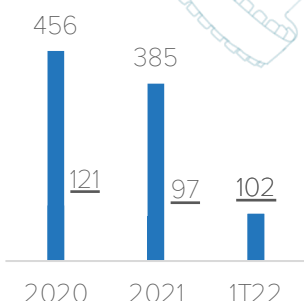
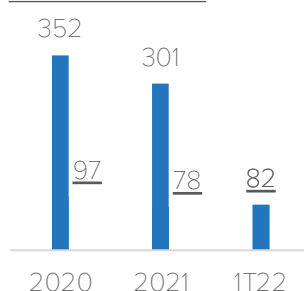
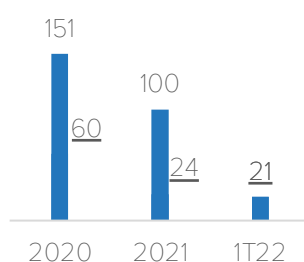
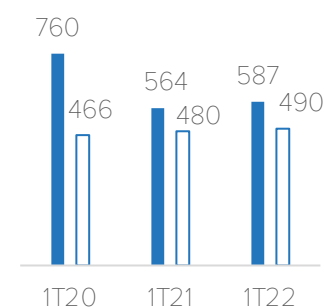



Ingresos
 (USD mm)

EBITDA
 (USD mm)

Utilidad Neta
 (USD mm)

Gas Contratado en Firme y Transportado
 (Mpcd)

TGI activa en la discusión regulatoria y avanza en sus objetivos transformacionales 2022

- **Expansión:** i) Reconfiguración y aumento de capacidad en 8 MPCD para el Servicio de Parqueo, lo que habilita oportunidades de ingresos complementarios
ii) Manifestación de interés y entrega oportuna de información de valor eficiente de los Proyectos IPAT a la CREG
- **Eficiencia:** Inició implementación de 4 nuevas iniciativas con 10 palancas de eficiencia en proyectos de compresión, gasoductos y ramales con potenciales impactos en reducción de OPEX
- **Transformación:** Avanzamos a través de acuerdo GEB - Swed Fund y TGI para desarrollar plan piloto en biogas
- **Regulación:**
 - Resolución 102 005 extiende plazo para el cambio de denominación de ingreso en USD a COP al 1ro sept. '22
 - Entrega completa y oportuna a la CREG del expediente tarifario. Incluye solicitud de reconocimiento de gastos de coberturas
 - Se envió decisión de seguir operando los activos que cumplieron VUN bajo la resolución 099. Remunera inversiones bajo Res. 126/2010 (60% del VRN)

Tabla N°1 – Indicadores financieros relevantes

	1T21	1T22	Var %
Ingresos (USD miles)	96.640	102.150	5,7%
Utilidad operacional (USD miles)	53.738	57.772	7,5%
EBITDA (USD miles)	77.743	81.613	5,0%
Margen EBITDA	80,4%	79,9%	
Utilidad neta (USD miles)	23.762	21.289	-10,4%
Deuda total bruta / EBITDA*	3,4x	3,7x	
Deuda neta / EBITDA*	2,8x	3,0x	
EBITDA* / Gastos financieros*	4,7x	4,6x	

Calificación crediticia internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 23 | 21:

BBB, estable

Moody's – Calificación Bono – Sep. 09 | 21:

Baa3, estable

últimos 12 meses

Mercado del gas natural en Colombia

- La demanda nacional de gas natural disminuyó -66,4 GBTUD durante el 1T22 comparado con el mismo periodo del año anterior i) el sector que mas redujo sus consumo fue el industrial-Refinería (-51 GBTUD), por su parte los sectores residencial-comercial y termoeléctrico compensaron parcialmente la menor demanda industrial con un incremento conjunto de 13,4 GBTUD.
- La demanda del interior durante el mismo periodo presentó una disminución de -28,3 GBTUD, menor al presentado en el agregado del país producto de: i) mayores demandas comparativas del sector industrial-refinería (-14,6 GBTUD) y ii) y crecimiento de la demandas del sector residencial-comercial (+4,7 GBTUD).

Tabla N°2 – Demanda de gas natural por sectores

	Colombia			Interior del País		
	1T21	1T22	Var %	1T21	1T22	Var %
Industrial – refinería	470	419	-10,9%	331	316	-4,4%
Residencial – comercial	206	210	2,0%	165	170	2,9%
Termoeléctrico	222	231	4,2%	42	42	-0,2%
Vehicular – GNV	52	46	-11,7%	42	36	-14,7%
Petroquímico	18	7	-60,4%	0	0	-11,7%
Otros Consumos	37	25	-32,2%	34	22	-35,5%
Total	1.006	939	-6,6%	614	586	-4,6%

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 1T21 y del 1T22 (3 meses)

Resultados trimestrales 1T22

Ingresos de Operaciones

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

USD '000	1T21	1T22	Var	Var %
Por tipo de cargo				
Capacidad & AOM	82.353	87.915	5.562	6,8%
Variables	12.775	12.186	-590	-4,6%
Otros Ingresos	1.512	2.049	538	35,6%
Por moneda				
Indexados a USD	71.467	75.647	4.180	5,8%
Indexados a COP	25.173	26.503	1.330	5,3%
Total	96.640	102.150	5.510	5,7%

A continuación se detalla la evolución de los ingresos por tipo de cargas en el 1T22:

- Los cargos por capacidad fueron USD 63,6 mm en 1T22, una variación positiva de USD 5,3 mm (9,1%) principalmente por: i) el incremento tarifario por indexación al PPI (Bienes de Capital de EEUU) de 6,61%, ii) incremento en la contratación en firme trimestral por volumen incrementales de diferentes remitentes en la ruta Sebastopol – Barrancabermeja iii) contratación en firme adicional de transporte diario y de corto plazo por la contingencia del mantenimiento en el campo Cupiagua.
- Los cargos AO&M, que se remuneran en COP, fueron de COP 94.485 mm (USD 24,4 mm), un crecimiento de COP 8.859 mm (10,3%) por las mismas razones anteriormente explicadas: i) el incremento tarifario por indexación al IPC (Colombia) de 5,62%. ii) incremento en la contratación trimestral en firme por volumen incremental en la ruta Sebastopol – Barrancabermeja y iii) contratación en firme adicional de transporte diario y de corto plazo por la contingencia del mantenimiento en el campo Cupiagua.
- Los cargos variables en USD disminuyeron por: i) menor transporte en algunos tramos durante el periodo de mantenimiento del campo Cupiagua, compensado con la mayor contratación en firme (cargo fijo). Como porcentaje de los ingresos los cargos variables pasaron de 13,2% a 11,9%.
- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios (2,0% de los ingresos totales), fueron USD 2,0 mm en 1Q22 con un crecimiento del 35,5% vs. 1Q21 explicada principalmente por desbalances de gas en enero y marzo.

En cuanto a los ingresos por moneda, el 74,0% proceden de cargos denominados en USD (principalmente cargos fijos por capacidad y cargos variables) y el 26,0% restante de cargos denominados en COP (principalmente cargos fijos por AO&M).

- Los ingresos denominados en USD crecieron por el incrementado tarifario en cargos fijos y variables (USD 4,7mm / 6,6%), y el incremento en la contratación trimestral en firme, las contrataciones adicionales de transporte diario y contratación en firme de corto plazo por contingencias.
- Los ingresos denominados en COP crecieron 5,3% como consecuencia del incremento en la contratación trimestral y las contrataciones en firme adicionales diarias, de corto plazo por contingencias. El efecto de incremento en tarifas fue parcialmente compensado por la devaluación de peso al ser reexpresados los ingresos a USD

Costo de Operaciones

Tabla N°4 – Costos de Operaciones

USD '000	1T21	1T22	Var	Var %
Servicios Profesionales	4.127	4.386	260	6,3%
Mantenimiento	1.448	2.514	1.066	73,6%
ITC	397	472	75	19,0%
Depreciación y Amortización	22.312	22.334	22	0,1%
Otros costos	6.341	7.513	1.172	18,5%
Total	34.625	37.220	2.596	7,5%

*ITC: Impuestos, tasas y contribuciones

Los costos operacionales aumentan USD 2,6 mm (7,5%) al comparar el 1T21 con el 1T22 reactivación de mantenimientos programados y aumento de precios de repuestos y gas para la operación:

- Mantenimiento: Incremento asociado a la reactivación del plan de Mantenimiento de Derecho de Vía e Integridad de Gasoductos, el cual durante el 1T22 se inició por las zonas más representativas. Sin embargo, este comportamiento se espera alinear a los niveles del 2021 a partir del segundo semestre del 2022.
- Otros costos: i) USD +0,4 mm por aumento en la tarifa del gas combustible (indexado IPC 2021) y mayores consumos de gas en la operación. ii) USD +0,3mm por aumento de tarifas en repuestos/accesorios para la atención de actividades preventivas de mantenimiento. lii) USD +0,4 mm en las Pólizas de responsabilidad Civil - RCE y Todo riesgo daño materiales, por incremento en el valor de las primas.

Gastos de Administración & Operacionales (netos)

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

USD '000	1T21	1T22	Var	Var %
Servicios personales	2.686	2.873	188	7,0%
Gastos generales	3.268	2.306	-962	-29,4%
Impuestos	630	472	-158	-25,1%
DA&P	2.412	2.307	-105	-4,4%
Otros gastos	40	0	-40	-100,0%
Otros ingresos	-759	-800	-41	5,4%
Total	8.277	7.158	-1.119	-13,5%

*DA&P: Depreciaciones, Amortizaciones y Provisiones

Los gastos de administración y operacionales (netos de otros gastos e ingresos) disminuyeron debido principalmente a:

- Gastos Generales: Durante el año 2021 se lograron implementar iniciativas de eficiencia que han permitido sostener los ahorros logrados durante el 1T22.

- Impuestos, gravámenes y tasas: Corresponde principalmente a la provisión estimada de acuerdo con la liquidación de la Contribución a la SSPD.

Resultado No Operacional (neto)

El resultado no operacional (neto) pasó de USD -18,0 mm en 1T21 a USD -16,3 mm en 1T22, explicado principalmente por:

- Ingreso Financiero (USD +0,5 mm; 61,6%): Por rendimientos capturados de los excedentes de caja invertidos temporalmente en instrumentos de renta fija, tales como Time Deposits y CDTs.
- Costos Financieros (USD -0,4 mm; -2,4%): Efecto positivo de USD 0,1 mm producto de la actualización del costo financiero asociado a la provisión por desmantelamiento y USD -0,5 mm producto de la actualización de la tasa del crédito intercompañía que tuvo lugar a partir de mayo del 2021.
- Participación Resultado en Asociadas (USD +0,5 mm; +56,0%): i) Liberación de provisiones en Contugas referentes a la resolución 073 emitida por Osinergimin (Perú) y reconocimiento del 100% de la deuda de Egasa. li) Menor valor asociado a los intereses compensatorios por el acuerdo logrado con Aceros Arequipa frente a las reclamaciones sobre facturación de los servicios de distribución, transporte y suministro de gas.

Impuestos

Corriente (USD +3,4 mm; 26,0%): El impuesto a la ganancia fue USD 16,3 mm, aumento de USD 3,4 mm (+26%) comparado con 1T21, producto de la mayor utilidad gravable generada de los mejores resultados operacionales en el trimestre, complementada por la legalizaciones de costos y gastos provisionados en el periodo anterior y que son deducibles en la presente vigencia fiscal.

Diferido (USD -4,7 mm; -492,0%) : Por su parte, el impuesto diferido pasó de USD -1,0 mm en 1T21 a USD +3,7 mm en el 1T22 (-492%), como consecuencia de las variaciones en las bases de cálculo ocasionadas por el diferencial cambiario sobre los pasivos y activos en moneda extranjera de la compañía.

Utilidad Neta

La utilidad neta pasó de USD 23,8 mm en 1T21 a USD 21,2 mm en 1T22 (-10,4%) explicado por resultados positivos logrados en utilidad operacional que fueron reducidos por los efectos en impuesto diferido proveniente de las variaciones en tasa de cambio.

EBITDA

Tabla N°6 – EBITDA

USD '000	1T21	1T22	USD	Var
EBITDA	77.743	81.613	3.870	5,0%
Margen EBITDA	80,4%	79,9%		-0,6 pp

El EBITDA aumentó explicado por mayores ingresos de USD 5,5 mm (5,7%) en contrataciones adicionales firme por contingencias de remitentes, transporte diario y en firme de corto plazo así como mayores tarifas, principalmente cargos fijos indexados a USD

Perfil de Deuda

Tabla N°7 – Rubros relevantes de deuda

USD '000	2021	mar-22	Var	Var %
Deuda total neta	987.972	923.119	-64.853	-6,6%
Deuda senior bruta	758.714	757.410	-1.304	-0,2%
Deuda total bruta	1.128.714	1.127.262	-1.452	-0,1%
EBITDA UDM*	332.622	304.624	-27.998	-8,4%
Gastos financieros UDM*	70.036	66.697	-3.338	-4,8%
Ratios de cobertura				
Deuda total bruta / EBITDA*	3,4x	3,7x	0,3x	
Deuda total neta/ EBITDA*	3,0x	3,0x	0,1x	
EBITDA* / Gastos financieros*	4,7x	4,6x	-0,2x	

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

Los gastos financieros UDM disminuyen por reducción de la tasa del crédito intercompany de 6,125% a 5,02%, que se materializó en mayo de 2021. En línea con la actualización de expectativas para el 2022, el indicador deuda bruta/EBITDA esperado al cierre del año es 3,6x.

Tabla N°8 – Perfil de la deuda	Monto USD mm	Moneda	Cupón (%)	Vencimiento
Senior - bonos Internacionales	750	USD	5,55%	1-nov-28
Inter-compañía - Subordinada	370	USD	5,02%	21-dic-22
Leasing – Renting	5,5	COP	N/A	Largo Plazo
Pasivo Financiero NIIF - 16	7,3	COP	8,64%	N/A

Por el cambio regulatorio definido por la resolución 175 de la CREG que establece e indexa las tarifas en COP de los cargos fijos por capacidad y variables, la compañía adelanta gestiones para cubrir sus obligaciones en USD de la variación del tipo de cambio luego de la aplicación efectiva del ajuste regulatorio. Estas coberturas permitirán proteger los flujos de caja en COP de la volatilidad del mercado por la posición pasiva que mantendrá la compañía en USD. En el expediente tarifario que se sustentará a la CREG se incorporan los gastos financieros asociados a las operaciones de cobertura requeridas para tal fin.

Desempeño Comercial

Ingresos por Sector

Table N°9 – Composición Sectorial Ingresos	1T21	1T22
Residencial-Distribuidor	73,1%	65,2%
Industrial	14,3%	14,8%
GNV	5,0%	4,6%
Comercial	3,2%	7,6%
Térmicas	2,4%	6,3%
Refinería	2,0%	1,4%
Petroquímicas	0%	0%
Total	100,0%	100,0%

*Por cambios regulatorios se empezó a reportar la composición sectorial de ingresos de acuerdo con lo declarado por los clientes en los contratos comerciales. Ver anexo 1 del informe 1Q21

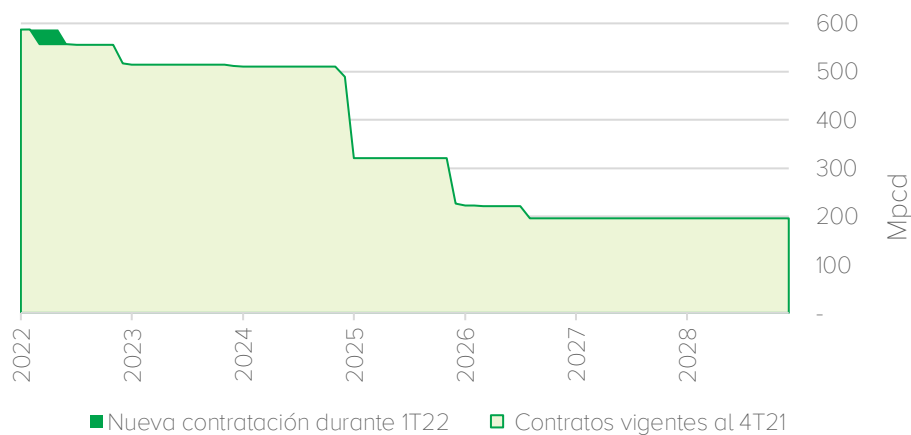
Los sectores residencial e industrial aportaron el 80% de los ingresos acumulados al 1T22. Por su parte el sector Térmico fue el de mayor crecimiento (+167%) seguido de Refinería (+66%) y Comercial (+60%). En el trimestre realizó un mantenimiento programado de seis (6) días desde el campo productor de Cupiagua, lo cual originó un descenso en los volúmenes durante este periodo. En el sector térmico el incremento se explica por los consumos dados en el punto de salida de Termo Mocoa, el cual no presentó demanda durante el 1T21.

Estructura Contractual

Tabla N°10– Estructura de los contratos en firme	Nº Contratos Vigentes	Nº Contratos En Firme	Nº Contratos Interrumpibles	Vida Remanente Contratos en Firme (promedio años)
1T21	667	666	1	5,4
1T22	659	641	18	4,6

Entre marzo de 2021 y marzo de 2022, hubo una variación de 667 contratos vigentes a 659. Al cierre del 1T22, el 97,3% de los contratos son firme y 2,7% en modalidad interrumpible. Los contratos en firme están en promedio ponderado bajo una pareja 91% cargos fijos y 9% variables, aproximadamente. A marzo de 2022, la Compañía tiene contratada el 69,1% de su capacidad disponible.

Gráfico N°1 – Vida remanente de los contratos



El ciclo comercial usual de contratación en el sector, bajo los parámetros regulatorios actuales, se desarrollan por periodos trimestrales. La dinámica actual muestra un ciclo contractual de corto plazo (máximo un año), explicado por baja oferta de contratos de suministro de gas de mas largo plazo. . A medida que los procesos de oferta de la molécula surtan efecto, la brecha entre la curva contratada y la proyección de demanda (entre 500 y 600 Mpcd a 2024) disminuirá.

Desempeño Operacional

Tabla N°11 – Indicadores operacionales seleccionados	1T21	1T22	Var %
Capacidad total - Mpcd	849,4	849,4	0,0%
Capacidad contratada en firme – Mpcd	564	587	4,1%
Volumen transportado - Promedio Mpcd	480,0	489,8	2,0%
Factor de uso	49%	56%	6,5 pp
Disponibilidad	100%	100%	0,0 pp

Longitud gasoductos - Km 4.033 4.033 0,0%

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 el 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 la continuidad de la confiabilidad en 100,0% y un aumento del factor de uso a 55,7%.

Tabla N°10 – Volumen por transportador (Mpcd)	1T21	Part %	1T22	Part %	Var %	Var Mpcd
TGI	480,0	55,7%	489,8	55,0%	2,0%	9,8
Promigas	329,2	38,2%	339,4	38,1%	3,1%	10,2
Otros	52,6	6,1%	61,4	6,9%	16,7%	8,8
Total	861,8	100,0%	890,6	100,0%	3,3%	28,8

En 1T22, se observa un aumento del volumen transportado promedio día por TGI en 2,0% respecto al 1T21, debido a varias causas como lo son reactivación por pandemia y aumento del consumo en refinería Barrancabermeja; Por tal motivo el volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional TGI continúa siendo el principal actor con 489,8 Mpcd, mientras que el segundo es Promigas con 339,4 Mpcd (las dos Compañías tienen el 93,1%).

Tabla N°13 – Capacidad de transporte total del sistema TGI	Capacidad Mpcd
Ballena - Barracabermeja	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 al 1T22 corresponden a USD 6,0 mm, presentando una disminución de USD -1,4 mm vs 1T21, principalmente por la etapa de finalización del proyecto Cusiana Fase IV, con avance físico a Mar-22 de 98,9%.

Proyectos del Plan de Abastecimiento de gas natural (IPAT)

Durante 1T22 TGI manifestó su interés para realizar los proyectos IPAT en primera instancia como Transportador Incumbente incluyendo la información técnico - económica para estos proyectos:

Ramal Jamundí

- Capex Estimado Proyecto: USD 6,8 mm
- Capacidad de Transporte: 3 Mpcd

Expansión Mariquita Gualanday

- Capex Estimado Proyecto: USD 8,2 mm
- Capacidad de Transporte: 20 Mpcd

Bidireccionalidad Ballena Barrancabermeja

- Capex Estimado Proyecto: USD 2,2 mm
- Capacidad de Transporte: 100 Mpcd

Bidireccionalidad Yumbo Vasconia

- Capex Estimado Proyecto: USD 120,0 mm
- Capacidad de Transporte: 250 Mpcd

Actualización Regulatoria

Tabla N°14 – Actualización Regulatoria

Entidad	Resolución	Alcance	Estado	
CREG	Resolución CREG 102 001 de 2022	Ajuste a la Resolución CREG 175 de 2021 (Metodología de remuneración de la actividad de transporte).	Publicada	Ver más
	Resolución Creg 702 001 de 2022	Ajuste a la Resolución CREG 175 de 2021 (Metodología de remuneración de la actividad de transporte).	Consulta	Ver más
	Circular Creg 022 de 2022	Documentos estudio de consultoría de The Brattle Group, sobre la metodología Entry – Exit.	Publicada	Ver más
	Resolución Creg 231 de 2021	Se acepta el recurso de reposición interpuesto por la empresa contra la resolución CREG 099 de 2021	Publicada	Ver más
	Autos CREG particulares	Apertura de actuación administrativa proyectos IPAT: Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena, Ampliación capacidad Mariquita Gualanday, Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita y Ampliación capacidad ramal Jamundí.	Notificados	-
	Circular CREG 032 de 2022	Aplicación del parágrafo del artículo 4 de la resolución CREG 004 de 2021. Tasa de descuento actividad de transporte de gas natural.	Publicada	Ver más
	Resolución 102 005 de 2022	Modifica el plazo de aplicación de tarifas en COP de la resolución 175 de 2021	Consulta	-

MME Resolución MME 00354 de 2022. Modificación de la declaración de Producción de Gas Natural para el período 2021 – 2030

Publicada [Ver más](#)

Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°15 - Estado de Resultados	USD miles		Variación	
	1T21	1T22	USD	%
Ingresos	96.640	102.150	5.510	5,7%
Costo de operaciones	-34.625	-37.220	-2.596	7,5%
Utilidad bruta	62.015	64.930	2.914	4,7%
<i>Margen Bruto</i>	<i>64,2%</i>	<i>63,6%</i>		
Gastos administración y operacionales (netos)	-8.277	-7.158	1.119	-13,5%
Utilidad operacional	53.738	57.772	4.034	7,5%
<i>Margen Operacional</i>	<i>55,6%</i>	<i>56,6%</i>		
Costos financieros	-17.394	-16.976	418	-2,4%
Ingresos financieros	793	1.282	489	61,6%
Diferencia en cambio neta	-559	-369	190	34,0%
Participación resultado de asociadas	-805	-331	475	58,9%
Utilidad antes del impuesto de renta	35.774	41.378	5.604	15,7%
Impuesto a la ganancia	-12.968	-16.340	-3.372	26,0%
Impuesto diferido	956	-3.749	-4.705	-492,0%
Utilidad neta	23.762	21.289	-2.473	-10,4%
<i>Margen Neto</i>	<i>24,6%</i>	<i>20,8%</i>		

Descargar Datapack TGI



Tabla N°16- Balance General	USD miles		Variación	
	dic-21	mar-22	USD	%
Activos				
Activo Corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo	140.742	204.143	63.401	45,0%
Cuentas por cobrar a clientes	44.644	46.447	1.803	4,0%
Inventarios	18.738	18.144	-594	-3,2%
Otros activos no financieros	3.520	8.109	4.589	130,4%
Total Activo Corriente	207.644	276.843	69.199	33,3%
Activo No Corriente				
Propiedades, planta y equipo	2.079.096	2.062.110	-16.986	-0,8%
Activos por derecho de uso	9.899	8.204	-1.694	-17,1%
Inversiones en asociadas y subordinadas	20.319	20.347	28	0,1%
Cuentas por cobrar comerciales	11.459	12.111	652	5,7%
Activos intangibles	155.148	155.068	-81	-0,1%
Otros activos financieros / no financieros	9.384	33	-9.351	-99,6%
Total Activo No Corriente	2.285.305	2.257.873	-27.432	-1,2%
Total Activo	2.492.949	2.534.716	41.767	1,7%
Pasivos				
Pasivo Corriente				
Cuentas por pagar a proveedores	12.744	10.016	-2.729	-21,4%
Pasivo por impuestos	6.310	8.125	1.815	28,8%
Beneficios a empleados	5.039	4.474	-565	-11,2%
Provisiones	18.444	16.393	-2.050	-11,1%
Pasivo por arrendamientos	10.209	7.028	-3.181	-31,2%
Otros pasivos financieros	11.503	22.280	10.777	93,7%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	373.033	461.869	88.836	23,8%
Total Pasivo Corriente	437.282	530.185	92.903	21,2%
Pasivo No Corriente				
Cuentas por pagar a partes relacionadas	0	0	0	0,0%
Pasivos financieros	382	2.817	2.435	638,3%
Provisiones	66.584	72.215	5.631	8,5%
Pasivo por impuestos diferidos	399.575	403.324	3.749	0,9%
Bonos emitidos	747.330	747.972	643	0,1%
Otros pasivos	13.539	13.539	0	0,0%
Total Pasivo No Corriente	1.227.410	1.239.868	12.458	1,0%
Total Pasivo	1.664.692	1.770.053	105.361	6,3%
Patrimonio				
Capital social	703.868	703.868	0	0,0%
Prima en emisión de acciones	56.043	56.043	0	0,0%
Reservas	203.181	218.712	15.532	7,6%
Resultado del periodo	100.415	21.289	-79.126	-78,8%
Resultados acumulados	-92.590	-35.439	57.151	-61,7%
Otras partidas de resultado integral	-142.659	-199.810	-57.151	40,1%
Total Patrimonio	828.257	764.663	-63.594	-7,7%
Total Pasivo y Patrimonio	2.492.949	2.534.716	41.767	1,7%

Tabla N°17 - Estado de Flujo de Efectivo	USD '000	
	dic-21	mar-22
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación		
Utilidad Neta	100.415	21.289
Ajuste por:		
Depreciaciones y amortizaciones	96.308	24.450
Diferencia en cambio no realizada	-1.017	369
Beneficios a empleados	-1.844	-141
Costo amortizado (préstamos, depósitos)	0	0
Costo amortizado opción de compra BOMT	0	0
Costo amortizado obligaciones financieras	977	526
Valoración obligación por desmantelamiento	4.864	0
Impuesto diferido	-2.731	1.270
Impuesto de renta	0	16.340
Costos financieros	61.274	15.180
Ingresos financieros	-2.220	-1.141
Valoración método de participación	-5.490	331
Pérdida, propiedades, planta y equipo	43	3
Deterioro inventarios	1.165	3
Deterioro cuentas por cobrar	1.115	4
Provisiones (Recuperaciones)	-2.072	47
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
(Aumento) disminución en cuentas por cobrar a clientes	14.125	-4.693
Aumento en inventarios	-1.866	591
(Aumento) Disminución en otros activos no financieros	1.527	4.149
Disminución en cuentas por pagar comerciales	-33.692	-5.269
Aumento (disminución) en otras obligaciones laborales	3.493	-424
Disminución en otros pasivos financieros	-6.821	-154
(Disminución) aumento en pasivos estimados y provisiones	6.219	6.579
Pago de intereses	-41.841	-35
Pago de intereses parte relacionadas	-19.142	0
Impuestos Pagados	-68.474	-12.761
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	158.762	73.213
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
Inversiones en asociadas	0	0
Propiedad, planta y equipo	-11.792	-4.241
Intangibles	0	-97
Flujo neto provisto por actividades de inversión	-11.792	-4.338
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiamiento		
Pago de dividendos	-132.517	0
Pago de obligaciones financieras	-3.475	-73
Obligaciones financieras adquiridas	0	0
Flujo neto usado en las actividades de financiamiento	-135.992	-73
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo	-6.864	-5.400
Cambios Netos en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	4.114	63.401
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Inicio del Año	136.628	140.742
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Período	140.742	204.143

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.
- mm: 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.