

Informe de Resultados 4Q 2019

4Q

3 MESES
2018 - 2019

Ingresos operacionales (+5,8%)

USD\$111,0 millones **USD\$117,3 millones**

EBITDA (+8,0%)

USD\$77,3 millones **USD\$83,5 millones**

Utilidad Neta (-74,3%)

USD\$63,2 millones **USD\$16,2 millones**

*4Q 2018: 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018

*4Q 2019: 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019

Desempeño Financiero

- Octubre 7: ratificación de la calificación corporativa y del bono por Fitch Ratings en BBB, estable.
- Diciembre 13: ratificación de la calificación corporativa por S&P en BBB- estable.
- + 5,8% en ingresos en 4Q 2018 vs. 4Q 2019.
- Margen EBITDA en 4Q 2019 creció 1,5 pp a 71,1%.
- Pago 2^{da} cuota de dividendos por USD\$39,8 mm.
- Capitalización de Contugas por USD\$21,7 mm y reconocimiento de pérdida por método de participación por USD\$17,9 mm.

Desempeño Estratégico

- Foro TGI con participación de importantes representantes del sector abordando temas del futuro del gas en Suramérica, perspectivas del gas en Colombia y su potencial en el mercado colombiano.
- Durante el 4Q 2019 se registraron 3,9 Mpcd incrementales por casos de industria (autogeneración) y 4,5 Mpcd incrementales por GNV (flotas dedicadas y conversiones).

Desempeño Operacional

- Cusiana Fase IV: Loop Puerto Romero – Vasconia (46 Mpcd). Entrada en operación: 21 de diciembre.
- Reposición de ramales: entrada en operación de Ramal Yarigüies – Puerto Wilches el 30 de noviembre y del ramal Pompeya el 12 de diciembre.

Novedades Regulatorias

- Audiencia de contradicción de valoración del perito para activos que cumplieron Vida Útil Normativa – VUN (diciembre 20).
- Circular 100 de 2019: publicación estudio para modificación del cálculo del WACC (noviembre 15).
- Resolución CREG 146 de 2019: disposición transitoria inicio de ejecución de contratos de transporte.
- Circular CREG 128 de 2019: definición de agenda regulatoria:
 - ▶ Metodología de remuneración transporte de gas natural (consulta: 1Q 2020; definitiva: 2Q 2020)
 - ▶ Revisión reglas de integración (consulta: 1Q 2020; definitiva: 4Q 2020)

Datos operacionales y financieros destacados

Tabla N°1 – Indicadores financieros relevantes

	4Q 2018	4Q 2019	Variación
Ingresos (miles USD\$)	110.989	117.380	5,8%
Utilidad operacional (miles USD\$)	56.130	63.035	12,3%
EBITDA (miles USD\$)	77.295	83.502	8,0%
Margen EBITDA	69,6%	71,1%	1,5 pp
Utilidad neta (miles USD\$)	63.159	16.235	-74,3%
Deuda total bruta / EBITDA*	3,6x	3,1x	-0,4x
EBITDA* / Gastos financieros*	3,8x	5,2x	1,4x
Calificación crediticia internacional:			
S&P – Calificación Corporativa – Dic. 13 19: BBB-, estable			
Fitch – Calificación Corporativa – Oct. 7 19: BBB, estable			
Moody's – Calificación Bono – Jul. 16 19: Baa3, estable			

*Corresponde al EBITDA y gastos financieros de los últimos doce meses (UDM).

Tabla N°2 – Indicadores operacionales relevantes

	4Q 2018	4Q 2019	Variación
Volumen transportado – Promedio Mpcd	459,6	483,6	5,2%
Capacidad contratada en firme – Mpcd	713,0	712,0	-0,1%

Mercado de gas natural en Colombia

Tabla N°3 – Demanda de gas natural

Sectores	Colombia			Interior del País		
	4Q 2018	4Q 2019	Variación	4Q 2018	4Q 2019	Variación
Demanda (GBTUD)						
Termoeléctrico	206,5	234,7	13,7%	4,6	2,0	-56,6%
Residencial – comercial	193,6	197,2	1,9%	155,3	158,6	2,2%
Industrial – refinería	447,6	454,2	1,5%	284,0	304,7	7,3%
Vehicular – GNV	59,9	55,2	-7,8%	46,7	42,4	-9,2%
Petroquímico	17,4	17,2	-1,2%	0,5	0,5	0,4%
Otros Consumos	48,9	47,6	-2,5%	44,5	43,7	-1,9%
Total	973,8	1006,2	3,3%	535,5	551,8	3,0%

- A nivel nacional la demanda aumentó 3,3%, del 4Q de 2018 al 4Q de 2019, equivalente a 32,4 GBTUD (Giga British Thermal Unit per-Day), explicado principalmente por un mayor consumo en el sector termoeléctrico (13,7% equivalente a 28,2 GBTUD), en el sector residencial – comercial (1,9% equivalente a 3,7 GBTUD) y del sector industrial refinería (1,5% equivalente a 6,6 GBTUD). Por su parte, el sector vehicular – GNV presentó una reducción de 7,8% equivalente a 4,7 GBTUD.
- El sector industrial - refinería continúa siendo el sector más representativo en Colombia en términos de demanda a nivel nacional, con el 46,0% de la demanda total de gas natural.

- Entre 4Q 2018 y 4Q 2019, en el interior del país se presentó un aumento de 3,0% en la demanda de gas natural, equivalente a 16,3 GBTUD, destacándose el comportamiento del sector industrial – refinería, el cual creció 20,7 GBTUD (7,3%) y residencial comercial que creció en 3,4 GBTUD (2,2%).
- En el interior del país el sector más representativo es el industrial – refinería, con el 55,2% del total demandado.

Resultados Financieros

Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), de los estados financieros comparativos del 4Q 2018 y del 4Q 2019 (3 meses).

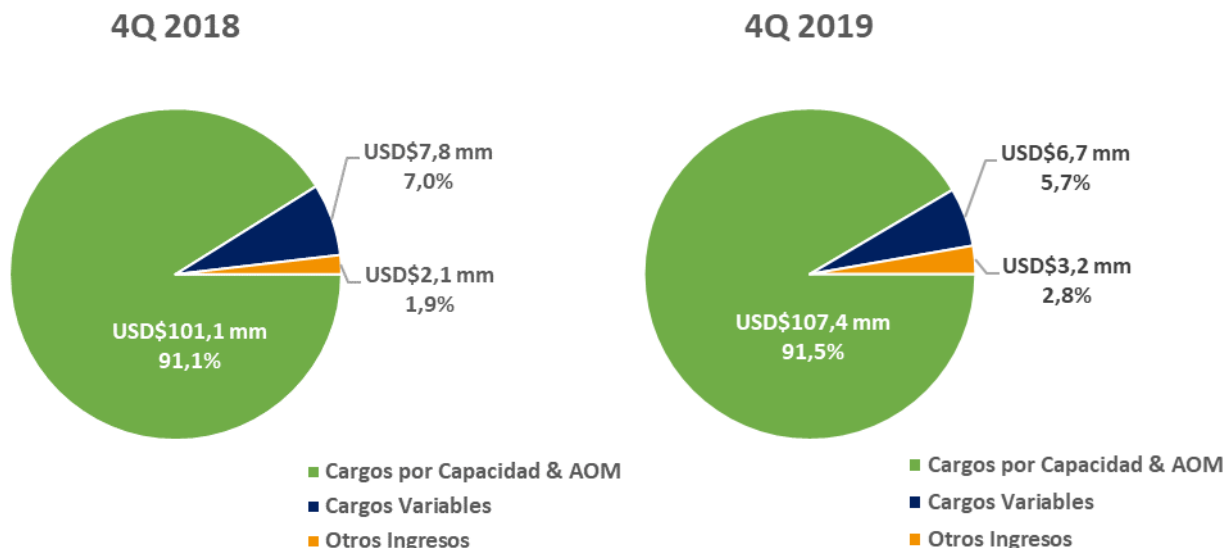
Ingresos

Los ingresos en el 4Q 2019 fueron USD\$117,4 millones, lo que representa un aumento del 5,8% respecto al mismo período de 2018. Por su parte, en términos anuales, los ingresos en 2019 totalizaron USD\$468,8 mm con un aumento del 6,1% respecto a lo registrado en 2018. El comportamiento de los ingresos en el 4Q 2019 obedece principalmente a:

- ▶ Los ingresos correspondientes a cargos fijos por capacidad y AO&M netos (91,5% de los ingresos totales) tuvieron un incremento de 6,2% entre 4Q 2018 (USD\$101,1 mm) y 4Q 2019 (USD\$107,4 mm), el cual es explicado por los siguientes factores:
 - Mayor facturación proveniente de cargos fijos por inversión (brutos) con un incremento correspondiente al 7,3% como resultado de indexación anual de las tarifas y mayor facturación por contrataciones de corta duración y desvíos en tramos adicionales a los contratados inicialmente por los clientes, especialmente en los sectores de Distribución y Comercialización. Mientras tanto, las suspensiones por mantenimientos tuvieron una reducción durante el 4Q 2019, generando un efecto neto en los ingresos de cargos fijos por inversión equivalente a 7,9%.
 - Aunque los cargos fijos por AO&M (netos) expresados en COP tuvieron un crecimiento neto de suspensiones equivalente al 8,6%, al realizar su conversión a USD el incremento con respecto al 4Q 2018 es de 3,0%, debido a una tasa de cambio promedio (COP/USD) durante 4Q 2019 mayor al mismo periodo en 2018. En este sentido, los ingresos por concepto de cargos fijos por AO&M (netos) pasaron de USD\$34,4 millones en 4Q 2018 a USD\$35,4 millones en 4Q 2019.
- ▶ Los cargos variables tuvieron una disminución de 14,0% entre 4Q 2018 (USD\$7,8 millones) y 4Q 2019 (USD\$6,7 millones) debido a un mayor uso de la porción fija que variable de los contratos que tienen los remitentes. Estos cargos representaron en 4Q 2019 el 5,7% de los ingresos totales de TGI.
- ▶ El 2,8% restante corresponde a los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios, los cuales crecieron 56,7%, pasando de USD\$2,1 mm en 4Q 2018 a USD\$3,2 mm en 4Q 2019.

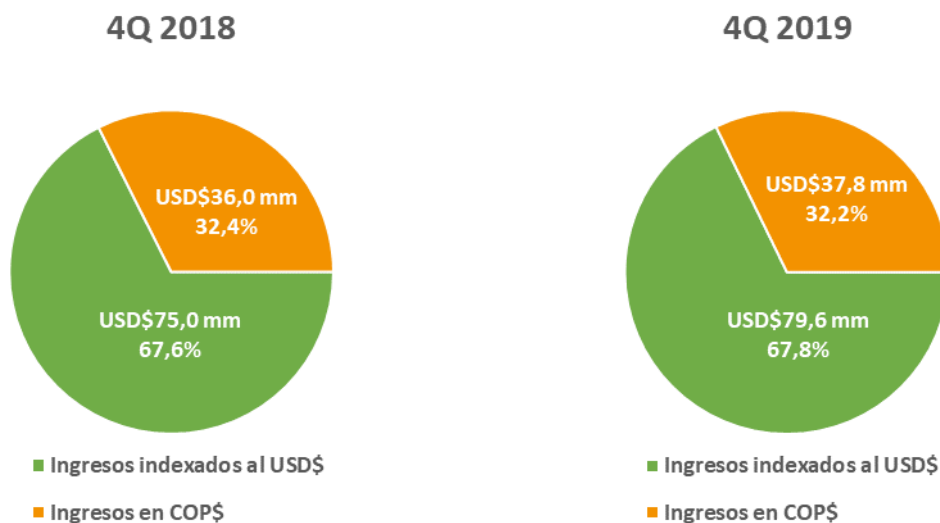
A nivel anualizado, el incremento en el total de ingresos se dio, principalmente, por cuenta del cambio en la pareja de cargos de un contrato específico a 100% fijo, así como a mayores volúmenes promedio transportados, con un promedio anual de 477,7 Mpcd en 2019 vs. 446,2 Mpcd en 2018. Adicionalmente, las suspensiones por mantenimientos y fuerza mayor también se redujeron durante el 2019.

Gráfico N°1 – Ingresos operacionales por tipo de cargos



En cuanto a los ingresos por moneda, USD\$79,6 millones (67,8%) provienen de las ventas denominadas en dólares y los USD\$37,8 millones (32,2%) restantes provienen de ventas denominadas en pesos colombianos. Los ingresos denominados en dólares presentaron un crecimiento del 6,1% durante 4Q 2019 en comparación con el mismo período del año anterior, resultado de la indexación anual de las tarifas, desvíos en tramos adicionales y menores suspensiones. Por su parte, la porción denominada en pesos colombianos aumentó 5,1%.

Gráfico N°2 – Ingresos operacionales por moneda



Costo de operaciones

Los costos operacionales tuvieron un incremento de 9,2% entre 4Q 2018 y 4Q 2019, alcanzando USD\$46,6 millones, principalmente, como resultado de variaciones en los siguientes conceptos:

- ▶ Reconocimiento de provisión por USD\$2,3 mm por entrada de gas en exceso a lo nominado, lo cual genera un compromiso por parte de TGI con el remitente (cliente).
- ▶ Incremento de USD\$2 mm por compra de equipos requeridos en operaciones de mantenimiento para compresores.
- ▶ Depreciaciones y amortizaciones (+ 4,9%): aumento de aproximadamente USD\$800 mil como resultado de la aplicación de NIIF 16, que entró en vigencia a partir del 1 de enero de 2019, en donde se reconoce principalmente el contrato del Gasoducto La Sabana.
- ▶ También como consecuencia de la aplicación de NIIF 16, los costos por arrendamientos disminuyeron en cerca de USD\$960 mil.

Por otra parte, durante el año completo 2019, los costos operacionales tuvieron un incremento de 2,5% a USD\$169 millones que responde a un aumento en gas combustible, las dinámicas de mantenimiento, incremento en costos de depreciaciones y amortizaciones por cuenta de activaciones, que fueron en parte compensados por menores costos de estudios, con respecto a 2018, provenientes principalmente del loop Armenia.

Como consecuencia del comportamiento de los ingresos y el costo de operaciones, la utilidad bruta del 4Q 2019 fue USD\$70,8 millones, presentando un aumento del 3,6% respecto al mismo período del año anterior. El margen bruto en 4Q 2019 se ubicó en 60,3% vs. 61,6% en 4Q 2018. No obstante, al analizar el desempeño anual, la utilidad bruta de TGI tuvo un incremento de 8,3% durante 2019, llegando a USD\$299,8 mm (+ USD\$22,9 mm) y un margen bruto de 64,0% (+ 1,3 pp).

Gastos de administración y operacionales

Por su parte, los gastos de administración y operacionales (netos de otros ingresos) decrecieron 36,2% en el 4Q 2019 respecto al 4Q 2018, pasando de USD\$12,2 millones a USD\$7,8 millones, debido principalmente a:

- ▶ Otros gastos: disminución de 41,9% como resultado de menores gastos (USD\$1,6 millones) en contrato de estudios y gestiones ambientales, sociales, arqueológicas y con comunidades cuya ejecución terminó en febrero de 2019; menores honorarios (USD\$800 mil) en servicios legales y en servicios de apoyo para la maduración del portafolio de proyectos e iniciativas de la compañía; y, finalmente, menores honorarios que fueron incurridos durante la Operación de Manejo de Deuda de noviembre de 2018 (USD\$1,6 millones).
- ▶ Otros ingresos: aumentaron USD\$2,0 millones pasando de USD\$180 mil en 4Q 2018 a USD\$2,2 millones en 4Q 2019, teniendo en cuenta que durante 4Q 2019 se presentaron recuperaciones procedentes de las aseguradoras por siniestros en la operación (USD\$450 mil), recuperación de provisiones por USD\$700 mil y reconocimiento de fallo a favor en devolución de ICA a TGI por USD\$1,2 millones.

Respecto a los gastos de administración y operacionales anuales se refleja un aumento de 10,4% a USD\$30,4 millones, el cual corresponde, principalmente, a mayores provisiones de cartera, y disminución de otros ingresos (recuperaciones por siniestros), los cuales se ven compensados en una alta proporción por la disminución en otros gastos, relacionados en su mayoría a honorarios profesionales en servicios de acompañamiento legal, así como los relacionados con la Operación de Manejo de Deuda realizada en noviembre de 2018.

Utilidad operacional

El desempeño moderado a nivel de utilidad bruta del 4Q 2019 fue contrarrestado por la significativa reducción de los gastos de administración y operacionales, de manera que la utilidad operacional del periodo ascendió a USD\$63,0

millones, mostrando un crecimiento del 12,3% respecto al mismo periodo de 2018 y un margen operacional de 53,7% (+ 3,1 pp).

Respecto a la utilidad operacional anual, se registra un aumento respecto al año 2018 de 8,0% hasta USD\$269,4 millones y un margen operacional equivalente a 57,5% (+ 1,1 pp). Esta rentabilidad refleja una mejoría en el desempeño operacional y administrativo de la compañía durante el año 2019 que es consistente con los planes de mantenimiento de TGI, el aumento de ingresos, principalmente, por el cambio en la pareja 100% a cargos fijos en un contrato específico de transporte y con una adecuada gestión de costos y gastos operacionales.

Resultado no operacional (neto)

El resultado no operacional (neto) evidenció una disminución de 11,0%, impactando positivamente los resultados de la compañía, al pasar de USD\$41,8 millones a USD\$37,2 millones del 4Q 2018 al 4Q 2019, respectivamente, respondiendo principalmente a las siguientes variaciones:

- ▶ Disminución en costos financieros (- 49,8%) debido a la cancelación del crédito sindicado en agosto de 2019, así como a la operación de manejo de deuda realizada el 1 de noviembre de 2018, la cual permitió una reducción en la tasa de interés de 5,7% a 5,55%. Igualmente, en 4Q 2019 no se incluye en su totalidad la amortización de los costos de transacción en los que se incurrió durante la misma operación.
- ▶ Gasto por diferencia en cambio (pasando de un ingreso por USD\$4,1 mm en 4Q 2018 a un gasto por USD\$4,2 mm en 4Q 2019) como consecuencia de devaluación de 5,34% del COP frente al USD durante 4Q 2019. Adicionalmente, la diferencia en cambio también se vio afectada por una menor posición pasiva de la compañía, producto del pago en noviembre de la contribución especial de servicios públicos por USD\$1,2 millones, así como por la disminución en la provisión de desmantelamiento (- USD\$5 millones) generada en la actualización del WACC de la compañía.
- ▶ Respecto a la participación en el resultado de asociadas, se reporta una mayor pérdida, al pasar de USD\$14,2 millones a USD\$17,9 millones del 4Q 2018 al 4Q 2019, respondiendo a la variación neta por pérdidas en Contugas.

En términos anuales, los gastos no operacionales (netos) en 2019 tuvieron una reducción de 13,5% pasando de USD\$96,7 millones en 2018 a USD\$83,7 millones en 2019. Este comportamiento estuvo explicado principalmente por la reducción en costos financieros y debido a las razones explicadas anteriormente. Adicionalmente, se destaca una mayor pérdida por método de participación.

Impuestos

En cuanto al impuesto a la ganancia, pasó de un saldo positivo por USD\$15,4 millones a un gasto de USD\$8,3 millones, al comparar el 4Q 2018 con el 4Q 2019. En cuanto al impuesto diferido, se pasó de un saldo a favor por USD\$33,4 millones en 4Q 2018 a un gasto de USD\$1,3 millones en 4Q 2019. Ambas variaciones, tanto la correspondiente al impuesto a la ganancia, como la del impuesto diferido, son producto de la diferencia en cambio realizada que se dio como parte de la redención de bonos en la operación de manejo de deuda de noviembre de 2018, la cual se tomó como deducible para ese año. Dado que para el 2019 no se tuvo este efecto, el impuesto a la ganancia corriente y diferido se aplica sobre una base con menores deducciones tributarias.

Utilidad neta

Favorables resultados a nivel operacional y no operacional impulsaron la utilidad antes de impuestos del 4Q 2019 un 80,2%, alcanzando los USD\$25,8 millones, y un 21,7% la anual, que totalizó USD\$185,7 millones. Sin embargo, se resalta el importante efecto positivo que tuvo la tasa de cambio, producto de la Operación de Manejo de Deuda, en el impuesto a las ganancias y en el impuesto diferido, lo que contribuyó significativamente a las utilidades y márgenes netos de 2018, tanto para el 4Q, como para el año completo. Debido a que este efecto no recurrente no estuvo presente durante el 2019, se evidencia una reducción en las utilidades y márgenes netos de este año.

EBITDA

El comportamiento del EBITDA refleja la rentabilidad y la sostenibilidad de la actividad operacional y del desarrollo del negocio de TGI, cerrando el 4Q 2019 en USD\$83,5 millones, un crecimiento del 8,0% respecto al 4Q 2018 y con un margen de 71,1%.

Tabla N°4 – EBITDA

	4Q 2018	4Q 2019	Variación
EBITDA (miles USD\$)	77.295	83.502	8,0%
Margen EBITDA	69,6%	71,1%	1,5 pp

En el año completo 2019, el EBITDA registró un aumento con respecto al año 2018 equivalente a USD\$31,4 millones (+ 9,6%) alcanzando USD\$360,4 millones. Dicho aumento, es consistente con los mayores ingresos registrados durante el año, así como con un crecimiento menor de los costos de operación.

Asimismo, los niveles históricos de EBITDA le dan a la Compañía flexibilidad y capacidad de crecimiento en términos de proyectos, al tener tanto el indicador Deuda Total Bruta/EBITDA, como el de EBITDA/Gastos Financieros, dentro de las métricas crediticias adecuadas.

Perfil de deuda

Tabla N°5 – Rubros relevantes de deuda

	Miles USD\$			
	dic-18	dic-19	Variación USD\$	Variación
Deuda total neta	1.118.858	1.056.116	-62.742	-5,6%
Deuda senior bruta	795.674	761.210	-34.464	-4,3%
Deuda total bruta	1.165.674	1.134.330	-31.344	-2,7%
EBITDA UDM*	328.979	360.423	31.444	9,6%
Gastos financieros UDM*	87.010	69.951	-17.060	-19,6%

*Corresponde al EBITDA y gastos financieros de los últimos doce meses (UDM)

Tabla N°6 – Ratios de cobertura

	dic-18	dic-19
Deuda total bruta / EBITDA*	3,6x	3,1x
EBITDA* / Gastos financieros*	3,8x	5,2x

En cuanto a los rubros de deuda, los gastos financieros durante 2019 presentan una disminución equivalente al 19,6%, respecto a lo registrado en el período previo, principalmente, por cuenta de la reducción en tasa de interés (5,70% a 5,55%) lograda a partir de la Operación de Manejo de Deuda que se hizo respecto a los bonos TGI 2022 en noviembre de 2018; la desaparición en 2019 de los costos de transacción y comisiones de dicha operación; y el pago en agosto de 2019 del crédito sindicado por USD\$40 millones.

Tabla N°7 – Perfil de la deuda

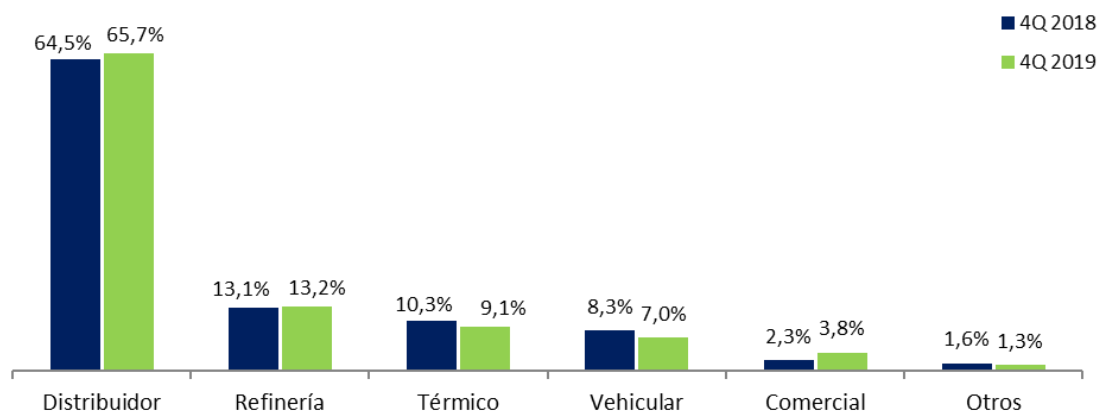
Estructura de la deuda	Monto	Moneda	Cupón (%)	Vencimiento
Senior - bonos Internacionales	750	USD\$ mm	5,55%	1-nov-28
Inter-compañía - Subordinada	370	USD\$ mm	6,13%	21-dic-22
Leasing – Renting	9	USD\$ mm	N/A	Largo Plazo
Pasivo Financiero NIIF 16	6	USD\$ mm	8,64%	N/A

El 16 de julio, Moody's Investor Services, ratificó la calificación de los bonos 2028 en Baa3 emitiendo un *rating* de Baa3 con perspectiva estable, destacando el comportamiento positivo en la generación de ingresos y la baja volatilidad en los volúmenes transportados, como resultado de una demanda estable. Igualmente, el 7 de octubre, Fitch Ratings realizó su revisión anual emitiendo una calificación corporativa y del bono en BBB con perspectiva estable; y el 13 de diciembre S&P reafirmó la calificación corporativa en BBB-, estable.

Desempeño Comercial

Ventas por sector

Gráfico N°3 - Composición sectorial ingresos



Los principales sectores atendidos por TGI tienen un consumo estable sin estacionalidad, representado en el 4Q 2019 por 90,3% de sus contratos en firme y 9,7% en interrumpibles; asimismo, los contratos en firme están en promedio bajo una pareja 91,0% cargos fijos y 9,0% variables, aproximadamente. Los sectores más representativos aportaron el 92% de los ingresos del 4Q 2019 y se mantuvieron como tales durante todo el año 2019.

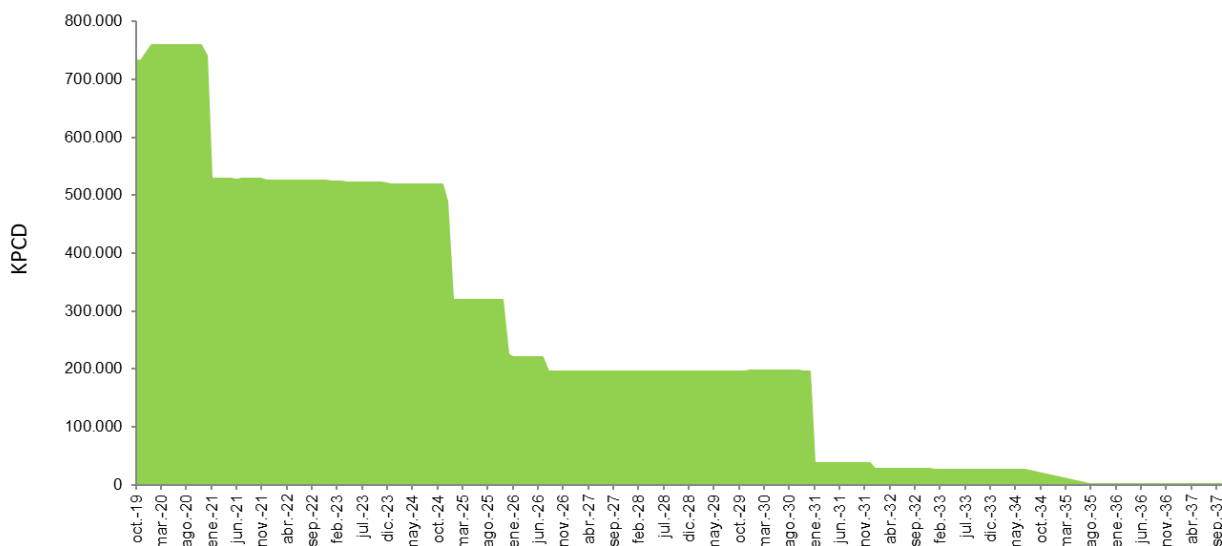
Estructura contractual

Tabla N°8 – Estructura de los contratos en firme

Período	Nº de Contratos Vigentes	Nº de Contratos Vigentes - En Firme	Nº de Contratos Vigentes - Interrumpibles	Vida Remanente Contratos en Firme (promedio años)
	4Q 2018	1.098	1.068	30
4Q 2019	1.022	923	99	6,9

Entre 4Q 2018 y 4Q 2019, hubo una variación de 1.098 contratos vigentes a 1.022. Asimismo, finalizando el período analizado, la Compañía tiene contratada el 89,9% de su capacidad disponible.

Gráfico N°4 – Vida remanente de los contratos



Al 4Q 2019, la capacidad contratada en firme disminuyó 0,1% respecto a lo presentado en el mismo período de 2018, reportando 712,0 Mpcd.

Desempeño Operacional

Tabla N°9 – Indicadores operacionales seleccionados

	4Q 2018	4Q 2019	Variación
Capacidad total - Mpcd	791,8	791,8	0,0%
Volumen transportado - Promedio Mpcd	459,6	483,6	5,2%
Factor de uso	51,9%	53,9%	2,0 pp
Disponibilidad	99,4%	100,0%	0,6 pp
Longitud gasoductos - Km	3.994	3.994	0,0%

La longitud total de la red de gasoductos de TGI es de aproximadamente 3.994 Km, de los cuales 3.844 Km son de su propiedad y están operados por TGI; los 150 Km restantes, si bien están bajo su control y supervisión, son operados por el contratista, según lo establecido en el contrato de operación y mantenimiento. El sistema funciona principalmente con el gas natural proveniente de las cuencas Ballena / Chuchupa y Cusiana / Cupiagua.

Tabla N°10 – Volumen por transportador (Mpcd)

	4Q 2018	Participación	4Q 2019	Participación	Variación	Mpcd
TGI	459,6	53,2%	483,6	53,0%	5,2%	-24,0
Promigas	358,2	41,5%	371,9	40,7%	3,8%	-13,7
Otros	45,3	5,2%	57,4	6,3%	26,7%	-12,1
Total	863,1	100,0%	912,9	100,0%	5,8%	-49,8

Del volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional, TGI continúa siendo el principal actor con 483,6 Mpcd, mientras que el segundo es Promigas con 371,9 Mpcd (las dos Compañías tienen el 93,7%), lo cual corresponde al transporte de 855,5 Mpcd.

Tabla N°11 – Capacidad de transporte total del sistema TGI – 4Q 2019

Por Tramo - Mpcd	Capacidad de Transporte
Ballena – Barrancabermeja	260,0
Mariquita – Gualanday	15,0
Gualanday - Neiva	11,0
Cusiana – Porvenir	412,0
Cusiana – Apiay	64,2
Apiay – Usme	17,8
Morichal – Yopal	11,8
Total	791,8

Proyectos en ejecución

► Cusiana Fase IV

Aumento de la capacidad de transporte de gas natural en 58,0 Mpcd entre Cusiana y Vasconia (incluyendo estación de compresión de Puente Guillermo), con una construcción de 38,5 Km de loops de 30" de diámetro.

- Ampliación de la Estación de Compresión de Gas de Puente Guillermo.
- Adecuaciones de las Estaciones de Compresión de Gas de Miraflores y Vasconia.

Detalle de la ejecución:

- Inversión total del proyecto – USD\$92,3 millones
- Capex total ejecutado a la fecha – USD\$57,3 millones
- Capex total ejecutado 4Q 2019 – USD\$9,5 millones
- Avance Físico de Obra – 80,5%
- Entrada en operación estimada:
 - Estación Puente Guillermo: 17 Mpcd – 2Q 2018
 - Loop Puerto Romero – Vasconia: 46 Mpcd – 1Q 2020
 - Loops Puente Guillermo – La Belleza y El Porvenir – Miraflores: 12 Mpcd - 3Q 2020

► Reposición de Ramales

Reposición de 4 ramales por cumplimiento de vida útil normativa de acuerdo con la resolución CREG 126 de 2016 y 1 ramal por mutuo acuerdo. Reposición de los siguientes ramales del Sur de Bolívar, los cuales representan 16 Km de tubería (2" de diámetro) y 12 Km de tubería (4" de diámetro):

- Ramal Yarigüies – Puerto Wilches
- Ramal Pompeya
- Ramal Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo
- Ramal Cantagallo – San Pablo
- Ramal Galán – Casabe – Yondó

Detalle de la ejecución:

- Inversión total del proyecto – USD\$11,6 millones
- CAPEX total ejecutado a la fecha – USD\$7,6 millones
- CAPEX total ejecutado 4Q 2019 – USD\$1,8 millones
- Avance Físico de Obra – 73,1%
- Entrada en operación estimada:
 - Ramal Yarigüíes – Puerto Wilches: 4Q 2019
 - Ramal Pompeya: 4Q 2019
 - Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo: 1Q 2020
 - Ramal Cantagallo – San Pablo: 1Q 2020
 - Ramal Galán – Casabe – Yondó: 1Q 2020

Anexos

Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°12 - Estado de Resultados

	Miles USD\$		Variación		Miles USD\$		Variación	
	2018	2019	USD\$ Var	%	4Q 2018	4Q 2019	USD\$ Var	%
Ingresos	441.730	468.820	27.090	6,1%	110.989	117.380	6.391	5,8%
Costo de operaciones	-164.819	-169.005	4.186	2,5%	-42.639	-46.549	3.910	9,2%
Utilidad bruta	276.911	299.815	22.904	8,3%	68.350	70.831	2.481	3,6%
<i>Margen Bruto</i>	62,7%	64,0%			61,6%	60,3%		
Gastos administración y operacionales	-27.578	-30.443	2.866	10,4%	-12.220	-7.796	-4.424	-36,2%
<i>Servicios personales</i>	-7.799	-8.576	777	10,0%	-1.961	-2.297	336	17,1%
<i>Impuestos</i>	-3.646	-3.762	116	3,2%	-1.637	-1.731	94	5,8%
<i>Depreciaciones, amortizaciones y provisiones</i>	-3.928	-9.052	5.124	130,5%	-406	-1.067	660	162,6%
<i>Otros gastos</i>	-18.110	-13.992	-4.118	-22,7%	-8.396	-4.878	-3.518	-41,9%
<i>Otros ingresos</i>	5.906	4.939	-967	-16,4%	180	2.177	1.997	1111,0%
Utilidad operacional	249.333	269.372	20.038	8,0%	56.130	63.035	6.905	12,3%
<i>Margen Operacional</i>	56,4%	57,5%			50,6%	53,7%		
Costos financieros	-87.010	-69.950	-17.060	-19,6%	-32.262	-16.192	-16.069	-49,8%
Ingresos financieros	2.660	4.151	1.491	56,1%	539	1.003	463	85,9%
Diferencia en cambio neta	4.239	5.070	831	19,6%	4.088	-4.154	-8.242	-201,6%
Participación resultado de asociadas	-16.603	-22.968	6.365	38,3%	-14.166	-17.866	3.700	26,1%
Utilidad antes del impuesto de renta	152.619	185.675	33.056	21,7%	14.330	25.825	11.495	80,2%
Impuesto a la ganancia	-38.790	-62.527	23.737	61,2%	15.419	-8.271	-23.690	153,6%
Impuesto diferido	22.176	2.728	-19.448	87,7%	33.410	-1.319	-34.729	103,9%
Utilidad neta	136.005	125.876	-10.129	-7,4%	63.159	16.235	-46.924	-74,3%
<i>Margen Neto</i>	30,8%	26,8%			56,9%	13,8%		

Tabla N°13 - Balance General

	Miles USD\$		Variación	
	dic-18	dic-19	USD\$ Var	%
Activos				
Activo Corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo	46.816	78.215	31.399	67,1%
Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	55.850	63.680	7.830	14,0%
Activos por impuestos corrientes	0	27	27	NA
Inventarios	9.854	12.259	2.405	24,4%
Otros activos no financieros	2.144	2.576	432	20,1%
Total Activo Corriente	114.664	156.756	42.092	36,7%
Activo no Corriente				
Propiedades, planta y equipo	2.181.098	2.159.356	-21.742	-1,0%
Derechos de uso	0	5.983	5.983	NA
Inversiones en asociadas y subordinadas	12.926	11.639	-1.287	-10,0%
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	9.560	10.808	1.248	13,1%
Activos intangibles	161.657	160.895	-762	-0,5%
Otros activos financieros	5.981	7.161	1.180	19,7%
Total Activo No Corriente	2.371.222	2.355.841	-15.381	-0,65%
Total Activo	2.485.886	2.512.597	26.711	1,1%
Pasivos				
Pasivo Corriente				
Cuentas por pagar a proveedores y otras cuentas por pagar	22.251	18.619	-3.632	-16,3%
Pasivo por impuestos	11.052	39.732	28.680	259,5%
Beneficios a empleados	3.717	4.497	780	21,0%
Provisiones	9.158	12.374	3.216	35,1%
Obligaciones financieras corrientes	39.464	0	-39.464	-100,0%
Pasivo por arrendamientos	0	3.121	3.121	NA
Otros pasivos financieros	28.054	11.282	-16.772	-59,8%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	3.660	4.027	367	10,0%
Total Pasivo Corriente	117.356	93.652	-23.704	-20,2%
Pasivo No Corriente				
Cuentas por pagar a partes relacionadas.	370.000	370.000	0	0,0%
Pasivos financieros	10.557	0	-10.557	-100,0%
Pasivos por arrendamientos	0	11.210	11.210	NA
Provisiones.	36.282	36.121	-162	-0,4%
Pasivo por impuestos diferidos	361.888	359.160	-2.728	-0,8%
Bonos emitidos	745.652	745.993	341	0,0%
Otros pasivos financieros	0	16.449	16.449	NA
Total Pasivo No Corriente	1.524.380	1.538.932	14.552	1,0%
Total Pasivo	1.641.736	1.632.585	-9.152	-0,6%
Patrimonio				
Capital social	703.868	703.868	0	0,0%
Prima en emisión de acciones	56.043	56.043	0	0,0%
Reservas	126.320	172.325	46.005	36,4%
Utilidad del periodo	136.005	125.876	-10.129	-7,4%
Resultados Acumulados	-39.684	-39.684	0	0,0%
Otras partidas de resultado integral	-138.401	-138.415	-14	0,0%
Total Patrimonio	844.151	880.013	35.862	4,2%
Total Pasivo y Patrimonio	2.485.887	2.512.597	26.710	1,1%

Tabla N°14 - Estado de Flujo de Efectivo

	Miles USD\$	
	dic-18	dic-19
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación		
Utilidad Neta	136.005	125.876
Ajuste por:		
Depreciaciones y amortizaciones	85.085	91.405
Diferencia en cambio no realizada	-4.239	-5.070
Beneficios a empleados	-201	-364
Costo amortizado obligaciones financieras	-1.931	877
Valoración obligación por desmantelamiento	4.301	2.470
Impuesto diferido	-22.175	-2.728
Impuesto de renta	38.790	62.527
Consumo respuestos - Activos	0	1.336
Costos financieros	79.170	66.605
Ingresos financieros	-2.660	-3.787
Valoración método de participación	16.603	22.968
Pérdida, propiedades, planta y equipo	13	27
Deterioro inventarios	577	-1.896
Deterioro cuentas por cobrar	402	3.031
Recuperación de provisiones	-5.322	0
Provisiones	543	3.757
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
(Aumento) disminución en cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	-12.546	-10.452
Aumento en inventarios	-770	-508
(Aumento) Disminución en otros activos no financieros	501	-430
Disminución en otros activos financieros	656	-7
Disminución en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-17.628	-28.801
Aumento (disminución) en otras obligaciones laborales	1.557	1.118
Disminución en otros pasivos financieros	-8.937	-158
(Disminución) aumento en pasivos estimados y provisiones	-4.443	537
Pago de intereses	-59.396	-44.529
Pago de intereses parte relacionadas	-22.663	-22.663
Recaudo de intereses	2.660	3.401
Impuestos Pagados	-40.025	-7.590
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	163.927	256.952
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
Inversiones en asociadas	-14.643	-21.681
Propiedad, planta y equipo	-65.413	-67.954
Intangibles	-89	0
Flujo neto provisto por actividades de inversión	-80.145	-89.635
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiamiento		
Obligaciones financieras adquiridas	750.000	0
Pago de obligaciones financieras	-778.991	-46.598
Pago de dividendos	-88.109	-82.525
Flujo neto usado en las actividades de financiamiento	-117.100	-129.123

Tabla N°14 - Estado de Flujo de Efectivo

Cambios Netos en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	-33.318	38.194
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo	633	-6.795
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Inicio del Año	79.501	46.816
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	46.816	78.215

Anexo 2. Nota legal y aclaraciones

Este documento contiene palabras tales como “anticipar”, “creer”, “esperar”, “estimar”, y otras de similar significado. Cualquier información diferente a la información histórica, incluyendo y sin limitación a aquella que haga referencia a la situación financiera de la Compañía, su estrategia de negocios, los planes y objetivos de la administración, corresponde a proyecciones.

Las proyecciones de este informe se realizaron bajo supuestos relacionados con el entorno económico, competitivo, regulatorio y operacional del negocio, y tuvieron en cuenta riesgos que están por fuera del control de la Compañía. Las proyecciones son inciertas y se puede esperar que no se materialicen. También se puede esperar que ocurran eventos o circunstancias inesperadas. Por las razones anteriormente expuestas, los resultados reales podrían diferir en forma significativa de las proyecciones aquí contenidas. En consecuencia, las proyecciones de este informe no deben ser consideradas como un hecho cierto. Potenciales inversionistas no deben tener en cuenta las proyecciones y estimaciones aquí contenidas ni basarse en ellas para tomar decisiones de inversión.

La Compañía expresamente se declara exenta de cualquier obligación o compromiso de distribuir actualizaciones o revisiones de cualquier proyección contenida en este documento.

El desempeño pasado de la Compañía no puede considerarse como un patrón del desempeño futuro de la misma.

Anexo 3. Términos y definiciones

- ▶ Contrato con interrupciones o interrumpible: Contrato escrito en el que las partes acuerdan no asumir compromiso de continuidad en la entrega, recibo o utilización de capacidad disponible en el suministro o transporte de gas natural, durante un período determinado. El servicio puede ser interrumpido por cualquiera de las partes, en cualquier momento y bajo cualquier circunstancia, dando aviso previo a la otra parte
- ▶ Contrato Firme o que garantiza firmeza: contrato escrito en el que un agente garantiza el servicio de suministro de una cantidad máxima de gas natural y/o de capacidad máxima de transporte, sin interrupciones, durante un período determinado, excepto en los días establecidos para mantenimiento y labores programadas. Esta modalidad de contrato requiere de respaldo físico.
- ▶ BEO (Boletín Electrónico de Operaciones): Página web de libre acceso, que despliega información comercial y operacional relacionada con los servicios de un transportador, en la cual se incluyen los cargos regulados, los convenidos entre agentes del mercado, el ciclo de nominación, el programa de transporte, las ofertas de liberación de capacidad y de suministro de gas, las cuentas de balance de energía y demás información que establezca el RUT.
- ▶ Kpcd: Miles de pies cúbicos por día.
- ▶ Mpcd: Millones de pies cúbicos por día.
- ▶ Promedio – Mpcd: Es el promedio del volumen transportado por día en el trimestre de estudio.
- ▶ GBTUD: Giga British Thermal Unit per-Day.
- ▶ MBTU: Miles de Unidades Térmicas Británicas.
- ▶ ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
- ▶ ASME: American Society of Mechanical Engineers.
- ▶ CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia.
- ▶ ICANH: Instituto Colombiano de Antropología e Historia.
- ▶ UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

Gerencia de Relación con el Inversionista
Email - ir@geb.com.co
www.grupoenergiabogota.com/inversionistas