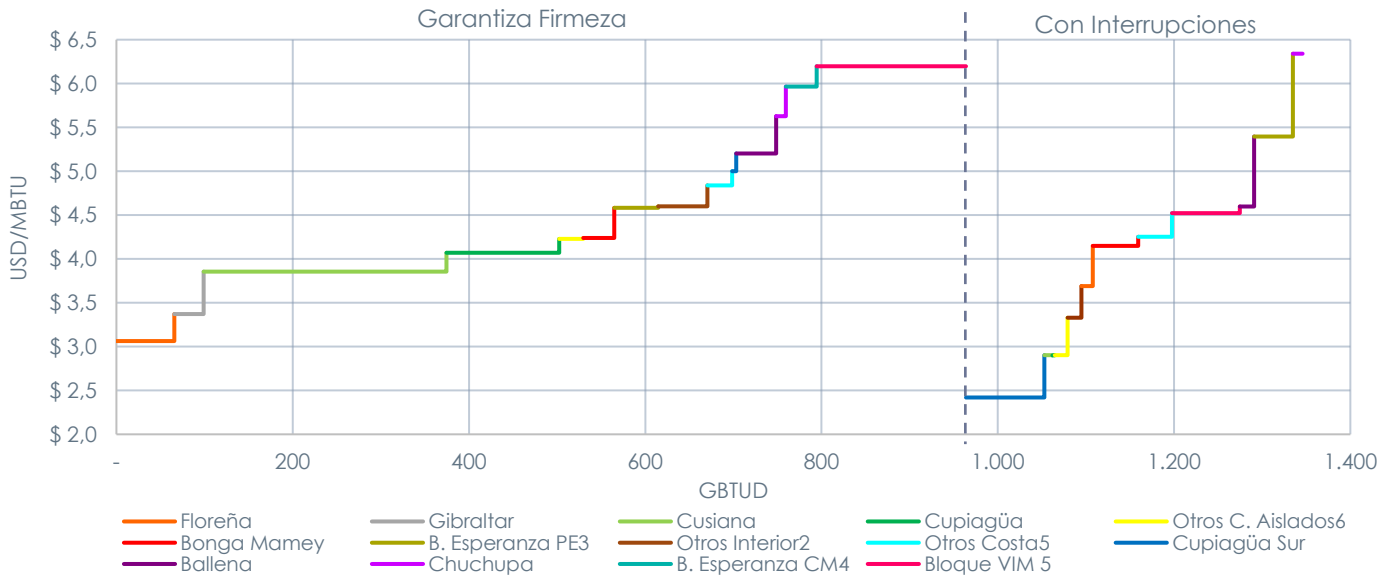
Curva de precios por modalidad



*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 “Otras” representa el valor más alto con 6.77 US\$/MBTU. Las modalidades Firme al 95%, Firme y Con interrupciones se enmarcan en un rango entre 3.92 US\$/MBTU y 4.40 US\$/MBTU. Es importante mencionar que la modalidad “Otras” incrementó su participación de manera importante a partir de agosto.

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 y adicionalmente la modalidad “con interrupciones”. 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 en cada fuente. 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 en cuales tramos del SNT, dispondría 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.

No	Tramos*	Km	Núm. agentes contratados	Capacidad máxima de mediano plazo - CMMP (KPCD)	Capacidad contratada (KPCD)	Capacidad disponible primaria CDP (KPCD)	CDP/CMMP	Precio promedio contratado (USD/KPC)	Volumen transportado septiembre (KPCD)		
									Min	Prom	Máx.
1	AGUAZUL-YOPAL	2	3	13 943	2 000	11 943	86%	\$ 0,19	-	19	250
2	APIAY-OCOA	40	5	22 020	20 069	1 951	9%	\$ 1,26	6 656	13 211	14 057
3	APIAY-USME	122	2	17 784	17 153	631	4%	\$ 1,58	2 000	2 671	3 150
4	ARMENIA-YUMBO/CALI	128	5	148 000	99 506	48 494	33%	\$ 2,74	49 279	58 246	67 512
5	BALLENA-BARRANCABERMEJA	579	11	260 000	259 500	500	0%	\$ 1,56	12 464	36 185	52 993
6	BARRANQUILLA-CARTAGENA	113	3	751 363	511 000	237 563	32%	\$ 0,83	54 624	127 014	232 576
7	BALLENA-LA MAMI	143	4	279 091	124 576	153 015	55%	\$ 0,71	-	99 460	125 007
8	BARRANCA-BUCARAMANGA	108	2	37 361	20 895	16 466	44%	\$ 1,55	15 807	20 739	28 881
9	BARRANCA-SEBASTOPOL	111	8	333 000	143 182	189 818	57%	\$ 1,42	53 014	69 421	93 591
10	BARRANQUILLA-LA MAMI	142	4	684 494	458 209	221 985	32%	\$ 0,92	63 049	217 482	306 730
11	BUENOS AIRES-IBAGUE	19	5	15 552	6 064	9 488	61%	\$ 0,25	3 713	4 533	5 014
12	CARTAGENA-MAMONAL	15	5	204 509	130 233	74 276	36%	\$ 0,73	113 745	129 712	147 450
13	CARTAGENA-SINCELEJO	123	1	285 945	196 533	85 312	30%	\$ 1,22	153 699	175 622	188 737
14	CENTAuros-GRANADA	61	2	708	690	18	3%	\$ 2,38	-	-	-
15	CHICORAL-FLANDES	27	2	12 015	3 934	8 081	67%	\$ 0,49	2 881	3 417	3 769
16	COGUA-SABANA_F	146	3	215 000	195 964	19 036	9%	\$ 1,50	107 346	136 723	149 956
17	CUSIANA-APIAY	150	8	64 159	57 872	6 287	10%	\$ 1,11	29 375	34 331	40 916
18	CUSIANA-EL PORVENIR	33	18	458 000	453 184	4 816	1%	\$ 1,80	354 761	388 837	408 521
19	EL PORVENIR-LA BELLEZA	189	15	458 000	450 384	7 616	2%	\$ 1,81	347 119	381 509	401 268
20	FLANDES-GUANDO	12	1	10 738	1 250	9 488	88%	\$ 0,49	964	1 090	1 140
21	FLANDES-RICAURTE	12	1	2 156	1 388	768	36%	\$ 0,94	800	1 286	1 376
22	FLOREÑA-YOPAL	18	4	16 161	13 565	2 596	16%	\$ 0,47	6 726	8 159	8 998
23	GBS_I-GBS_F	NA	9	63 744	6 720	57 024	89%	\$ 1,58	10 268	12 758	14 764
24	GIBRALTAR-BUCARAMANGA	190	2	49 920	30 272	19 648	39%	\$ 2,97	25 037	29 571	38 243
25	GUALANDAY-NEIVA	169	4	11 000	10 301	699	6%	\$ 3,49	7 000	8 447	9 334
26	GUANDO-FUSAGASUGA	38	1	957	957	-	0%	\$ 2,52	765	870	912
27	JOBO-SINCELEJO	70	3	191 445	119 000	69 845	36%	\$ 1,58	121 329	143 943	158 979
28	LA BELLEZA-COGUA	115	5	210 578	199 604	10 974	5%	\$ 1,50	109 592	139 195	152 507
29	LA BELLEZA-VASCONIA	91	13	278 450	267 476	10 974	4%	\$ 1,98	196 895	224 246	255 987
30	LA CRECIENTE-SINCELEJO	51	4	92 000	47 533	42 967	47%	\$ 1,42	40 559	41 566	42 548
31	MARIQUITA-GUALANDAY	159	7	18 300	16 379	1 921	10%	\$ 2,48	10 551	14 379	15 408
32	MARIQUITA-PEREIRA	155	8	168 000	151 411	16 589	10%	\$ 2,64	72 585	84 612	94 939
33	NEIVA-HOBO	50	1	2 765	1 450	1 315	48%	\$ 2,81	272	579	964
34	PEREIRA-ARMENIA	60	7	158 000	125 628	32 372	20%	\$ 2,67	58 156	67 862	77 234
35	PRADERA-POPAYAN	117	2	3 675	3 675	-	0%	\$ 2,37	2 331	3 248	3 678
36	SARDINATA-CUCUTA	68	1	4 637	3 715	922	20%	\$ 1,72	2 584	3 092	3 408
37	SEBASTOPOL-MEDELLIN	148	7	78 000	57 749	20 251	26%	\$ 0,90	34 981	49 007	58 407
38	SEBASTOPOL-VASCONIA	62	7	349 000	212 310	136 690	39%	\$ 1,42	93 616	123 453	147 619
39	TANE/CACOTA-PAMPLONA	18	1	360	186	174	48%	\$ 5,71	157	182	187
40	VASCONIA-MARIQUITA	123	10	192 000	170 421	21 579	11%	\$ 2,59	88 012	102 608	112 408
41	YOPAL-MORICHAL	13	2	11 836	6 017	5 819	49%	\$ 0,48	4 896	5 204	5 607
42	YUMBO/CALI-CALI	11	1	73 600	73 600	-	0%	\$ 0,07	31 795	41 962	45 556

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

*Las capacidades de los tramos agregan flujos y contraflujos.

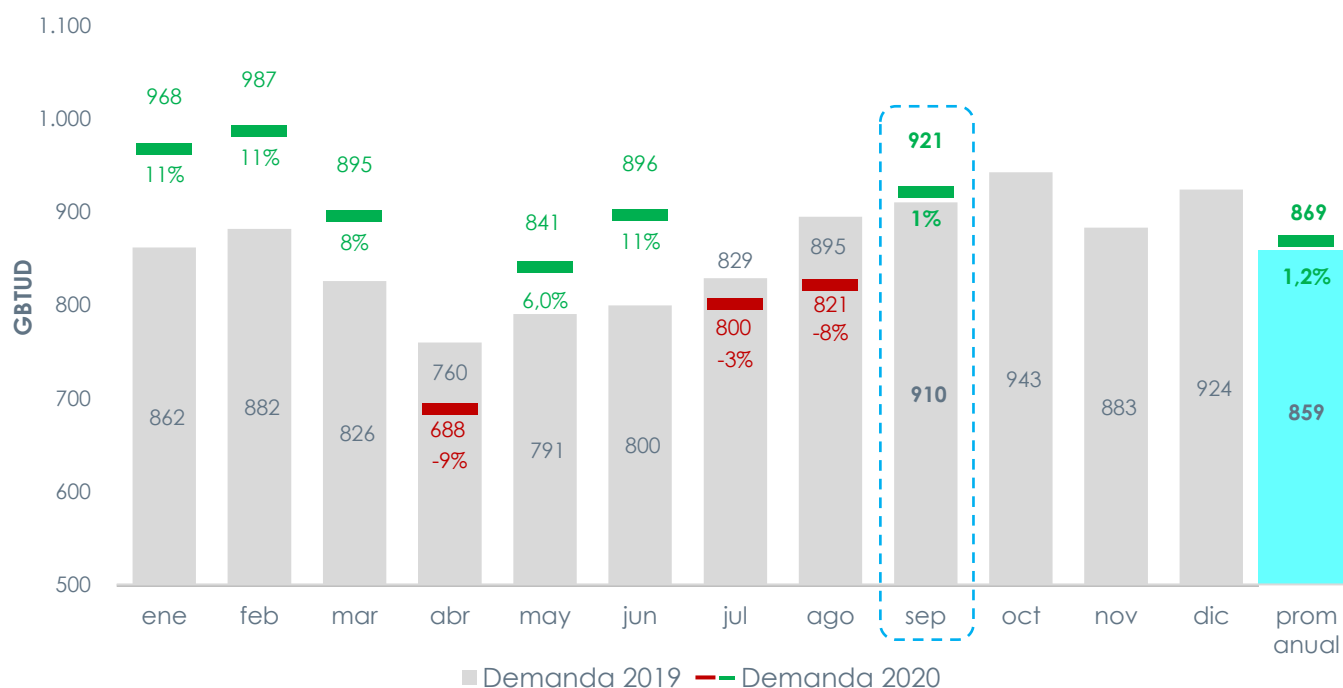
Fuente: Sistema Electrónico de Gas – SEGAS, BEO Transportadoras, resoluciones CREG cargos de Transporte.

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 podrá detallar en las siguientes subsecciones de este informe. 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 septiembre se observa recuperación por parte de la demanda con 921 GBTUD, 1% por encima de la energía entregada en septiembre del 2019, impulsado principalmente por una mayor demanda del sector térmico. El promedio provisional de 2020 (enero-septiembre) es de 869 GBTUD, equivalente a un 1,2% por encima respecto al año anterior.



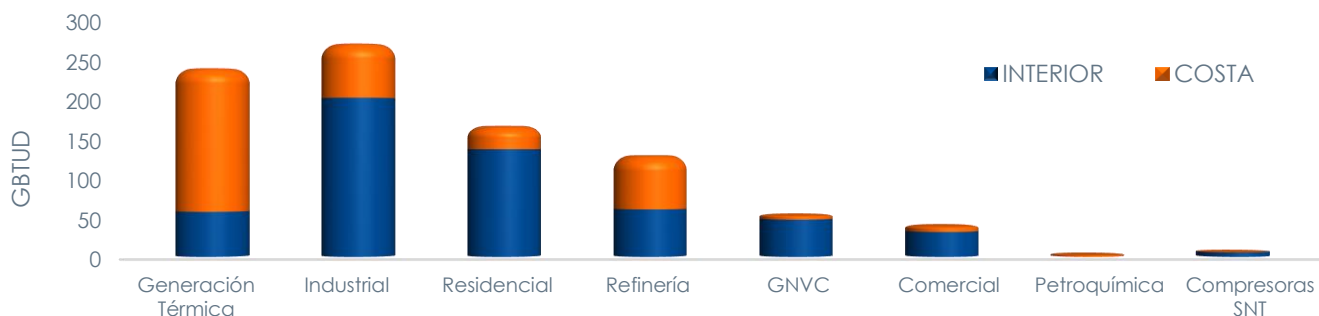
Fuente: SEGAS, XM.

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.

Energía entregada promedio por Sector de consumo y Región

En el mes de septiembre de 2020 el sector que registra mayor energía recibida es el Industrial con 275 GBTUD en promedio, de los cuales 205 GBTUD corresponden a la Región Interior y 70 GBTUD a la Costa Atlántica. La generación Térmica consumió en promedio 243 GBTUD a nivel nacional, con una presencia mayor en la Costa equivalente a 185 GBTUD respecto al Interior con 58 GBTUD.











Costa	185	70	30	69	6	8	3	0
Interior	58	205	139	61	48	32	0	6
TOTAL Nacional	243	275	169	130	54	40	3	6
% Segmento	26%	30%	18%	14%	6%	4%	0,3%	0,7%

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 el último semestre:

TIPO DE USUARIO		Abril		Mayo		Junio		Julio		Agosto		Septiembre	
		UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
 Comercial	Costa	0	3	0	4	0	6	0	6	0	6	0	8
	Interior	0	29	0	31	0	32	0	32	0	31	0	32
 Generación Térmica	Costa	122	0	180	0	172	0	124	0	121	0	185	0
	Interior	63	0	99	0	117	0	40	0	56	0	58	0
 GNVC	Costa	1	0	2	0	5	0	5	0	6	0	6	0
	Interior	22	0	33	1	39	1	41	1	41	1	47	1
 Industrial	Costa	48	1	56	3	55	4	62	4	64	4	66	4
	Interior	122	23	140	25	154	27	169	27	170	26	177	28
 Refinería	Costa	1	0	2	0	2	0	3	0	3	0	3	0
	Interior	55	0	57	0	63	0	69	0	70	0	69	0
 Refinería	Costa	47	0	43	0	58	0	47	0	51	0	61	0
	Interior	47	0	43	0	58	0	47	0	51	0	61	0
 Residencial	Costa	0	31	0	35	0	29	0	30	0	31	0	30
	Interior	0	116	0	126	0	125	0	134	0	135	0	139
 Compresoras SNT	Costa	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
	Interior	4	0	5	0	7	0	5	0	4	0	6	0
Subtotal UR/UNR	Tipo	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR	UNR	UR
	Costa	227	35	296	41	298	40	263	40	263	41	330	42
	Interior	258	169	321	183	375	184	303	194	324	193	350	199
TOTAL		688		841		896		800		821		921	

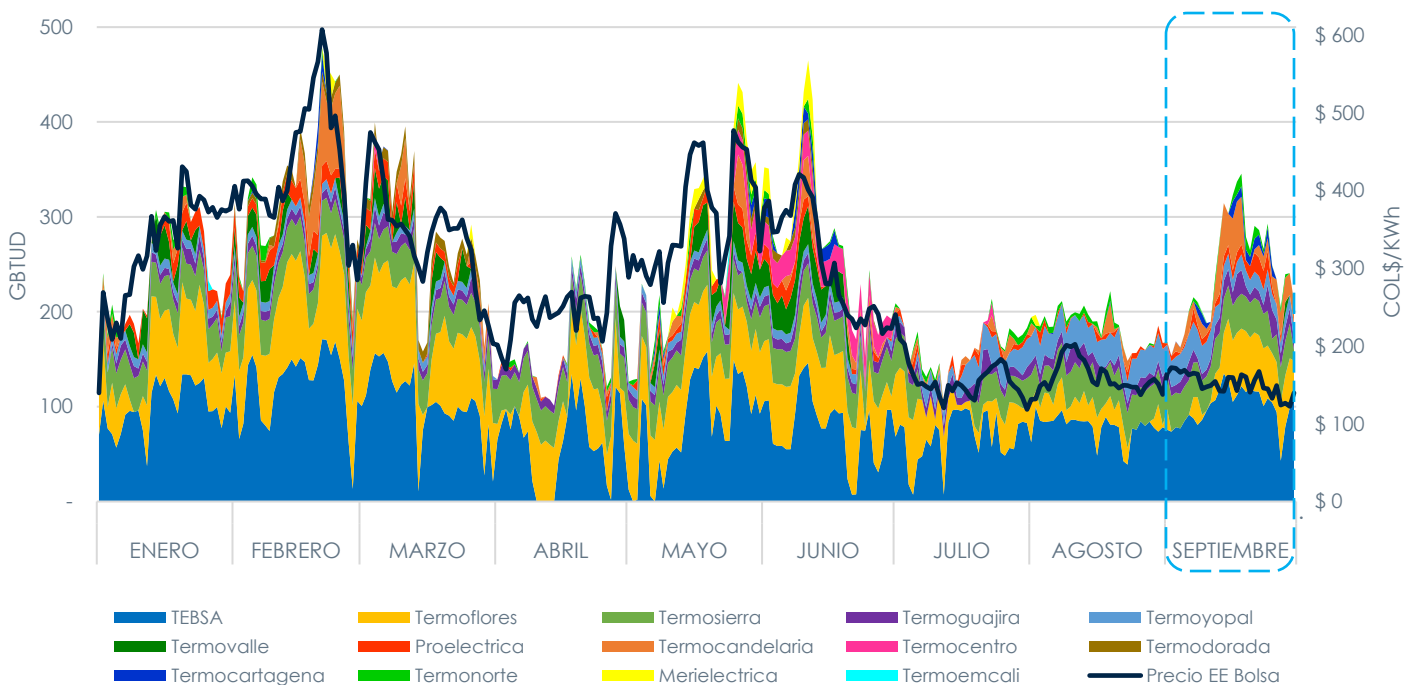
Fuente: SEGAS, XM.

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 se evidencia un incremento en el consumo de gas natural como consecuencia de las restricciones de la red eléctrica 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

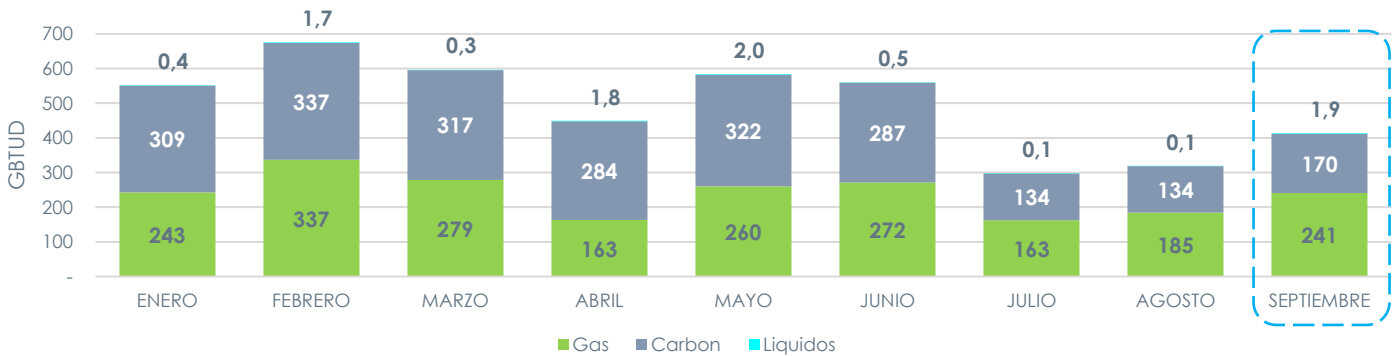


Fuente: XM

Para el mes de septiembre las plantas de generación eléctrica que operaron con gas natural presentaron un consumo que varió entre 154 GBTUD y 346 GBTUD, las plantas con mayores valores (promedio diario) fueron: TEBSA (98,73 GBTUD), Termoflores (36,71 GBTUD) y Termosierra (34,72 GBTUD), se resalta el aumento en el consumo promedio diario de gas por parte de Termocandelaria 20 GBTUD en septiembre comparado con 3 GBTUD en agosto.

Consumo de combustible para generación eléctrica

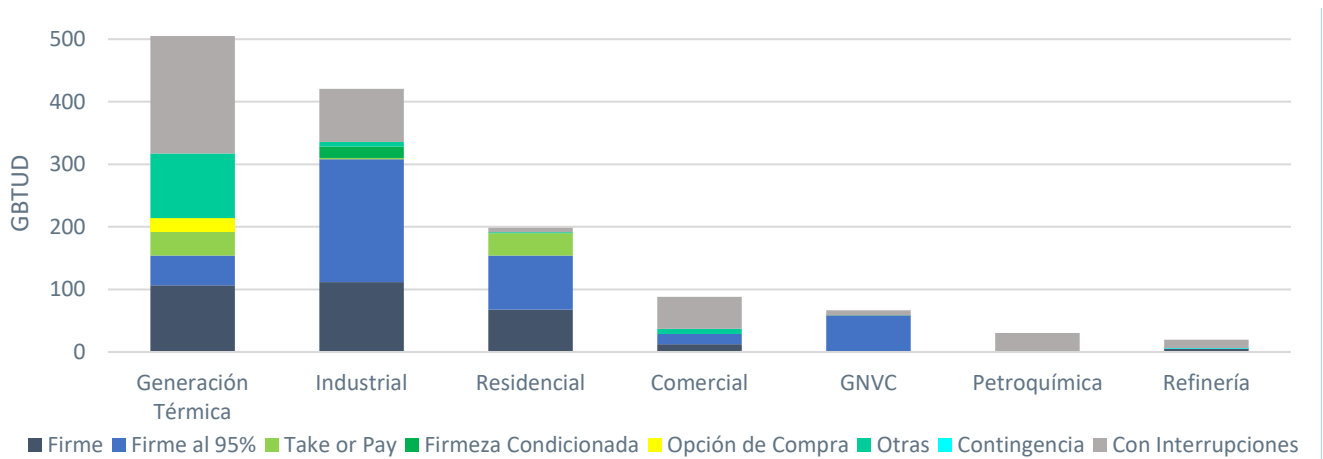
Con el propósito de dimensionar la participación del gas natural frente al consumo de otros energéticos usados para generación térmica, en la siguiente gráfica se resalta que para el mes de septiembre el consumo promedio diario de combustibles por parte de las plantas termoeléctricas estuvo encabezado por el gas natural con 241 GBTUD (gas nacional 184 GBTUD², gas natural importado 57 GBTUD) que representa el 58,3%, carbón con 170 GBTUD (41,2%), y Combustibles líquidos con 1,9 GBTUD (0,5%)



Fuente: XM

Contratación vigente en SEPTIEMBRE 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.

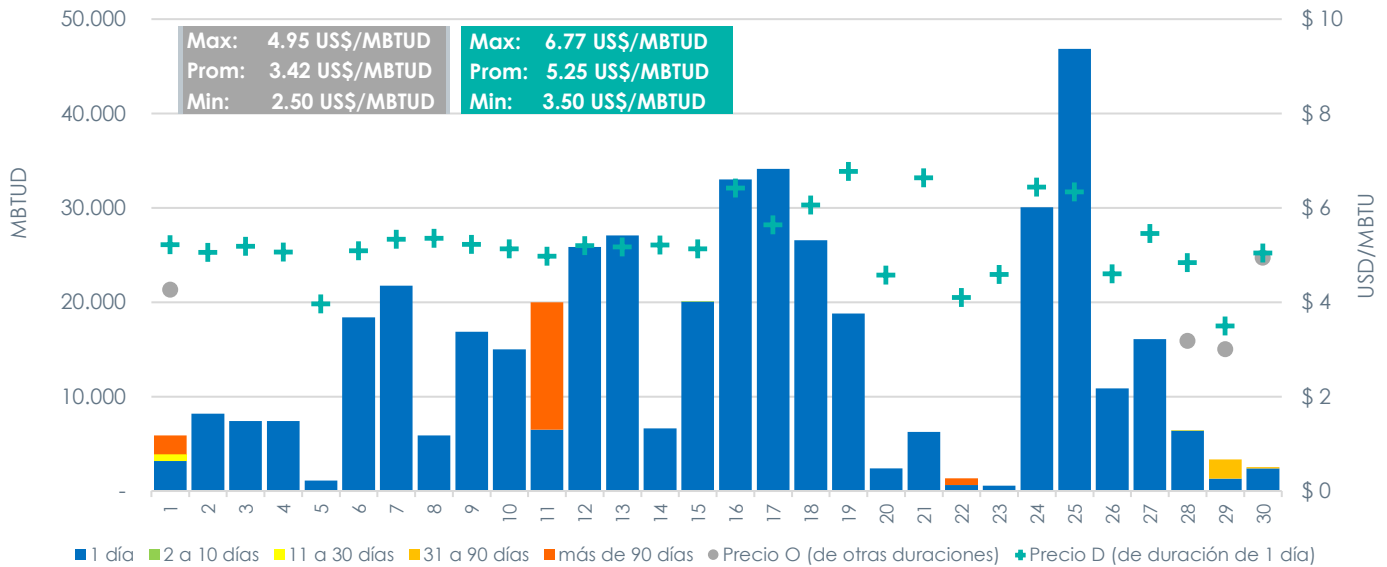
² Las plantas que se consideran en esta sección hacen parte del despacho centralizado de energía eléctrica.

IV. MERCADO SECUNDARIO

Suministro

El mercado secundario en el mes de SEPTIEMBRE registró 204 operaciones, en su totalidad negociaciones directas, siendo las de duración de **1 día**, las más transadas (192). Se presentaron precios promedio ponderados que variaron entre 3.50 US\$/MBTU (*septiembre 29*) y 6.77 US\$/MBTU (*septiembre 19*) para las transacciones de duración de **1 día**; y aproximadamente entre 2.50 US\$/MBTU y 4.95 US\$/MBTU para las transacciones de otras duraciones, mientras el promedio mensual de todas las transacciones fue de 5.15 US\$/MBTU.

Transacciones mercado secundario septiembre - Suministro



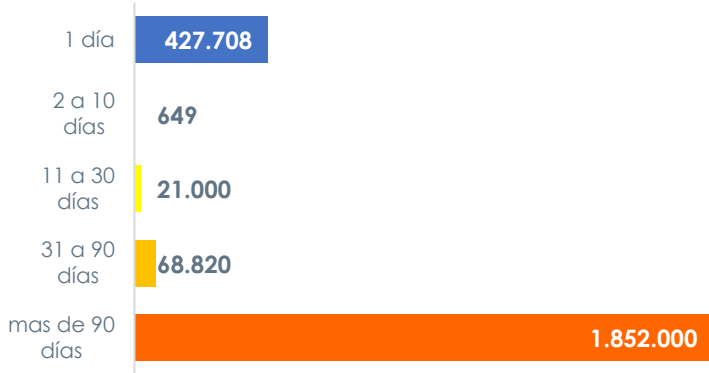
Número de operaciones en Septiembre – Suministro

Duración contrato \ Día del mes	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		
1 día	2	4	3	3	2	6	11	4	5	6	4	4	7	5	5	12	13	9	5	4	5	3	2	10	22	10	8	9	4	5	192	\$ 5,25
2 a 10 días														1														1			2	\$ 3,00
11 a 30 días	1																														1	*N.D.
31 a 90 días																												1	3	2	6	\$ 3,80
más de 90 días	1										1											1									3	\$ 2,73
TOTAL	4	4	3	3	2	6	11	4	5	6	5	4	7	5	6	12	13	9	5	4	5	4	2	10	22	10	8	11	7	7	204	\$ 5,15

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 25 de septiembre con 22 transacciones de las 204 realizadas durante el mes.

Energía asociada a las transacciones realizadas en SEPTIEMBRE – MBTU

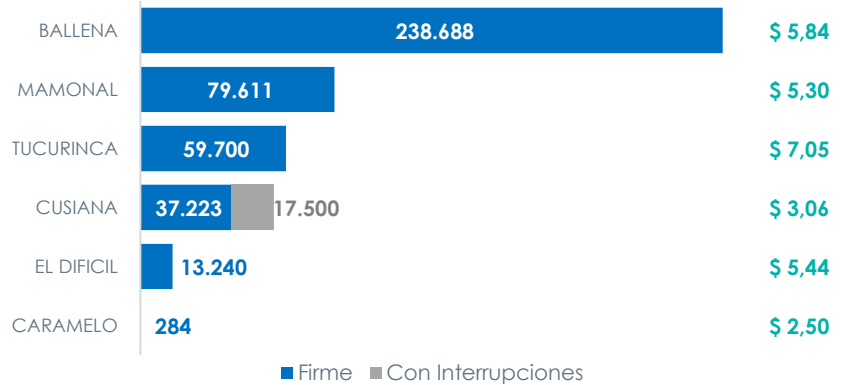


En términos de energía total asociada a la duración de los contratos de suministro registrados en el mes, las 192 transacciones de duración diaria representan el **18% (427.708 MBTU)** del volumen total transado, mientras que las 3 transacciones con duración de más de 90 días asocian el **78% (1'852.000 MBTU)**.

En comparación con las cantidades del mercado primario vigentes en el mes de SEPTIEMBRE (40.380.000 MBTU³), el mercado secundario representó el **5,87%**, y las transacciones diarias del mercado secundario un **1,06%**.

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

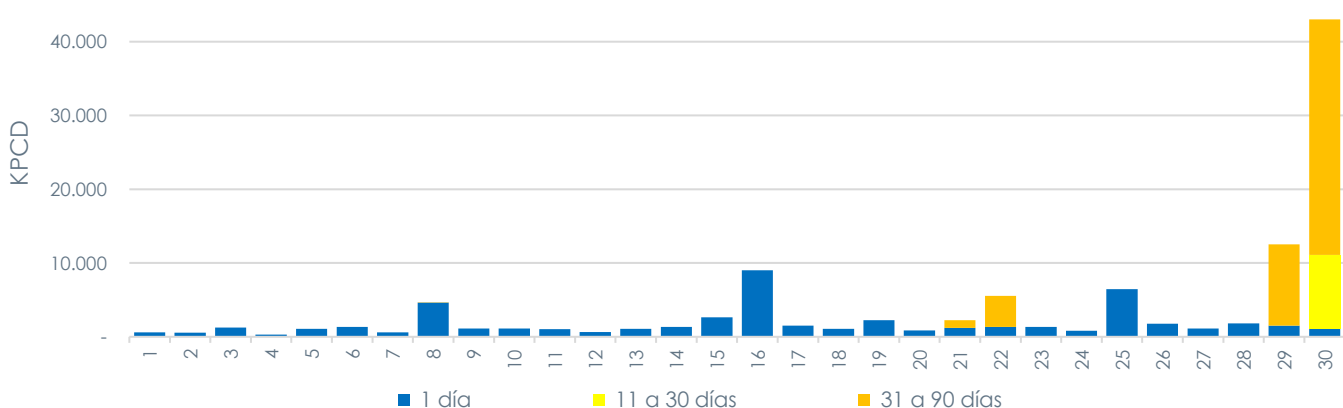
El punto con mayor cantidad de energía registrada durante SEPTIEMBRE fue BALLENA con 238.688 MBTUD. Se negociaron en su mayoría contratos de modalidad que **garantizan firmeza** (429.446 MBTUD) equivalente al 96% del total de energía negociada, mientras que la modalidad **“con interrupciones”** registró (17.500 MBTUD) únicamente en el punto de entrega Cusiana, equivalente al 4% de la energía total negociada.



TRANSPORTE

El mercado secundario de Transporte en el mes de SEPTIEMBRE registró 213 operaciones, siendo las negociaciones que asocian contratos de duración de **1 día**, las más transadas (196). Del total de transacciones, 104 se dieron bajo negociación directa y 109 se asignaron por medio de subasta (SUVCP).

Transacciones mercado secundario Septiembre - Transporte



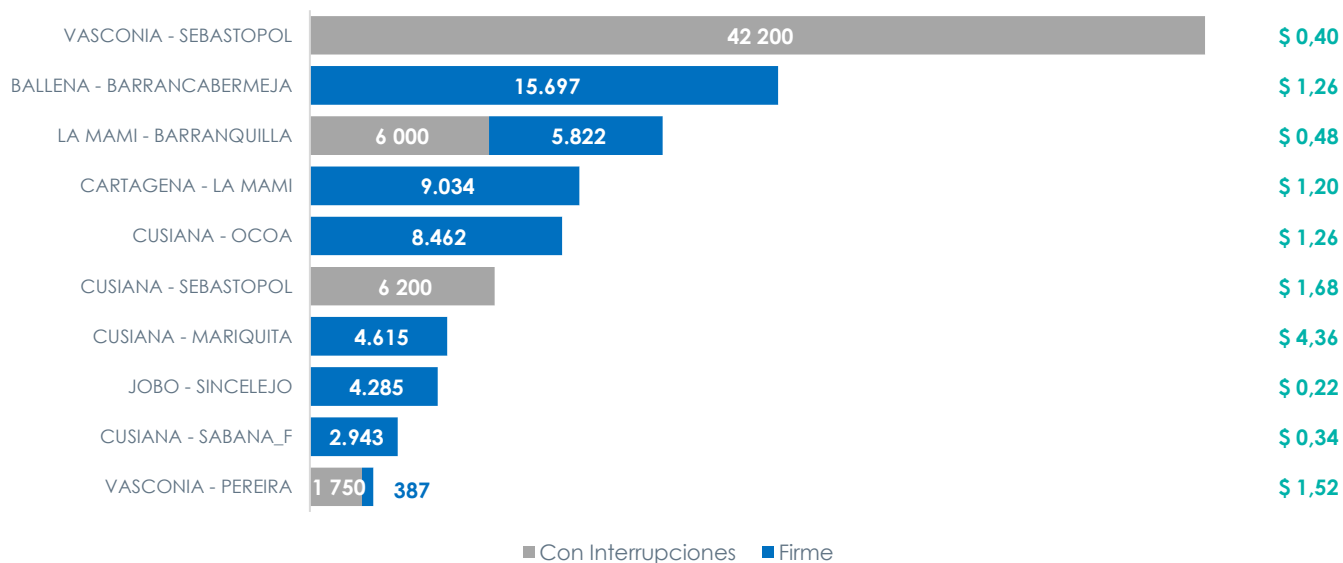
³ 40.380.000 MBTU resulta de multiplicar la energía contratada promedio diario (1346 GBTUD) por el número de días del mes

Número de operaciones en SEPTIEMBRE – 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	
1 día	5	6	7	4	5	7	5	5	7	7	6	5	6	7	7	8	7	6	6	6	7	7	6	5	8	8	8	9	9	7	196
2 a 10 días																															0
11 a 30 días																															1
31 a 90 días								1													1	1							7	6	16
más de 90 días																															0
TOTAL	5	6	7	4	5	7	5	6	7	7	6	5	6	7	7	8	7	6	6	6	8	8	6	5	8	8	8	9	16	14	213

Las capacidades transadas durante el mes presentaron un promedio de 1,754 KPCD, no obstante, para los días 29 y 30, al final del mes, se registraron 30 transacciones que asocian 55,582 KPCD, principalmente de contratos con duración promedio de 30 días, este comportamiento obedece a que algunos agentes se contratan en bloques mensuales.

Capacidades negociadas por ruta y modalidad -KPCD



Dentro del top 10 de tramos con mayor capacidad (KPCD) transada en el mes de SEPTIEMBRE se destaca el tramo VASCONIA - SEBASTOPOL el cuál asoció 42,200 KPCD en modalidad **con Interrupciones**, seguido del tramo BALLENA -BARRANCABERMEJA que asocia negociaciones en la modalidad **firme** de 15,697 KPCD, el tramo LA MAMI - BARRANQUILLA presenta un equilibrio entre las modalidades de contratación **firme** y **con interrupciones**.

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