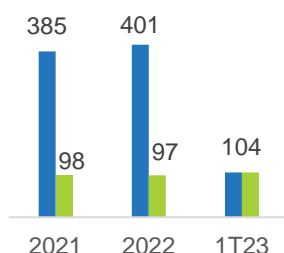
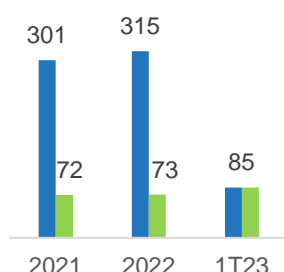
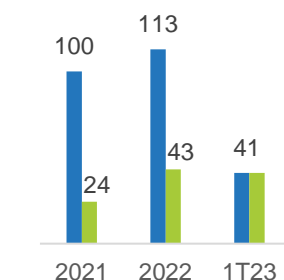
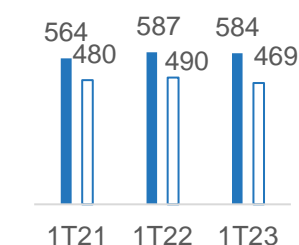


Ingresos
(USD M)EBITDA
(USD M)Utilidad Neta
(USD M)Gas Contratado en Firme
y Transportado
(Mpcd)

Cifra subrayada: Volumen transportado
Cifras calculadas como promedios simples
trimestrales



TGI protege su margen neto mediante la implementación programa de eficiencias, una estrategia regulatoria activa y el desarrollo de iniciativas de expansión e innovación.

- **Eficiencia:** i) Eficiencias acumuladas sostenidas en el presupuesto del 2023, por USD 18,2 M, ii) Se implementaron 10 nuevas iniciativas, incluidas en el portafolio, con un impacto de USD 1 M, iii) Inicio del Plan Optimizado de Inspecciones con herramienta inteligente en infraestructura de transporte.
- **Regulación:** i) Proyecto resolución CREG 702 modifica la resolución 175 con cambios positivos en los activos que cumplan VUN motivados por propuestas de TGI, ii) Reconocimiento de los costos de la cobertura de la deuda en USD y; iii) publicación en consulta el recálculo de WACC, aumentando de 10,94% a 11,88%, con base en solicitud de TGI.
- **Expansión:** i) Contratamos el servicio de transporte para sustitución de carbón en la industria del occidente del país, con ingresos de COP 1.023 M durante tres meses, ii) Generamos mayores ingresos por transporte adicional diario, interrumpible, contratación adicional de Ecopetrol y de otros remitentes por COP 959 M.
- **Transformación:** i) Implementación del 100% de información digitalizada de patrullaje e inspección del derecho de vía, ii) 15 estaciones de compresión en implementación de desarrollos tecnológicos para rondas operativas digitalizadas, y iii) Dentro del Piloto H2-Distribuido, se logró un reducción del -12% en consumo de combustible, material particulado, CO2, NOX y generación O2 en vehículos.
- **Sostenibilidad:** 3er lugar en ranking PAR – Categoría 200 a 1.000 colaboradores y puesto 11 en Latinoamérica (entre 710 empresas).
- Se compraron USD 15MM adicionales de los bonos 2028 con caja de la compañía, mejorando su perfil de deuda, niveles de apalancamiento y cobertura de interés.

Tabla N°1 – Indicadores financieros relevantes

	1T22	1T23	Var	Var %
Ingresos (USD miles)	102.150	103.984	1.834	1,8
Utilidad operacional (USD miles)	57.772	63.077	5.305	9,2
EBITDA (USD miles)	84.613	85.107	3.494	4,3
Margen EBITDA	79,9	81,8	2,0 pp	
Utilidad neta (USD miles)	21.289	41.308	20.019	94,0
Deuda total bruta / EBITDA*	3,7x	3,0x	-0,7x	
Deuda neta / EBITDA*	3,0x	2,5x	-0,5x	
EBITDA* / Gastos financieros*	4,6x	4,7x	0,14x	

Calificación crediticia

internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 12 | 22: BBB, estable

Moody's – Calificación Bono – Abr. 28 | 23: Baa3, negativo

* últimos 12 meses

Mercado del gas natural en Colombia

- La demanda nacional de gas natural presentó una disminución de -42,2 GBTUD frente al 1T22 por la caída del consumo de las generadoras (-67,3 GBTUD) y vehicular (-2,5 GBTUD), compensado por el alza de la actividad del sector industrial (+20,4 GBTUD) y residencial (+6,9 GBTUD).
- La demanda del interior disminuyó -85,9 GBTUD frente al 1T22 por la disminución del consumo del sector industrial (-53,3 GBTUD), sector termoeléctrico (-29,9 GBTUD) y vehicular (-3,8 GBTUD).

Tabla N°2 – Demanda de gas natural por sectores

(GBTUD)	Colombia			Interior del País		
	1T22	1T23	Var %	1T22	1T23	Var %
Industrial – refinería	396	417	5,1%	290	237	-18,4%
Residencial – comercial	222	229	3,1%	178	179	0,7%
Termoeléctrico	229	161	-29,5%	76	46	-39,3%
Vehicular – GNV	55	53	-4,5%	47	43	-8,2%
Petroquímico	6	6	6,9%	0	0	100,0%
Total	907	865	-4,7%	591	505	-14,5%

Resultados Financieros TGI

TGI (Transportadora de Gas Internacional) desarrolla y provee soluciones integrales de transporte y logística de hidrocarburos de baja emisión a grandes usuarios, productores y desarrolladores de mercados energéticos, conectando fuentes con centros de consumo, a través de relaciones de largo plazo. TGI está incorporada bajo las leyes colombianas.

Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), de los estados financieros comparativos del 1T22 y 1T23 (3 meses).

Resultados trimestrales 1T23

Ingresos de Operaciones

Tabla N°3 – Ingresos por tipo de cargo y moneda

USD '000	1T22	1T23	Var	Var %
Por tipo de cargo				
Capacidad & AOM	87.915	88.609	694	0,8%
Variables	12.186	14.216	2.031	16,7%
Otros Ingresos	2.049	1.159	-891	-43,5%
Por Moneda				
Indexados a USD	75.647	80.738	5.091	6,7%
Indexados a COP	26.503	23.246	-3.257	-12,3%
Total	102.150	103.984	1.834	1,8%

A continuación, se detalla la evolución de los ingresos por tipo de cargos en el 1T23:

- Los cargos fijos remunerados en USD totalizaron 66,5 M (64,0% de los ingresos totales), un aumento de USD 3,0 M (+4,7%) principalmente por: i) incremento tarifario por indexación al IPP¹ (EEUU) de 8,21%; ii) aumento en el transporte de gas diario; y iii) contratación adicional mediante la modalidad de transporte de contingencia y contratación en firme.
- Los cargos fijos por AO&M, que se remuneran en COP, totalizaron COP 103.551 M (9,6% adicional frente al 1T22) principalmente por i) incremento tarifario por indexación al IPC (Colombia) de 13,12%; y ii) contratación adicional mediante la modalidad de transporte de contingencia y firmeza condicionada. Por otra parte, producto de la devaluación del peso colombiano frente al dólar del 20,9%, generó un efecto negativo de -17,2% frente al 1T22 (-USD 4.2 M).
- Los cargos variables en USD crecieron principalmente por: i) incremento tarifario anual por la indexación al IPP² (EEUU) de 8,21%, y ii) incremento asociado al servicio de transporte a través de desvíos y transporte adicional interrumpible.
- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios, presentaron un decrecimiento del -43,5% al cerrar en USD 1,2 M principalmente por la no prestación del servicio de parqueo durante el 1T23.

En cuanto a los ingresos por moneda, el 77,6% proceden de cargos denominados en USD y crecen 6,7% principalmente por el comportamiento de los cargos fijos por capacidad y cargos variables. El 22,4% restante corresponde a cargos denominados en COP (principalmente cargos fijos por AO&M) los cuales caen -12,3% (en dólares) por efecto de la devaluación del peso.

¹ Serie WPSFD41312. Tarifa actualizada con el índice a dic-22.

² Ibídem

Frente a la entrada en vigor de la metodología de remuneración del servicio de transporte de gas natural adoptada mediante la Resolución CREG 175 DE 2021, en lo que tiene que ver con el cambio a COP de la moneda de los cargos fijos y variables que remuneran la inversión, y aplicación del nuevo WACC, aún no está aplicando para TGI por tener actos administrativos pendientes relacionados con tarifas de activos que cumplieron VUN.

Al respecto, como fue indicado en el informe del trimestre del 4T22 la compañía remitió los comentarios sobre la Resolución CREG 702 009 de 2022, que pretende modificar la 175 del 2021. Así mismo, la CREG sometió a consulta pública la resolución 702 001 del 14 de abril de 2023 por el cual se modifica la Resolución CREG 103 de 2021 respecto a la tasa de descuento para transporte de gas pasando de 10,94% a 11,88% en pesos colombianos constantes antes de impuestos.

TGI se encuentra a espera de las resoluciones definitivas y continúa con el alistamiento para mitigar el riesgo cambiario a partir de la aplicación de la remuneración en COP y cambio de moneda funcional.

Costo de Operaciones

USD '000	1T22	1T23	Var	Var %
Servicios Profesionales	4.386	4.338	-48	-1,1%
Mantenimiento	2.514	791	-1.723	-68,5%
ITC	472	263	-210	-44,4%
Depreciación y Amortización	22.334	22.015	-319	-1,4%
Otros costos	7.513	7.282	-231	-3,1%
Total	37.220	34.689	-2.531	-6,8%

*ITC: Impuestos, Tasas y Contribuciones

Los costos operacionales disminuyen (USD -2,5 M; -6,8%) durante el trimestre en comparación con el 1T22 principalmente por una reducción generalizada de todos los costos y principalmente por:

- Menores costos de mantenimientos en i) operación y mantenimiento, principalmente por la salida de la compresora de Apiay con un impacto de USD -0,7 M; ii) servicios de terceros de la integridad de gasoductos por atrasos en la contratación de actividades del 2023 y derecho de vía por la planeación de menos obras con afectación de USD -0,6 M; iii) no se presentaron emergencias en el 1T23, reflejando la variación de USD -0,4 M con respecto al 1T2022.
- Menores costos de impuestos, tasas y contribuciones en el -44,4% por disminución en la contribución por aportes que la empresa ejecuta sobre los contratos suscritos para la masificación del consumo de gas.
- Así mismo el costo de depreciación y amortizaciones se redujo en el -1,4% como consecuencia de la disminución en plantas y ductos susceptibles a depreciar y compensado por una mayor depreciación en desmantelamiento.

Gastos de Administración & Operacionales (netos)

Tabla N°5 – Gastos Administrativos y Operacionales (Netos)

USD '000	1T22	1T23	Var	Var %
Servicios personales	2.873	2.546	-328	-11,4%
Gastos generales	2.306	3.227	921	39,9%
Impuestos	472	430	-42	-8,9%
DA&P	2.307	1.955	-352	-15,3%
Otros gastos	0	0	0	0%
Otros ingresos	-800	-1.938	-1.138	142,4%
Total	7.158	6.219	-939	-13,1%

*DA&P: Depreciaciones, Amortizaciones y Provisiones

Los gastos de administración y operacionales, sin incluir otros ingresos, presentaron un incremento de USD 0,2 M, explicados principalmente por

- Mayores gastos generales (39,9%) por una ejecución anticipada de gastos relacionados con un contrato de soporte de tecnología en el 1T23 que se encontraban proyectados para 2T23.
- Lo anterior fue compensado por: i) menores gastos en servicios personales; y ii) disminución en depreciaciones y amortizaciones por el cumplimiento de la vida útil de algunos activos y un efecto contable en la renovación de los contratos por arrendamiento bajo NIIF 16 que se normaliza en 2T23.

Por su parte, los otros ingresos se incrementaron en USD 1,1 M como consecuencia de una recuperación de gastos y provisiones de periodos anteriores.

Durante el 2023 TGI mantiene su compromiso de seguir generando eficiencias y en este sentido durante el 1T23 logra una reducción en OPEX de -7,8% vs el presupuesto, mejorando las expectativas del año a pesar de las afectaciones por inflación y programación de nuevos ciclos de mantenimiento.

EBITDA

Tabla N°6 – EBITDA

USD '000	1T22	1T23	USD	Var
EBITDA	81.613	85.107	3.494	4,3%
Margen EBITDA	79,9%	81,8%		2,0 pp

El EBITDA aumentó explicado por el incremento en los ingresos operacionales principalmente en los cargos fijos remunerados en dólares y cargos variables, junto con la reducción en costos operacionales principalmente por menores costos de mantenimiento en la operación, servicios de la integridad de gasoductos y derecho de vía por la planeación de menos obras.

Resultado No Operacional (neto)

El resultado no operacional (neto) pasó de USD -16,4 M en 1T22 a USD -5,7 M en 1T23, explicado principalmente por:

- Diferencia de cambio neta (USD +7,2 M; +1.966,9%): por efecto de la devaluación del peso durante el trimestre 1T23 en los dividendos decretados en marzo de 2023.
- Ingresos financieros (USD +3,6 M; +278,6%) por el beneficio financiero generado por la recompra parcial de USD 15 M del bono durante el trimestre a USD 952 por cada USD 1.000

de principal (lo cual representó una utilidad de USD 0,7 M), así como el aumento de tasas de interés de remuneración de los recursos disponibles en instrumentos de renta fija como CDT's y Time Deposit, y cuentas de ahorro.

Lo anterior, fue parcialmente balanceado por una disminución de USD -0,7 M (-230,9%) en el método de participación explicada por los menores resultados en Contugas principalmente por la reducción en -10,1% de los ingresos operacionales durante el trimestre vs 1T22 explicado principalmente por menores ingresos de distribución de gas al sector industrial por efecto del laudo arbitral desfavorable con Egasa y el mayor gasto financiero por el incremento de la tasa *Libor* sobre el crédito sindicado de dicha compañía por USD 355 M con vencimiento 2024.

Impuestos

Corriente (USD 1,5 M; 9,0%): asociado al incremento de los ingresos gravables operacionales y el beneficio de la recompra del bono, pasando de USD -16,3 M en el 1T22 a USD -17,8 M en el 1T23.

Diferido (USD -5,5 M; -145,8%): como consecuencia de las variaciones en las bases de cálculo ocasionadas principalmente por la disminución de la deuda en USD por la recompra parcial del bono; por cambios en la cartera y por el diferencial cambiario sobre los pasivos y activos en moneda extranjera de la compañía, pasando así de USD -3,7 M en el 1T22 a USD +1,7 M en el 1T23.

Utilidad Neta

La utilidad neta pasó de USD 21,3 M en 1T22 a USD 41,3 M en 1T23 (94,0%) explicado por los positivos resultados operacionales y mayores ingresos no operacionales como consecuencia del beneficio financiero generado por la recompra parcial del bono y diferencia en cambio.

Perfil de Deuda

Tabla N°7 – Rubros relevantes de deuda

USD '000	2022	1T23	Var	Var %
Deuda total neta	879.589	809.639	-69.950	-8,0%
Deuda bruta	597.366	584.568	-12.798	-2,1%
Deuda total bruta	974.800	961.908	-12.891	-1,3%
EBITDA UDM*	315.477	316.282	804	0,3%
Gastos financieros UDM*	68.404	67.737	-667	-1,0%
Ratios de cobertura				
Deuda total bruta / EBITDA*	3,1x	3,0x	0,0x	
Deuda total neta/ EBITDA*	2,8x	2,6x	-0,2x	
EBITDA* / Gastos financieros*	4,6x	4,7x	0,1x	

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

El nivel de apalancamiento neto alcanzó 3,0x y la cobertura de intereses fue de 4,7x al cierre del 1T23, niveles similares a los registrados al cierre del 2022 luego de la recompra parcial de los bonos 5.550% con vencimiento en 2028 por USD 156 M y USD 15 M realizada durante el 4T22 y 1T23 respectivamente, con recursos propios.

Tabla N°8 – Perfil de la deuda	Monto USD mm	Moneda	Cupón (%)	Vencimiento
Bonos Internacionales	579	USD\$ Mm	5,55%	1-nov-28
Inter-compañía	370	USD\$ Mm	5,22%	21-dic-23
Pasivo Financiero NIIF - 16	5,6	USD\$ Mm	8,64%	N/A
Leasing – Renting	7,1	USD\$ Mm	N/A	Largo Plazo

Desempeño Comercial

Ingresos por Sector

Tabla N°9 – Composición Sectorial Ingresos	1T22	1T23
Residencial	65,2%	66,6%
-Distribuidor		
Industrial	14,8%	14,9%
GNV	4,6%	4,8%
Comercial	7,6%	5,3%
Térmicas	6,3%	7,2%
Refinería	1,4%	1,3%
Petroquímicas	0%	0%
Total	100,0%	100,0%

Los sectores industrial y residencial aportaron el 81,5% de los ingresos del 1T23, siendo este último el sector que más creció en comparación al 1T22 (3,9%; USD +2,6M), seguido por el sector térmico que presentó un incremento en ingresos de USD 1,0 M, con lo cual incrementa su participación en cerca de 0,9% vs 1T22. Por su parte, los ingresos del sector comercial decrecieron 30,0% (USD -2,3 M) dado que su participación se redireccionó entre los sectores Residencial y Térmico.

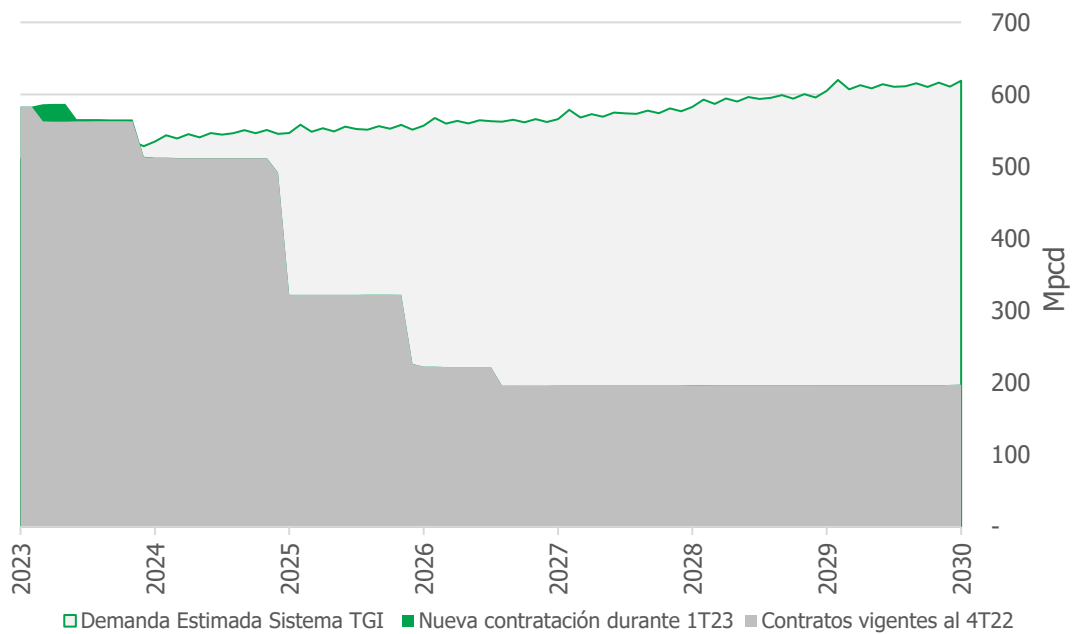
Estructura Contractual

Tabla N°10– Estructura de los contratos en firme	N° Contratos Vigentes	N° Contratos En Firme	N° Contratos Interrumpibles	Vida Remanente Contratos en Firme (promedio años)
1T22	659	641	18	4,6
1T23	604	585	19	3,9

El menor número de contratos vigentes para el 1T23 vs 1T22 corresponde a que anteriormente las disposiciones regulatorias establecían que los contratos que tuvieran variación en cantidad debían suscribirse de manera mensual, pero con la Resolución 185 este plazo se amplió a períodos más largos desde trimestrales y hasta por 10 años.

A marzo 2023, la compañía tenía contratada el 68,8% de su capacidad disponible desde fuentes, donde el 97% de sus contratos vigentes correspondían a contratos en firme los cuales en promedio estaban ponderando bajo una pareja 91% cargos fijos y 9% variables.

Gráfico N°1 – Vida remanente de los contratos



El ciclo comercial usual de contratación en el sector, bajo los parámetros regulatorios actuales, se desarrolla por periodos trimestrales. La dinámica actual muestra un ciclo contractual de corto plazo (máximo un año), explicado por la baja oferta de contratos de suministro de gas en plazos largos.

Desempeño Operacional

Tabla N°11 – Indicadores operacionales seleccionados	1T22	1T23	Var %
Capacidad total – Mpcd	849	849	0,0%
Capacidad contratada en firme – Mpcd*	587	584	-0,5%
Volumen transportado - Promedio Mpcd	490	469	-4,3%
Factor de uso	55,7%	54,6%	-1,1 pp
Disponibilidad	100,0%	99,7%	-0,3 pp
Longitud gasoductos - Km	4.033	4.033	0,0%

*Medida por la capacidad contratada en firme desde los campos de producción y hasta los puntos de salida.

La longitud total de la red de gasoductos de TGI se mantiene en 4.033 Km, de los cuales 3.883 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 un contratista, según lo establecido en el contrato de operación y mantenimiento. El sistema funciona principalmente con gas natural proveniente de las cuencas Cusiana, Cupiagua y Ballena / Chuchupa.

Por otro lado, podemos apreciar que la disponibilidad fue del 99,7% donde se observa un decrecimiento debido a la afectación de capacidad del tramo Apiay-Usme por la salida de la estación compresora de Apiay, ocasionada por los inconvenientes presentados por el campo del productor Apiay referente a la calidad del gas y se presentó una disminución del factor de uso de 2.9% con respecto al mismo periodo del 2021 por la disminución del despacho térmico.

Tabla N°12 – Volumen por transportador (Mpcd)	1T22	Part %	1T23	Part %	Var %	Var Mpcd
TGI	489,8	55,0%	468,9	55,0%	-4,3%	-20,9
Promigas	339,4	38,1%	327,8	38,4%	-3,4%	-11,6
Otros	61,4	6,9%	56,1	6,6%	-8,6%	-5,3
Total	890,6	100,0%	852,7	100,0%	-4,2%	-37,8

En 1T23, se observa una disminución de la participación del volumen transportado promedio día por TGI en -0,02% respecto al 1T23, debido principalmente a la disminución en el despacho térmico, de igual manera, en el volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional, TGI continúa siendo el principal actor con 469 Mpcd, mientras que el segundo es Promigas con 328 Mpcd (las dos compañías tienen el 93,4%).

Tabla N°13 – Capacidad de transporte total del sistema TGI	Capacidad Mpcd
Ballena – Barrancabermeja	260
Mariquita – Gualanday	15
Gualanday – Neiva	11
Cusiana – Porvenir	470
Cusiana – Apiay	64
Apiay – Usme	18
Morichal – Yopal	12
Total	849

La capacidad se cuantifica según los tramos con puntos de entrada de oferta de gas.

Proyectos en ejecución

Las inversiones durante el 1T23 corresponden a USD 0,9 M, presentando una disminución de USD 1,8 M vs 1T22, principalmente por la etapa de finalización del proyecto de continuidad operacional del Cruce del Río Upía con avance físico a Mar-23 de 99%.

Proyectos del Plan de Abastecimiento de gas natural (IPAT³)

El 24 de enero de 2023 se realizó la audiencia de contradicción sobre el informe detallado de prueba para verificación de especificaciones de los proyectos IPAT, TGI presentó observaciones y solicitud de aclaraciones sobre el informe del perito, las cuales requieren de verificación de datos e información de acuerdo con lo consignado en el informe presentado.

Al respecto la CREG, el 28 de febrero de 2023, solicitó al perito asignado comunicarse sobre las observaciones del informe pericial realizado por TGI de acuerdo con la audiencia informada, a lo cual la compañía espera comunicación u observaciones a la valoración final.

³ IPAT: Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte.

- | | |
|---|--|
| <p>Infraestructura Mariquita Gualanday</p> <ul style="list-style-type: none"> - Capex Estimado Proyecto: USD 6,0 M - Capacidad de Transporte: 20 Mpcd - Aprobación de la modificación de la licencia ambiental por la ANLA - Maduración de presupuesto y especificaciones técnicas, procesos de compra unidades de compresión y Epecista - Auto de pruebas según expediente 2022-0031 - TGI suministra información complementaria prueba pericial y la CREG emitió informe detallado - Celebración de audiencia de contradicciones y solicitud de la CREG al perito de pronunciarse sobre las observaciones de TGI <p>Bidireccionalidad Yumbo Mariquita</p> <ul style="list-style-type: none"> - Capex Estimado Proyecto: USD 105,0 M - Capacidad de Transporte: 250 Mpcd - TGI suministra información complementaria prueba pericial y la CREG emitió informe detallado - Celebración de audiencia de contradicciones y solicitud de la CREG al perito de pronunciarse sobre las observaciones de TGI | <p>Infraestructura Ramal Jamundí</p> <ul style="list-style-type: none"> - Capex Estimado Proyecto: USD 6,0 M - Capacidad de Transporte: 3 Mpcd - Maduración de presupuesto y especificaciones técnicas, procesos de compra unidades de compresión y Epecista - Aprobación de la modificación de la licencia ambiental por la ANLA - TGI suministra información complementaria prueba pericial y la CREG emitió informe detallado - Celebración de audiencia de contradicciones y solicitud de la CREG al perito de pronunciarse sobre las observaciones de TGI <p>Bidireccionalidad Ballena Barrancabermeja</p> <ul style="list-style-type: none"> - Capex Estimado Proyecto: USD 5,0 M - Capacidad de Transporte: 100 Mpcd - TGI suministra información complementaria prueba pericial y la CREG emitió informe detallado - Celebración de audiencia de contradicciones y solicitud de la CREG al perito de pronunciarse sobre las observaciones de TGI |
|---|--|

Actualización Regulatoria

Tabla N°14 – Actualización Regulatoria

Entidad	Resolución	Alcance	Estado	
CREG	Resolución CREG 702 009 de 2022	Proyecto modificadorio de la Resolución CREG 175 de 2021 (metodología de remuneración de transporte de gas natural), en virtud de las solicitudes particulares en interés general recibidas por la Comisión con base en lo establecido en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994.	En consulta	Ver más
	Resolución CREG 105 003A de 2022	Adiciona un párrafo al artículo 2 de la Resolución CREG 004 de 2021 para el cálculo de la tasa de descuento o de remuneración de actividades para las cuales no se dispone de información de Duff & Phelps (ahora KROLL).	Publicada	Ver más
Ministerio de Minas y Energía	Proyecto normativo modificadorio	Proyecto modificación Decreto 1073 de 2015.	En consulta	Ver más
	Resolución MME No. 40217	Se autoriza el uso del Gas Natural Licuado _ GNL, como carburante de motores de combustión interna y carburante para el transporte automotor (AutoGNL), para la realización de pruebas experimentales en el territorio nacional	Publicada	Ver más

Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°15 - Estado de Resultados	USD 000'		Variación	
	1T22	1T23	USD	%
Ingresos	102,150	103,984	1,834	1,8%
Costo de operaciones	-37,220	-34,688	2,533	-6,8%
Utilidad bruta	64,930	69,296	4,366	6,7%
<i>Margen Bruto</i>	<i>63,6%</i>	<i>66,6%</i>		
Gastos administración y operacionales (netos)	-7,158	-6,219	939	-13,1%
Servicios personales	-2,873	-2,546	328	-11,4%
Gastos generales	-2,306	-3,227	-921	39,9%
Impuestos	-472	-430	42	-8,9%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	-2,307	-1,955	352	-15,3%
Otros gastos	0	0	0	0
Otros ingresos	800	1,938	1,138	142,4%
Utilidad operacional	57,772	63,077	5,305	9,2%
<i>Margen Operacional</i>	<i>56,6%</i>	<i>60,7%</i>		
Costos financieros	-16,976	-16,315	661	-3,9%
Ingresos financieros	1,282	4,854	3,572	278,6%
Diferencia en cambio neta	-369	6,884	7,252	1966,9%
Participación resultado de asociadas	-331	-1,094	-764	-230,9%
Utilidad antes del impuesto de renta	41,378	57,405	16,027	38,7%
Impuesto a la ganancia	-16,340	-17,815	-1,475	9,0%
Impuesto diferido	-3,749	1,718	5,467	-145,8%
Utilidad neta	21,289	41,308	20,019	94,0%
<i>Margen Neto</i>	<i>20,8%</i>	<i>39,7%</i>		

[Descargar Datapack TGI](#)



Tabla N°16 - Balance General	USD '000		Variación	
	dic-22	mar-23	USD	%
Activos				
Activo Corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo	95,210	152,269	57,059	59,9%
Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	42,803	48,948	6,145	14,4%
Inventarios	18,857	18,743	-114	-0,6%
Otros activos no financieros	9,466	7,173	-2,293	-24,2%
Total Activo Corriente	166,336	227,133	60,797	36,6%
Activo No Corriente				
Propiedades, planta y equipo	2,044,879	2,027,215	-17,664	-0,9%
Activos por derecho de uso	4,401	6,500	2,100	47,7%
Inversiones en asociadas y subordinadas	14,284	13,190	-1,094	-7,7%
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	7,065	7,199	134	1,9%
Activos intangibles	153,918	153,044	-874	-0,6%
Otros activos financieros / no financieros	18	16	-2	-10,2%
Total Activo No Corriente	2,224,565	2,207,163	-17,401	-0,8%
Total Activo	2,390,901	2,434,296	43,395	1,8%
Pasivos				
Pasivo Corriente				
Cuentas por pagar a proveedores y otras cuentas por pagar	9,845	8,629	-1,216	-12,4%
Pasivo por impuestos	16,835	26,699	9,864	58,6%
Beneficios a empleados	3,696	3,253	-442	-12,0%
Provisiones	16,500	12,820	3,680	-22,3%
Pasivo por arrendamientos	4,770	4,510	-260	-5,5%
Otros pasivos financieros	5,496	13,393	7,897	143,7%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	373,117	469,462	96,346	25,8%
Total Pasivo Corriente	430,258	538,767	108,508	25,2%
Pasivo No Corriente				
Pasivos financieros	666	3,193	2,527	379,4%
Provisiones	88,176	94,244	6,068	6,9%
Pasivo por impuestos diferidos	407,435	405,717	-1,718	-0,4%
Bonos emitidos	596,467	581,766	-14,701	-2,5%
Otros pasivos	11,206	11,649	443	4,0%
Total Pasivo No Corriente	1,103,949	1,096,568	-7,381	-0,7%
Total Pasivo	1,534,208	1,635,335	101,127	6,6%
Patrimonio				
Capital social	703,868	703,868	0	0,0%
Prima en emisión de acciones	56,043	56,043	0	0,0%
Reservas	218,712	232,992	14,280	6,5%
Resultado del periodo	113,319	41,308	-72,011	-63,5%
Resultados acumulados	-92,590	-92,590	0	0,0%
Otras partidas de resultado integral	-142,659	-142,659	0	0,0%
Total Patrimonio	856,693	798,962	-57,731	-6,7%
Total Pasivo y Patrimonio	2,390,901	2,434,296	43,395	1,8%

Tabla N°17 - Estado de Flujo de Efectivo	USD '000	
	Mar-22	Mar-23
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación		
Utilidad Neta	21,289	41,308
Ajuste por:		
Depreciaciones y amortizaciones	24,450	23,721
Diferencia en cambio no realizada	369	-6,884
Beneficios a empleados	-141	-106
Costo amortizado (préstamos, depósitos)	0	0
Costo amortizado opción de compra BOMT	0	0
Costo amortizado obligaciones financieras	526	309
Valoración obligación por desmantelamiento	0	0
Impuesto diferido	1,270	2,307
Consumo repuestos - activos	3,749	-1,718
Impuesto de renta	16,340	17,815
Costos financieros	15,180	13,699
Ingresos financieros	-1,141	-3,472
Valoración método de participación	331	1,094
Pérdida, propiedades, planta y equipo	3	0
Deterioro inventarios	3	6
Deterioro cuentas por cobrar	4	0
Provisiones (Recuperaciones)	47	-1,484
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
(Aumento) disminución en cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	-4,693	-6,933
Aumento en inventarios	591	108
(Aumento) Disminución en otros activos no financieros	4,149	3,593
Disminución en otros activos financieros	2,952	-4
Disminución en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-5,269	-1,087
Aumento (disminución) en otras obligaciones laborales	-424	-337
Disminución en otros pasivos financieros	-154	1,583
(Disminución) aumento en pasivos estimados y provisiones	6,579	-1,182
Aumento pasivo impuestos	0	-3,450
Pago de intereses	-35	-81
Pago de intereses parte relacionadas	0	0
Impuestos Pagados	-12,761	-5,398
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	73,213	73,407
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
Propiedad, planta y equipo	-4,241	-5,798
Intangibles	-97	-35
Flujo neto provisto por actividades de inversión	-4,338	-5,833
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiamiento		
Pago de dividendos	0	0
Pago de obligaciones financieras	-73	-15,106
Obligaciones financieras adquiridas	0	0
Flujo neto usado en las actividades de financiamiento	-73	-15,106
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo	-5,400	4,591
Cambios Netos en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	63,401	57,059
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Inicio del Año	140,742	95,210
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	204,143	152,269

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

- ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.
- ASME: American Society of Mechanical Engineers.
- 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.
- 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.
- CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia.
- GBTUD: Giga British Thermal Unit per-Day.
- MBTU: Miles de Unidades Térmicas Británicas.
- M: millones
- MME: Ministerio de Minas y Energía.
- Mpcd: Millones de pies cúbicos por día.
- Promedio – Mpcd: Es el promedio del volumen transportado por día en el trimestre de estudio.
- pp: puntos porcentuales
- SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.