

Sector de gas natural y transición energética ante la pandemia

Jose Luis Mojica

Analista de Investigaciones

(+57-1) 3538787 Ext. 6107

jose.mojica@corficolombiana.com

Roberto Carlos Paniagua

Analista Renta Variable

(+57-1) 3538787 Ext. 6193

roberto.paniagua@corficolombiana.com

Daniel Felipe Duarte

Analista Renta Variable

(+57-1) 3538787 Ext. 6194

daniel.duarte@corficolombiana.com

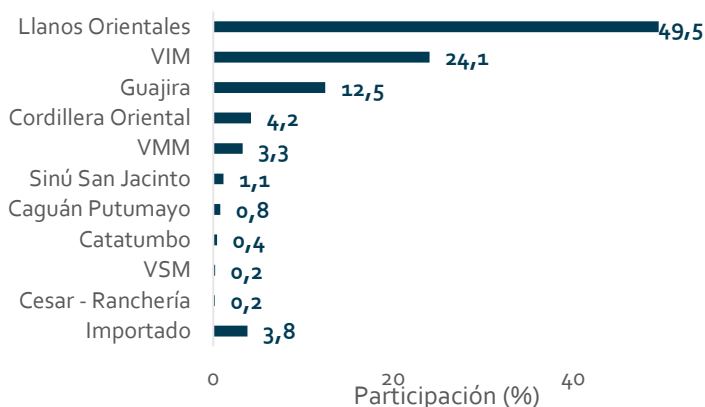
- Analizamos las implicaciones de la coyuntura actual sobre el sector de gas natural en Colombia, en donde la demanda ha disminuido al tiempo que los precios del combustible han aumentado por la devaluación, y revisamos las consecuencias para el proceso de transición energética.
- El sector de gas exhibió un desempeño sobresaliente desde el 2018. La producción comercializable alcanzó cifras récord por encima de los 1.100 millones de pies cúbicos día (mpcd) y la demanda, por su parte, ha soportado crecimientos especialmente para los sectores residencial, petrolero y de servicios.
- MinMinas está comprometido con la transformación de la matriz energética del país, asignándole un papel importante al gas natural como combustible alternativo para la generación térmica, dada la intermitencia que presentan las fuentes de energías renovables no convencionales, y la naturaleza menos contaminante de este último frente a los combustibles líquidos.
- Recientemente, la confluencia de precios internacionales de petróleo más bajos, que ha presionado fuertemente la tasa de cambio al alza, aunados a la desaceleración en la actividad económica, producto de la medida de aislamiento preventivo para contener el avance del covid-19 en Colombia, han conjugado un nuevo panorama para el sector de gas caracterizado por una menor demanda y unos precios más altos.
- En primer lugar, la demanda de gas en marzo registró una caída del 17,6% m/m debido a la desaceleración de las actividades productivas por la medida de confinamiento obligatorio, siendo la excepción el segmento de consumo residencial. Más del 80% de la demanda del sector se deterioró en dicho mes y, particularmente, el consumo industrial fue el que más contribuyó al descenso (participa con una cuarta parte del consumo total).
- Buscando garantizar este servicio público a los hogares más vulnerables, MinMinas dispuso una serie de medidas que permiten diferir a los estratos 1 y 2 el costo del consumo básico no subsidiado. Sin embargo, aunque esta medida protege el consumo de las familias de ingresos más bajos, plantea problemas de caja para las comercializadoras a la hora de diferir dichos pagos, toda vez que la regulación en sí misma no asegura que todas las empresas puedan hacerse con las facilidades de liquidez que les permitan a su vez trasladar los beneficios a sus usuarios. Para atender este contratiempo, consideramos que el gobierno puede hacer uso de los recursos del Fondo Especial de Cuota de Fomento de Gas Natural para dar creación a la línea especial de liquidez que menciona el Decreto 517.
- En segundo lugar, los componentes para la formación de los precios en boca de pozo y los cargos de transporte de gas se encuentran indexados a la TRM, lo que conlleva a incrementos en la tarifa, fruto de la devaluación reciente. Esta situación le resta competitividad al sector frente a otros combustibles como el diésel y la gasolina que, al contrario del gas, han reducido su precio.

- El deterioro de la demanda, fruto de la desaceleración económica y los precios más altos, supone una mayor vulnerabilidad para las distribuidoras por las características contractuales del suministro y transporte en firme. La mayor parte del gas suministrado está atado a estos contratos, donde productores y transportadores se aseguran el pago de un monto mensual, determinado por el cargo fijo, lo que protege sus ingresos ante caídas muy pronunciadas de la demanda, pero supone algunos problemas de liquidez para las distribuidoras.
- Asimismo, las negociaciones directas bilaterales de contratos de largo plazo de suministro se efectúan cada año conforme al cronograma que expide la CREG en junio. Allí se suscriben contratos que inician ejecución el 1 de diciembre del año en curso (o máximo un año después de esa fecha), por lo que la demanda ligada a contratos mayores a tres años no es susceptible a ser sustituida, al menos en el corto plazo.
- Nuestras perspectivas para el sector señalan un deterioro de la dinámica el resto de 1S20. Para 2S20 la recuperación estará condicionada a la duración de las medidas de confinamiento obligatorio y la velocidad con la que sectores clave, como el industrial, petroquímico y de transporte, retomen sus actividades. En consecuencia, el repunte durante este año será gradual y estará marcado por la evolución de la actividad productiva.
- De no coordinar una respuesta adecuada ante la coyuntura, el sector puede perder demanda en el largo plazo, lo que afecta transversalmente a todos los actores de la cadena de valor. La resolución 042 de la CREG propone una salida consensuada entre los actores, pero puede encontrar reticencias por parte de los transportadores y productores, toda vez que estos se aseguraron sus ingresos con contratos *take or pay* o en firme y se encuentran respaldados por garantías de contraparte.

› *A toda marcha: Buena evolución en los últimos años*

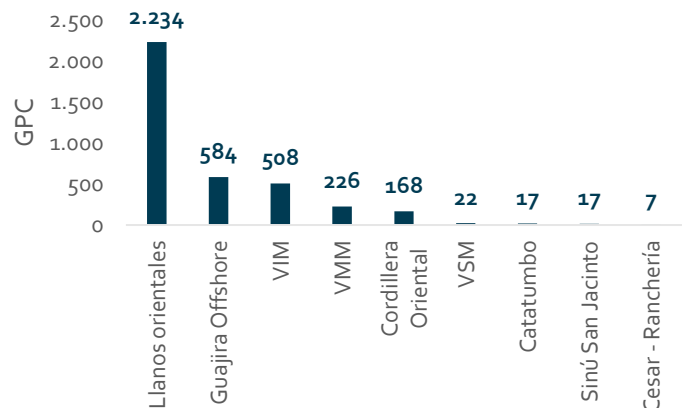
El sector de gas ha registrado un buen desempeño en los últimos dos años. El crecimiento de la demanda ha soportado el avance de la producción comercializable, que pasó de los 909 millones de pies cúbicos día (mpcd) en 2017 a los 1.068 mpcd el año pasado, con crecimientos por encima del 7%.

Gráfico 1. Composición de la producción por cuenca en 2019



Fuente: UPME.

Gráfico 2. Reservas probadas por cuenca en 2019



Fuente: UPME.

Por el lado de la oferta, la mayor cantidad del suministro proviene de los campos de Cusiana y Cupiagua en los llanos orientales, así como de la Guajira y el Valle Inferior-VIM y Medio del Magdalena-VMM (Gráfico 1). Estas cuencas, que cuentan con el 94% de las reservas probadas de gas natural en el país, representaron el 86% de la producción en 2019 (Gráfico 2). En particular, el suministro de los Llanos Orientales alcanzó los 529 mpcd, mientras que el VIM llegó a los 257 mpcd y los campos de la Guajira registraron una producción de 133 mpcd.

De forma paralela, la demanda de gas natural se ha fortalecido por el avance en los sectores residencial, petrolero y de servicios, que en conjunto pesan más del 40% del consumo. El sector petrolero, registró un aumento cercano al 0,9% en 2019, mientras que el residencial aumentó 2,2% y el terciario presentó un avance del 7,3%.

Aunque en los últimos cinco años la demanda de gas natural vehicular (GNVC) ha tenido poca dinámica, sus caídas venían desacelerándose desde 2018 impulsadas por la incorporación de vehículos a gas en la flota de transporte público y la conversión gradual de automóviles particulares. Asimismo, es un sector con buenas perspectivas de crecimiento para los próximos años, en tanto que la movilidad está migrando hacia vehículos híbridos menos contaminantes.

Entre tanto, la mayor demanda del sector residencial ha estado soportada en el crecimiento de la cobertura del servicio de gas natural. El número de usuarios ha incrementado en promedio un 5% en los últimos dos años, pasando de 8,9 a poco menos de 10 millones en el territorio nacional.

Rol del gas en la transición energética: Buscando energías más limpias

El Gobierno colombiano ha mostrado una seria intención de diversificar y robustecer la matriz energética del país, con una transición hacia energías más limpias, buscando que las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) cobren cada vez más protagonismo. Lo anterior quedó en evidencia en la pasada subasta de octubre del 2019, tras la cual se estima que, de los cerca de 23 gigavatios (GW) de capacidad efectiva neta esperada para el periodo 2022 – 2023, cerca del 12% provenga de ERNC (eólica y solar).

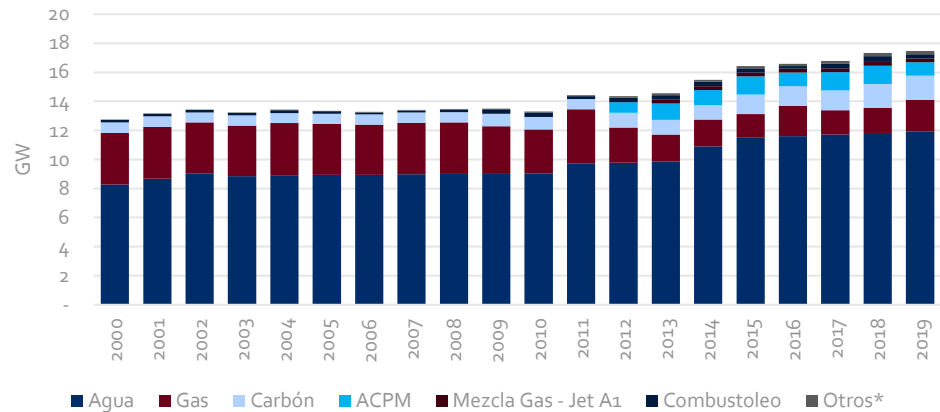
En medio de lo anterior, centrados en la generación de energía eléctrica, el gas natural como combustible para las termo eléctricas puede jugar un papel importante en dicha transición, dada la intermitencia que presentan las fuentes no convencionales y la alta participación de la generación hidráulica dentro de la matriz de generación, con aproximadamente el 68% de los cerca de 17.5 GW de capacidad efectiva neta actual del sistema.

Por su parte, las plantas térmicas, especialmente aquellas que tiene como combustible el gas o el carbón, tienen participaciones actuales cercanas al 12% y 10%, respectivamente. Por otro lado, dentro de la capacidad añadida esperada, el foco está

en renovables no convencionales, donde se estima que en el periodo 2022 - 2023 se adicionen cerca de 5 GW a la matriz energética, de los cuales cerca de 2.7 GW (51% de la capacidad adicional) provendrán de fuentes eólicas y solares, incluyendo tanto Obligaciones de Energía Firme (OEF), cómo la subasta de ERNC. Cabe mencionar que, dada la coyuntura actual del COVID-19, los proyectos de ERNC de la pasada subasta, junto a sus conexiones de red, podrían presentar atrasos en el cronograma de entrada. De igual manera, existe la posibilidad que los proyectos de la última subasta de OEF para el periodo 2022- 2023 reconfiguren sus asignaciones de energía firme, en caso de modificaciones en el escenario de demanda proyectado.

Sobre la evolución de la capacidad efectiva de generación, en el gráfico 3 se observa el reemplazo del uso gas por derivados del petróleo en las plantas de generación dual desde 2012, debido a la escasez de gas natural, ocasionando que las plantas termo eléctricas cambien su combustible principal. Es así como, en el periodo 2012 - 2019 la participación promedio del gas en la capacidad de generación ha sido del 12%, mientras que el promedio para el periodo 2000- 2011 fue del 26%.

Gráfico 3. Evolución Capacidad Efectiva Neta

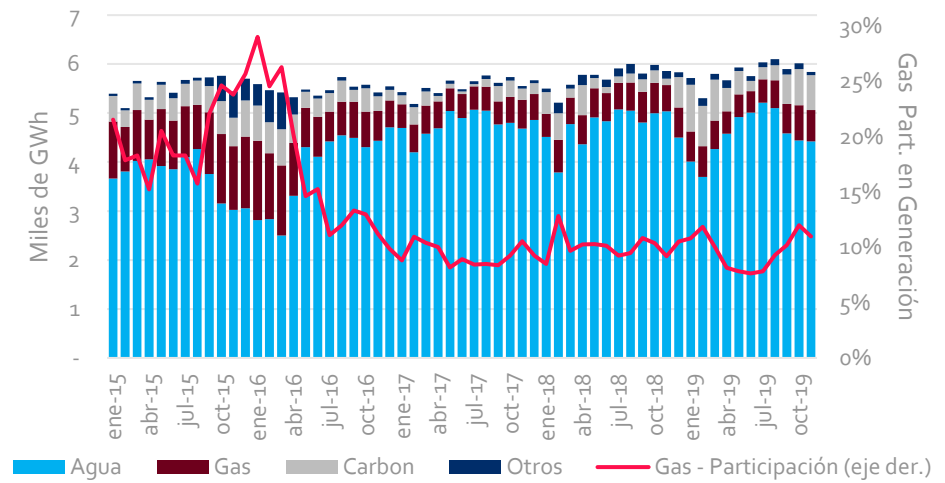


Fuente: Paratec XM. Cálculos: Corficolombiana. * Bagazo, Biomasa, Jet-A1, Solar, Viento.

Respecto a la participación de diferentes combustibles en la generación de energía, la confiabilidad del sistema está ampliamente ligada a las condiciones hidrológicas y el “mix” de generación del país depende de los fenómenos climatológicos. En la gráfica 4 se muestra el fuerte efecto que tuvo el fenómeno de “El Niño” en el periodo 2015 – 2016, donde la disponibilidad de recursos hídricos se vio disminuida significativamente, tocando su mínimo en marzo del 2016, con una generación mensual de 2.503 gigavatios – hora (GWh), equivalentes al 46% de la generación del mes. Por su parte, el despacho térmico registró un incremento marcado, donde el gas mostró un aumento importante, llegando a participar hasta del 29% de la generación total dentro del periodo en análisis.

Por su parte, buscando mitigar el impacto de la variabilidad hidrológica y procurando garantizar la confiabilidad del sistema en periodos de escasez, el regulador creó el mecanismo de confiabilidad en el 2006 (Resolución CREG 071-2006), llamado Cargo por Confiabilidad, el cual busca incentivar la inversión en recursos de generación eléctrica, que permiten garantizar la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento.

Gráfico 4. Generación por tipo de tecnología



Fuente: UPME. Cálculos: Corficolombiana. Otros: ACPM, Bagazo, Combustóleo, Jet-A1, Solar, Viento. Cifras a noviembre 2019.

En línea con lo anterior, en la última subasta de asignación de OEF, relacionado con el Cargo por Confiabilidad para el periodo 2022 – 2023, realizada en febrero del 2019, las plantas térmicas tuvieron asignaciones por 72,68 GWh/día, participando del 44% de las asignaciones totales de dicha subasta, de los cuales 30,75 GWh/día fueron para plantas nuevas y especiales (Tabla 1).

Sin embargo, acorde a información pública, los complejos Termocaribe 1 y 3, y Termosolo 1 y 2, podrían hacer la conversión de diésel a GLP (derivado del petróleo) como combustible base para prender sus unidades y entregar energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN), mostrando la competencia que tiene el gas natural en la generación térmica, al poder ser sustituido por combustibles líquidos en el portafolio de generación.

Otro tema importante es la contaminación y la producción de toneladas de CO₂, donde los sustitutos del gas en tecnologías duales pueden ser más contaminantes. Desde esta óptica, las plantas térmicas duales a gas podrían considerar otros combustibles sustitutos del gas como un recurso de última instancia y no como el combustible principal en el proceso de generación térmica.

Tabla 1. Plantas Térmicas nuevas y especiales con Asignaciones de OEF 2022 - 2023

Planta	Capacidad Efectiva Neta (MW)	OEF (GWh / día)	Ubicación
Ampliación Termovalle	40,02	5,47	Valle del Cauca
El Tesorito	200	4,56	Córdoba
PW - Con3	150	2,88	Córdoba
Termosolo1	148	2,84	Valle del Cauca
Termosolo2	80	1,54	Valle del Cauca
Termo YopalG3	50	1,14	Casanare
Termo YopalG4	50	1,14	Casanare
Termo YopalG5	50	1,14	Casanare
TermoEBR (Estación Rubiales)	19	0,37	Meta
TermoProyectos (Estación Jaguey)	19	0,37	Meta
TermoCaribe1	150	2,88	Bolívar
TermoCaribe3	42	0,81	Bolívar
Candelaria	241	5,61	Bolívar
Total	1.240	3,75	

Fuente: XM. Resultados generales subasta OEF 2022 2023.

› Punto de inflexión en el 2020: Deterioro reciente

Recientemente, la confluencia de precios internacionales de petróleo más bajos, que ha presionado fuertemente la tasa de cambio al alza, aunados a la desaceleración en la actividad económica, producto de la medida de aislamiento preventivo para contener el avance del covid-19 en Colombia, han conjugado un nuevo panorama para el sector de gas caracterizado por una menor demanda y unos precios más altos.

Menor demanda por desaceleración económica

En primer lugar, las medidas de confinamiento obligatorio para contener el coronavirus han ido en detrimento de la demanda de gas de sectores clave como el industrial, petroquímico y térmico. El aislamiento preventivo decretado por el gobierno nacional desde el 25 de marzo hasta el 27 de abril ha puesto en jaque a la economía al punto de debilitar significativamente la demanda de gas, dejándola con un descenso del 17,6% m/m en marzo y de más del 20% un mes más tarde (Gráfico 5). Los sectores que más restaron al crecimiento fueron el industrial con -4,7 puntos porcentuales (p.p.), seguido del petroquímico (-4,1 p.p.) y térmico (-3,2 p.p.).

En efecto, las actividades industriales, que representan el 24,9% del total de la demanda, tuvieron un retroceso del orden del 18,8% m/m en su consumo. Sin embargo, las caídas más pronunciadas han venido por cuenta del gas natural vehicular, en cuyo caso el descenso fue del 24,7% m/m, y el sector petroquímico, con un retroceso del 24% m/m.

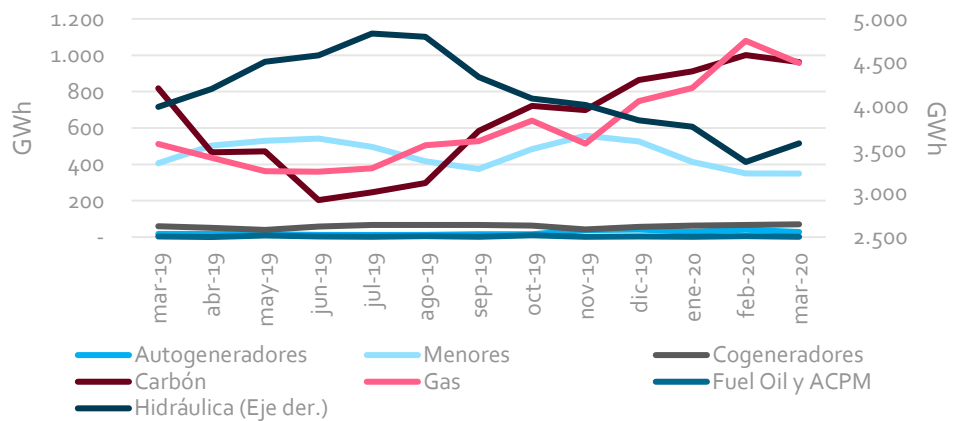
Gráfico 5. Demanda de gas natural en marzo



Fuente: Gestor del Mercado de Gas Natural.

A propósito de la demanda del sector térmico, actualmente, respecto a la predicción climática, acorde al boletín energético de XM publicado el 3 de abril, existen mayores probabilidades de permanecer en condiciones neutrales (80% de probabilidad) para el trimestre marzo, abril, mayo, frente a condiciones climáticas asociadas con “El Niño” (20% de probabilidad).

Gráfico 6. Generación SIN



Fuente: XM.

En línea con lo anterior, sobre la coyuntura reciente de generación, es habitual que, bajo condiciones normales de hidrología, las plantas térmicas tengan menor actividad y que en muchas ocasiones se consideren como plantas de respaldo, sin que sean necesarias en condiciones de demanda base sino en periodos de estrés para el sistema de generación. Por el contrario, como se observa en el gráfico 6, cuando se registra una reducción gradual en la generación hidráulica, como la presentada desde agosto del 2019, la generación térmica, principalmente gas y carbón, muestran un repunte

paulatino. De esta manera, es probable que, desde mediados de abril - mayo, cuando se esperan mayores lluvias, se invierta de nuevo la dinámica y la generación hidráulica repunte gradualmente.

En contraste, el consumo residencial se ha visto incentivado por la mayor propensión de los hogares a utilizar gas natural en medio del confinamiento obligatorio. No obstante, este repunte ha sido marginal en la medida que esta demanda apenas representa un 15% del total y está altamente concentrada en los estratos 1 y 2, los más vulnerables al choque actual.

En aras de garantizar la prestación del servicio de gas a las familias más vulnerables, MinMinas dispuso que las empresas comercializadoras podrán diferir por un plazo de hasta 36 meses el costo del consumo básico que no sea subsidiado a usuarios residenciales de los estratos 1 y 2 en los próximos dos periodos de facturación, sin que se pueda trasladar a los hogares ningún tipo de interés (Decreto 517 del 4 de abril de 2020). Además, el Decreto 059 estipuló que todos los comercializadores de gas combustible deben ofrecer, a los usuarios residenciales de estratos 1 al 4, opciones de pago diferido para sus facturas.

La medida es de obligatorio cumplimiento para las empresas que logren tomar una línea de liquidez a una tasa de interés nominal de 0%, con una entidad financiera, multilateral o bilateral, por el mismo plazo al que se difiere el cobro, con la posibilidad de hacer uso de garantías que contemplan la cesión de la porción no subsidiada de las facturas y los subsidios causados por la prestación del servicio (Tabla 2). Adicionalmente, declaró que las empresas comercializadoras deberán ofrecer un descuento de mínimo el 10% sobre el valor no subsidiado a los hogares de dichos estratos que hagan el pago oportunamente.

El Decreto 517 además abrió la posibilidad de asignar los subsidios de manera anticipada a las empresas comercializadoras, teniendo en cuenta las proyecciones basadas en los montos históricamente registrados y sujeto a la disponibilidad presupuestal del MinMinas. Este mecanismo lo encontramos muy acertado en cuanto a que permea liquidez a las empresas que atienden los estratos 1, 2 y 3.

Sin embargo, aunque esta medida protege el consumo de las familias más vulnerables y asegura que el segmento residencial no se deteriore, plantea problemas de caja para las comercializadoras a la hora de diferir las facturas de estos estratos. Por un lado, el decreto solo permite aplazar los cargos por consumo, dejando de lado los demás cargos que contemplan el transporte, la distribución y en algunos casos la reconexión del servicio de gas. En el caso en que una empresa logre aplicar a la línea de crédito, solo puede diferir una parte de la tarifa de los hogares que atiende.

De otro modo, la regulación en sí misma no asegura que todas las comercializadoras puedan hacerse con las facilidades de liquidez que les permitan a su vez trasladar los

Tabla 2. Decreto 517 del MinMinas

	Consumidores	Empresas
¿Quiénes?	Hogares de estratos 1 y 2	Comercializadores de gas a usuarios residenciales de estratos 1 y 2
¿Qué?	(1) Podrán diferir pago de consumo hasta 36 meses (2) Podrán optar por un descuento del 10%	(1) Diferir el costo de consumo no subsidiado hasta 36 meses (2) Aplicar mínimo el 10% de descuento a hogares que paguen oportunamente (3) Recibir subsidios de estratos 1, 2 y 3 de manera anticipada
Requisitos	(1) No tiene (2) Realizar el pago oportunamente	(1 & 2) Optar por una línea de crédito a 36 meses con 0% de interés nominal. Para ello MinMinas les permite utilizar como garantías: - La cesión de la porción no subsidiada de las cuentas por cobrar o facturas debidas por los usuarios de cualquier estrato. - Los subsidios causados o que vaya a recibir por la prestación del servicio. - Cualquier otro tipo de garantía suficiente para la entidad financiera, multilateral o bilateral que ofrezca la línea de liquidez. (3) Sujeto a disponibilidad de caja del MinMinas

Fuente: MinMinas.

beneficios a sus usuarios, toda vez que no estipula las particularidades para la creación de la línea en cuestión. En particular, el Decreto 574 del 15 de abril solo abre la posibilidad de que el Fondo Empresarial de la Superintendencia de Servicios Públicos otorgue créditos a las empresas de servicios públicos domiciliarios con participación mayoritariamente pública. Además, si bien el Decreto 517 plantea que puede usarse la porción no subsidiada de las cuentas por cobrar para la constitución de garantías, el hecho de que hay un riesgo alto de cartera para los estratos más bajos, a causa del alto grado de impago del servicio de gas en estos segmentos, le resta viabilidad a este instrumento.

Para atender este contratiempo, consideramos que el gobierno puede hacer uso de los recursos del Fondo Especial de Cuota de Fomento de Gas Natural para dar creación a la línea especial de liquidez. Este fondo es administrado y manejado por MinMinas, por un monto que se aproxima a los 300 mil millones de pesos, y se sirve de los aportes de la cuota de fomento (3,0% sobre el valor de la tarifa que se cobra por el gas, objeto del transporte, efectivamente realizado). Aun cuando su finalidad es promover y cofinanciar proyectos dirigidos al desarrollo de infraestructura de transporte y distribución para la conexión de los usuarios de menores ingresos, bajo la actual coyuntura puede ser un instrumento útil para darle liquidez a las comercializadoras de gas natural de los segmentos residenciales más vulnerables.

Mayores precios del gas por devaluación

En segundo lugar, los componentes para la formación de los precios en boca de pozo y los cargos de transporte de gas se encuentran indexados a la TRM, lo que conlleva a incrementos en la tarifa, fruto de la devaluación reciente. Esta situación le resta competitividad al sector frente a otros combustibles como el diésel y la gasolina que, al contrario del gas, han reducido su precio.

En cuanto a los precios en boca de pozo, la fórmula para la actualización de los contratos de suministro bajo las modalidades firme, firme al 95% (CF95), de firmeza condicionada

y opción de compra, que se hace el primero de diciembre de cada año, contempla el promedio ponderado por cantidades de los precios de los contratos firmes (a nivel nacional o de una fuente en particular según sea el caso), el promedio de los precios de cierre del WTI y el IPP de los EEUU publicado a noviembre¹. En particular, el primer parámetro está expresado en dólares por millón de BTU (*British Thermic Unit*) mientras que el segundo en dólares por barril, lo que deja los precios supeditados completamente a las volatilidades del tipo de cambio.

Por su parte, los cargos que remuneran el servicio de transporte están condicionados a las tarifas máximas que fija la CREG para los distintos tramos en los cuales se dividen los gasoductos, de forma que el costo de transporte es proporcional a la distancia entre la fuente de producción y el punto de salida en el Sistema Nacional de Transporte (SNT). La tarifa remunera el valor de la inversión que hace el transportador, los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) más una rentabilidad. La actualización de las parejas de cargos regulados se realiza anualmente basada en el IPP de los EEUU, toda vez que están denominados en dólares por miles de pies cúbicos (kpc), y de los cargos fijos que remuneran los gastos AOM con el IPC reportado por el DANE².

Es de mencionar que, por ser la actividad de transporte de gas un monopolio natural, la CREG debe entrar a establecer los cargos máximos que pueden aplicar las empresas por este servicio público. De haber competencia en este mercado, los proyectos para la ampliación de la infraestructura de gasoductos en el país serían inviables financieramente, lo que obliga a la regulación a garantizar la prestación del servicio, estableciendo límites máximos para las tarifas en aras de proteger al consumidor final. Actualmente, los jugadores más importantes de este mercado son TGI, que administra gran parte del subsistema del interior, y Promigas, que se encarga de prestar el servicio en el subsistema del caribe.

Así las cosas, los mayores precios del gas por el incremento en las tarifas de suministro y transporte en pesos supone una menor competitividad que puede significar un mayor deterioro de la demanda, especialmente para las distribuidoras. En el sector de transporte, la sustitución de GNVC por alternativas en gasolina puede ser muy rápida, considerando que las cotizaciones internacionales de crudo se encuentran en mínimos históricos. En el sector industrial, no prevemos que haya una pérdida de demanda en el corto plazo por la sustitución con otros combustibles. Sin embargo, de mantenerse el precio del gas en niveles altos por la devaluación en un horizonte de tiempo más amplio, las plantas industriales pueden tener incentivos a adecuar sus complejos para el uso de alternativas como el GLP.

Los productores y transportadores, entre tanto, no presentan un grado de vulnerabilidad tan alto por la naturaleza de los contratos a largo plazo en el mercado primario. Según

¹ Resolución CREG 114 de 2017.

² Resolución CREG 126 de 2010.

el informe más reciente del Gestor del Mercado de Gas, la mayor parte del gas suministrado está atado a contratos en firme que aseguran el pago de un monto mensual, determinado por el cargo fijo (Tabla 3). Esto protege los ingresos de los vendedores de suministro y transporte de gas ante caídas muy pronunciadas de la demanda, pero supone algunos problemas de liquidez para las distribuidoras. En el mercado no regulado el 76% de la demanda está atada a contratos firmes, mientras que en el mercado regulado la cifra asciende al 93% (Gráfico 7).

Asimismo, las negociaciones directas bilaterales de contratos de largo plazo de suministro se efectúan cada año conforme al cronograma que expide la CREG en junio. Allí se suscriben contratos que inician ejecución el 1 de diciembre del año en curso (o máximo un año después de esa fecha), por lo que la demanda ligada a contratos mayores a tres años no es susceptible a ser sustituida, al menos en el corto plazo.

¿A quién afecta el choque actual? Apalancamiento en contratos con modalidad en firme

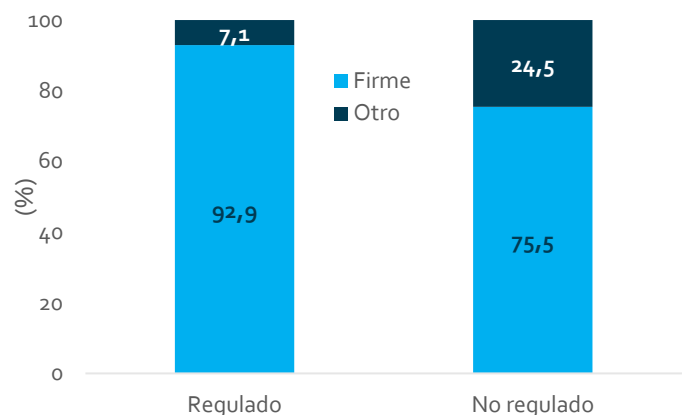
A raíz de las medidas de mitigación adoptadas para frenar la propagación del virus, la demanda local de energía se ha visto enormemente deprimida, en principio, afectando en general a todo el eslabón de la cadena de valor del sector. La volatilidad en el precio del gas (mercado spot) se traducirá en una menor rentabilidad para los productores-comercializadores dependiendo del movimiento que tenga, en especial, aquellos que se encuentren apalancados operativamente con un alto nivel de costos fijos. Además, el menor recaudo por cuenta de menor demanda, así como el posible aumento en impagos de usuarios regulados (deteriorando la cartera por cobrar) afectaría a los distribuidores. Como ya mencionamos, en el corto plazo, la fuerte devaluación del peso podría restarle competitividad al combustible y, sumado al efecto de la desaceleración de la actividad productiva, la menor demanda afectará tanto productores como transportadores y distribuidores de gas, no obstante, algunos más que otros.

Tabla 3. Suministro de gas en el mercado primario en marzo

	Gas contratado		Precio promedio
	(GBTUD)	(%)	(USD/MBTU)
Con interrupciones	392	31	4,90
Contingencia	10	1	4,47
Firme	301	24	4,67
Firme al 95%	413	33	4,06
Firmeza condicionada	19	2	2,89
Opción de compra	21,5	2	6,17
Otras	12	1	4,73
Take or pay	76	6	3,86
Total	1.245	100	4,45

Fuente: UPME.

Gráfico 7. Composición de la demanda por modalidad de contrato



Fuente: UPME.

En este sentido, mediante la resolución CREG 042, el gobierno pretende alivianar la carga al sector, permitiéndoles a los compradores y vendedores del mercado primario y secundario, mediante mutuo acuerdo, negociar precio y cantidades de los contratos de suministro de gas. Esta resolución aplica para los contratos que se encuentren actualmente en ejecución, o que inicien su ejecución antes del 30 de noviembre de 2020 y cobija las siguientes modalidades de contratos:

- Firme al 95% - CF 95
- Suministro C1
- Suministro C2
- Firmeza condicionada
- Opción de compra de gas

En la medida también se incluyen aquellos contratos que se encuentren vigentes y en actual ejecución bajo el formato *take-or-pay* (pague lo contratado). Mediante esta modalidad de contratación de suministro, así como bajo contratos firme al 95%, y firmeza condicionada, los contratos se estructuran con horizontes de largo plazo, donde el vendedor (productor) de gas le asegura suministro de gas en firme a un usuario no regulado, y este por otro lado, remunera al productor pagándole un porcentaje del suministro pactado. Los productores, bajo este esquema, aseguran la permanencia de sus clientes, cuyos requerimientos de gas son relativamente altos y estables, y generan una especie de cobertura parcial ante el movimiento en el precio de la materia prima. Adicionalmente, no hay cambios en la contabilidad, ni en el registro de las reservas en el balance de los productores, en tanto que aseguran precios fijos a largo plazo.

Tabla 4. Gas contratado en marzo– modalidad en firme (GBTUD)

Sector de consumo	Cantidad (GBTUD)	% Participación - Cantidad	Precio promedio ponderado (USD/MBTU)
Industrial	314,8	37,9%	3,7
Generación Térmica	203,7	24,5%	4,48
Residencial	189,1	22,8%	4,98
GNVC	65,1	7,8%	3,46
Comercial	30,4	3,7%	4,7
Otros	19,7	2,4%	4,2
Refinería	7,3	0,9%	4,37
Petroquímica	0,4	0,0%	ND
Total	830,5	100,0%	4,22

Fuente: Sistema Electrónico de Gas.

Por el lado de los usuarios no regulados, estos se benefician en la medida en que sus márgenes no se ven afectados por los movimientos del precio spot del gas, mientras aseguran al mismo tiempo un suministro de gas en firme para llevar a cabo sus operaciones respectivas.

No obstante, ante la coyuntura actual, es de esperarse que algunos usuarios no regulados del sector industrial, petroquímico, refinerías y generadores térmicos (Tabla 4), como consecuencia de una disminución abrupta en la actividad económica, no demanden gas. Sin embargo, al tener oferta comprometida en firme con productores, deben pagar por este mensualmente, aun si su requerimiento de gas es nulo. En este escenario, los distribuidores y los usuarios no regulados que compren gas en el mercado primario están asumiendo un costo fijo por el combustible, mientras, los productores y transportadores aseguran un ingreso fijo de venta pactado en los contratos de suministro y capacidad de transporte.

En el mes de marzo, el 67% del total de la oferta de gas se contrató mediante algún tipo de contrato con modalidad en firme (Gráfico 8), siendo el mercado del interior, el de mayor exposición. Frente a esto, preocupa que el sector industrial, seguido por los generadores termoeléctricos y el sector residencial, son los más expuestos (Gráfico 8). Si bien, la participación del sector residencial correspondió al 22,8% del total de gas contratado bajo la modalidad en firme, el precio ponderado promedio resultó siendo el más alto dentro todos los sectores de consumo de gas. Esto sin duda, podría resultar en mayores pérdidas para los distribuidores en caso tal que se genere una oleada de impagos por parte de los consumidores (usuarios regulados) de gas domiciliario.

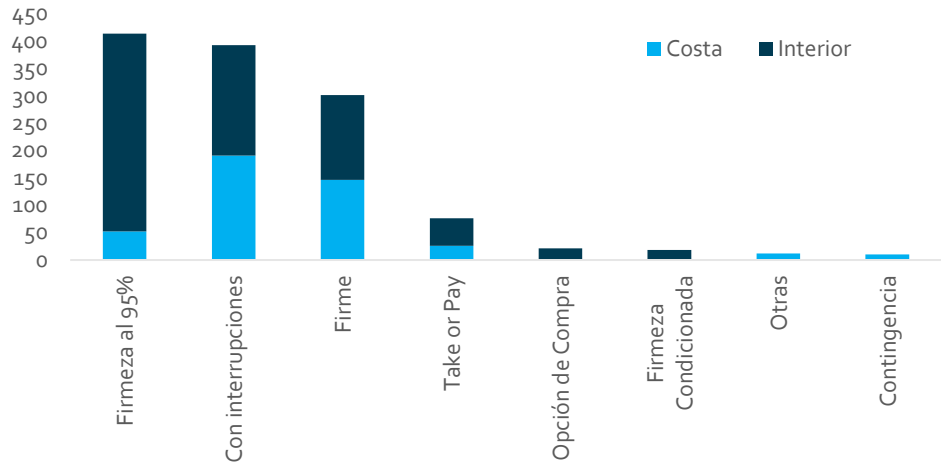
Por otro lado, si bien los usuarios no regulados que contraten bajo esta modalidad tienen hasta 12 meses para tomar el gas, la liquidación se genera mensualmente. Como consecuencia, se pueden producir casos de impago por falta de liquidez. En cuanto a los productores, las disposiciones contractuales los blindan en cierta medida, donde en los contratos de esta índole, usualmente se fijan garantías de contraparte, que en su mayoría tienden a ser liquidadas. En algunos casos como en Canacol, las mencionadas garantías podrían llegar a cubrir entre uno y tres meses de la oferta de gas en contrato.

Según datos del gestor del mercado de gas, la oferta comprometida en firme en abril fue de 815,3 GBTUD (Gráfico 9), lo cual representa un descenso respecto a marzo de 1,9%, no obstante, no refleja una disminución acorde con la pérdida de la demanda. Bajo este esquema de contratación, la oferta comprometida se encuentra liderada en abril por Ecopetrol, seguido de Canacol (Geo Production Oil & Gas pertenece a Canacol) y Chevron.

En cuanto al mercado secundario, siguiendo las disposiciones adoptadas por el gobierno, el decreto también permite la modificación de los contratos de suministro resultantes de los mecanismos de negociación directa en este mercado. Esta resolución cubre los contratos suscritos bajo las modalidades firmes o que garantice firmeza, firmeza condicionada, opción de compra de gas y opción de compra de gas contra exportaciones y contingencias. En este caso, a diferencia del mercado primario, el 100%

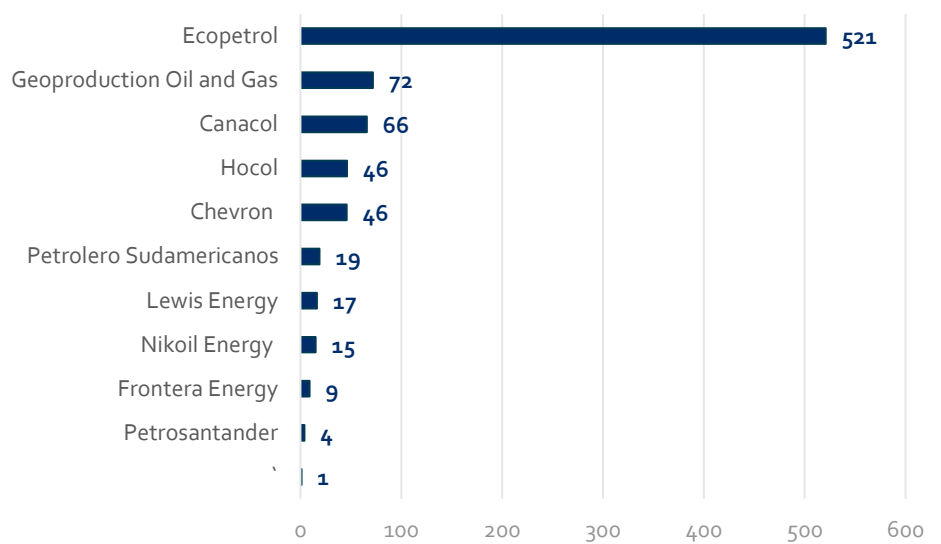
de los contratos que se observaron en el mes de marzo son de modalidad en firme (Tabla 5). Por otro lado, como es de esperarse los precios reflejados en las negociaciones de contratos en el mercado secundario son sustancialmente mayores (9%) que los precios del mercado primario, y muy por encima del precio de referencia Henry Hub.

Gráfico 8. Gas contratado en la costa y el interior (GBTUD)



Fuente: Gestor del mercado de gas natural.

Gráfico 9. Oferta comprometida en firme en Abril (GBTUD)



Fuente: Gestor del mercado de gas natural.

Tanto para el mercado primario como para el mercado secundario, las cantidades que resulten liberadas como resultado de las negociaciones de mutuo acuerdo, pueden ser comercializadas por negociaciones directas o a través de las disposiciones contractuales disponibles según la resolución CREG 114 de 2017. Así mismo, aquellos productores de

gas natural que hayan destinado parte de su producción para consumo propio, las podrán comercializar bajo los mismos términos.

Tabla 5. Suministro del mercado secundario – (cantidades y precios)

Punto de entrega	Modalidad	Número de transacciones	Cantidad (MBTUD)	Min. de precio (USD/MBTU)	Máx. de precio (USD/MBTU)	Precio Promedio Ponderado (USD/MBTU)
Ballena	Firme	20	85.854	3,50	7,70	5,74
Barrancabermeja	Firme	9	2.684	6,00	6,00	6,00
Bullerengue	Firme	3	4.500	4,20	4,20	4,20
Cusiana	Firme	116	54.090	2,40	6,20	3,66
Jobo	Firme	1	2.000	ND	ND	ND
Mamonal	Firme	57	144.268	4,10	6,50	5,34
Mariquita	Firme	12	3.981	5,60	5,60	5,60
Otros	Firme	2	530	14,20	14,20	14,20
Sebastopol	Firme	1	1.000	ND	ND	ND
Tucurínca	Firme	2	6.000	5,70	5,95	5,83
Total		223	304.907	2,40	14,20	4,60

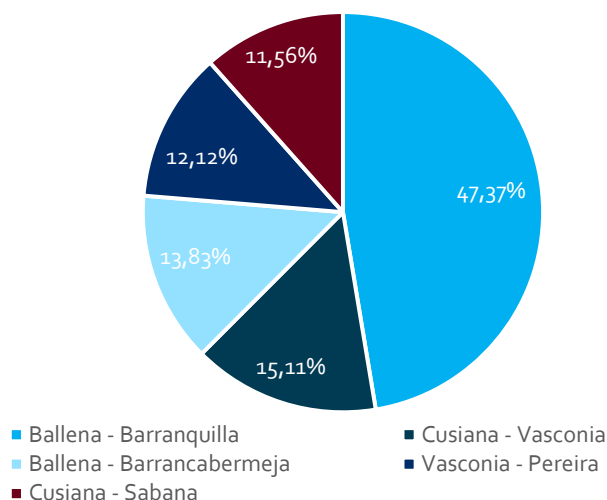
Fuente: Sistema Electrónico de Gas.

Sobre el segmento de transporte de gas, los agentes que actualmente tengan suscritos contratos de capacidad de transporte vigente, y se encuentren en ejecución o que inicien ejecución antes del 30 de noviembre de 2020, podrán, al igual que los contratos de suministro de gas, modificar la capacidad contratada. En este caso, bajo mutuo acuerdo, el cambio corresponde a la pareja de cargos regulados aplicados para la capacidad de transporte durante el periodo comprendido en la regulación.

Las rutas con la capacidad de transporte más contratadas en el mes de marzo fueron el tramo Barranquilla – La Mami, con una capacidad convenida de 528.209 KPCD a un precio promedio ponderado de 0,83 USD/KPC, seguida por la ruta Barranquilla – Cartagena con una capacidad contratada en este mismo mes de 526 KPCD con un precio promedio de 0,72 USD/KPC. Estas rutas conjuntamente representaron en marzo el 20,5% del total de capacidad de transporte ofertada.

Por otro lado, en el mercado secundario de transporte, al igual que sucede con los contratos de suministro en el mercado secundario, el 100% de los contratos siguen la modalidad en firme. Los tramos más contratados en marzo correspondieron a la ruta Ballena – Barranquilla, seguida por el tramo Ballena – Barrancabermeja (Gráfico 10), donde algunos de los productores más importante del país tienen clientes del sector petroquímico e industrial, lo cual genera preocupación frente a la desaceleración económica de estos consumidores.

Gráfico 10. Participación capacidades negociadas por ruta (mercado secundario)



Fuente: Gestor del mercado de gas.

Finalmente, toda modificación de contrato bien sea de suministro o capacidad de transporte, que se haya acordado bilateralmente, debe ser registrada en el gestor del mercado antes del 22 de abril. Así mismo, cualquier término negociado, que trae beneficios para los productores, transportadores o comercializadores, tiene que ser trasladado al usuario final (bien sea usuario regulado, o no regulado). Es decir, los acuerdos de cambio de precio y volumen de suministro no pueden traducirse en un mayor costo en la prestación del servicio.

Tabla 6. Resolución CREG 042 y 057 de 2020

Actividad	Medida
Suministro	Actores del mercado primario y secundario podrán modificar contratos, en términos de cantidades y precios, de mutuo acuerdo.
	Aplicará para todos los contratos de suministro en ejecución o que inicien su ejecución antes del 30 de noviembre de 2020
	Las cantidades y los precios que se acuerden podrán variar mensualmente.
Transporte	Se podrán modificar los contratos en firme, firme al 95%, C1, C2, de firmeza condicionada y opción de compra en el mercado primario.
	Se podrán modificar los contratos en firme, de firmeza condicionada, opción de compra, de contingencia u opción de compra contra exportaciones en el mercado secundario.
	Producción antes declarada para consumo propio puede comercializarse, con previo registro y publicación en el BEC. Podrán modificar de mutuo acuerdo las capacidades contratadas y determinar las parejas de cargos regulados aplicables hasta el 30 de noviembre de 2020.
Facturación	Aplica para todos los contratos de capacidad firme de transporte.
	Se podrá facturar bimestralmente el suministro, el transporte y la distribución de gas natural. El vencimiento de la factura será el que acuerden las partes. En caso de no llegar a un mutuo acuerdo, será el cuarto día hábil posterior a la entrega de la misma.

Fuente: CREG.

› *Perspectivas 2020: Recuperación condicionada*

La demanda de gas natural en marzo presentó una profunda caída, marcando la que fue la dinámica del resto del 1S20. Hasta junio la desaceleración económica le pasó factura al sector, dejando sendas caídas en el consumo del orden de dos dígitos, que fueron disminuyendo su profundidad por el relajamiento en las medidas de confinamiento en las últimas semanas.

Para el 2S20, la recuperación estará condicionada a la duración de las medidas de confinamiento obligatorio y la velocidad con la que sectores clave, como el industrial, petroquímico y de transporte, retomen sus actividades. En consecuencia, el repunte durante este año será gradual y estará marcado por la evolución de la actividad productiva. Es importante además no perder de vista el efecto negativo que supone una marcada devaluación para el sector. De mantenerse el precio del gas en niveles altos, el sector se arriesga a perder competitividad en el mediano plazo con otro tipo de combustibles.

Por otro lado, la repartición de las pérdidas entre los actores del mercado de gas está supeditada a los arreglos que haga la CREG para mitigar el efecto en los distribuidores, quienes en principio son los más afectados. La resolución 042 propone una salida consensuada entre los actores, pero puede encontrar reticencias por parte de los transportadores y productores, toda vez que estos se aseguraron sus ingresos con contratos *take or pay* o en firme y se encuentran respaldados por garantías de contraparte.

Aunque la medida le da margen de maniobra a los privados para que puedan reaccionar de manera conjunta a la caída de la demanda por la desaceleración y los mayores precios, rescatamos que las obligaciones contractuales imponen una mayor exposición en la actividad de distribución y blindan a los productores y transportadores, por lo que la reconfiguración de los contratos puede encontrar un obstáculo en estos últimos por la reticencia a cambiar las reglas de juego actuales.

De no coordinar una respuesta adecuada ante la coyuntura, el sector puede perder demanda en el largo plazo, lo que afecta transversalmente a todos los actores de la cadena de valor. Además, la sustitución del gas por combustibles líquidos puede retrasar el proceso de transición energética que ha planteado MinMinas con la Misión de Transformación Energética.

Finalmente, la desaceleración en la demanda de gas significará un menor dinamismo de las actividades de exploración y producción de cinco campos con vocación de gas natural adjudicados en las cuencas de la Guajira Offshore y el Valle Inferior del Magdalena, mediante el Proceso Permanente de Asignación de Áreas, así como un retraso en las actividades relativas a los yacimientos no convencionales a través de estimulación hidráulica. Esto nubla la posibilidad de mantener el autoabastecimiento de gas, en tanto que se podría dilatar la entrada a producción de estos campos.

Equipo de investigaciones económicas

Jose Ignacio López

Director Ejecutivo de Investigaciones Económicas

(+57-1) 3538787 Ext. 6165

jose.lopez@corficolombiana.com

Macroeconomía y Mercados

Julio César Romero

Economista Jefe

(+57-1) 3538787 Ext. 6105

julio.romero@corficolombiana.com

Ana Vera Nieto

Especialista Renta Fija

(+57-1) 3538787 Ext. 6138

ana.vera@corficolombiana.com

María Paula Contreras

Especialista Economía Local

(+57-1) 3538787 Ext. 6164

maria.contreras@corficolombiana.com

Juan Camilo Pardo Niño

Analista de Investigaciones

(+57-1) 3538787 Ext. 6120

juan.pardo@corficolombiana.com

Laura Daniela Parra

Analista de Investigaciones

(+57-1) 3538787 Ext. 6196

laura.parra@corficolombiana.com

José Luis Mojica

Analista de Investigaciones

(+57-1) 3538787 Ext. 6107

jose.mojica@corficolombiana.com

María Paula Campos

Practicante de Investigaciones Económicas

(+57-1) 3538787 Ext. 6112

maria.campos@corficolombiana.com

Renta Variable

Andrés Duarte Pérez

Director de Renta Variable

(+57-1) 3538787 Ext. 6163

andres.duarte@corficolombiana.com

Roberto Carlos Paniagua Cardona

Analista Renta Variable

(+57-1) 3538787 Ext. 6193

roberto.paniagua@corficolombiana.com

Daniel Felipe Duarte Muñoz

Analista Renta Variable

(+57-1) 3538787 Ext. 6194

daniel.duarte@corficolombiana.com

Finanzas Corporativas

Rafael España Amador

Director de Finanzas Corporativas

(+57-1) 3538787 Ext. 6195

rafael.espana@corficolombiana.com

Sergio Andrés Consuegra

Analista de Inteligencia Empresarial

(+57-1) 3538787 Ext. 6197

sergio.consuegra@corficolombiana.com

Daniel Espinosa Castro

Analista de Finanzas Corporativas

(+57-1) 3538787 Ext. 6191

daniel.espinosa@corficolombiana.com

ADVERTENCIA

El presente informe fue elaborado por el área de Investigaciones Económicas de Corficolombiana S.A. ("Corficolombiana") y el área de Análisis y Estrategia de Casa de Bolsa S.A. Comisionista de Bolsa ("Casa de Bolsa").

Este informe y todo el material que incluye, no fue preparado para una presentación o publicación a terceros, ni para cumplir requerimiento legal alguno, incluyendo las disposiciones del mercado de valores.

La información contenida en este informe está dirigida únicamente al destinatario de la misma y es para su uso exclusivo. Si el lector de este mensaje no es el destinatario del mismo, se le notifica que cualquier copia o distribución que se haga de éste se encuentra totalmente prohibida. Si usted ha recibido esta comunicación por error, por favor notifique inmediatamente al remitente.

La información contenida en el presente documento es informativa e ilustrativa. Corficolombiana y Casa de Bolsa no son proveedores oficiales de precios y no extienden ninguna garantía explícita o implícita con respecto a la exactitud, calidad, confiabilidad, veracidad, integridad de la información presentada, de modo que Corficolombiana y Casa de Bolsa no asumen responsabilidad alguna por los eventuales errores contenidos en ella. Las estimaciones y cálculos son meramente indicativos y están basados en asunciones, o en condiciones del mercado, que pueden variar sin aviso previo.

LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE DOCUMENTO FUE PREPARADA SIN CONSIDERAR LOS OBJETIVOS DE LOS INVERSIONISTAS, SU SITUACIÓN FINANCIERA O NECESIDADES INDIVIDUALES, POR CONSIGUIENTE, NINGUNA PARTE DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE DOCUMENTO PUEDE SER CONSIDERADA COMO UNA ASESORÍA, RECOMENDACIÓN U OPINIÓN ACERCA DE INVERSIONES, LA COMPRA O VENTA DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS O LA CONFIRMACIÓN PARA CUALQUIER TRANSACCIÓN. LA REFERENCIA A UN DETERMINADO VALOR NO CONSTITUYE CERTIFICACIÓN SOBRE SU BONDAD O SOLVENCIA DEL EMISOR, NI GARANTÍA DE SU RENTABILIDAD. POR LO ANTERIOR, LA DECISIÓN DE INVERTIR EN LOS ACTIVOS O ESTRATEGIAS AQUÍ SEÑALADOS CONSTITUIRÁ UNA DECISIÓN INDEPENDIENTE DE LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS, BASADA EN SUS PROPIOS ANÁLISIS, INVESTIGACIONES, EXÁMENES, INSPECCIONES, ESTUDIOS Y EVALUACIONES.

El presente informe no representa una oferta ni solicitud de compra o venta de ningún valor y/o instrumento financiero y tampoco es un compromiso por parte de Corficolombiana y/o Casa de Bolsa de entrar en cualquier tipo de transacción.

Corficolombiana y Casa de Bolsa no asumen responsabilidad alguna frente a terceros por los perjuicios originados en la difusión o el uso de la información contenida en el presente documento.

CERTIFICACIÓN DEL ANALISTA

EL(LOS) ANALISTA(S) QUE PARTICIPÓ(ARON) EN LA ELABORACIÓN DE ESTE INFORME CERTIFICA(N) QUE LAS OPINIONES EXPRESADAS REFLEJAN SU OPINIÓN PERSONAL Y SE HACEN CON BASE EN UN ANÁLISIS TÉCNICO Y FUNDAMENTAL DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA, Y SE ENCUENTRA(N) LIBRE DE INFLUENCIAS EXTERNAS. EL(LOS) ANALISTA(S) TAMBIÉN CERTIFICA(N) QUE NINGUNA PARTE DE SU COMPENSACIÓN ES, HA SIDO O SERÁ DIRECTA O INDIRECTAMENTE RELACIONADA CON UNA RECOMENDACIÓN U OPINIÓN ESPECÍFICA PRESENTADA EN ESTE INFORME.

INFORMACIÓN DE INTERÉS

Algún o algunos miembros del equipo que participó en la realización de este informe posee(n) inversiones en alguno de los emisores sobre los que está efectuando el análisis presentado en este informe, en consecuencia, el posible conflicto de interés que podría presentarse se administrará conforme las disposiciones contenidas en el Código de Ética aplicable

CORFICOLOMBIANA Y CASA DE BOLSA O ALGUNA DE SUS FILIALES HA TENIDO, TIENE O POSIBLEMENTE TENDRÁ INVERSIONES EN ACTIVOS EMITIDOS POR ALGUNO DE LOS EMISORES MENCIONADOS EN ESTE INFORME, SU MATRIZ O SUS FILIALES, DE IGUAL FORMA, ES POSIBLE QUE SUS FUNCIONARIOS HAYAN PARTICIPADO, PARTICIPEN O PARTICIPARÁN EN LA JUNTA DIRECTIVA DE TALES EMISORES.

Las acciones de Corficolombiana se encuentran inscritas en el RNVE y cotizan en la Bolsa de Valores de Colombia, por lo tanto, algunos de los emisores a los que se hace referencia en este informe han, son o podrían ser accionistas de Corficolombiana.

Corficolombiana hace parte del programa de creadores de mercado del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, razón por la cual mantiene inversiones en títulos de deuda pública, de igual forma, Casa de Bolsa mantiene este tipo de inversiones dentro de su portafolio.

ALGUNO DE LOS EMISORES MENCIONADOS EN ESTE INFORME, SU MATRIZ O ALGUNA DE SUS FILIALES HAN SIDO, SON O POSIBLEMENTE SERÁN CLIENTES DE CORFICOLOMBIANA, CASA DE BOLSA, O ALGUNA DE SUS FILIALES.

Corficolombiana y Casa de Bolsa son empresas controladas directa o indirectamente por Grupo Aval Acciones y Valores S.A.