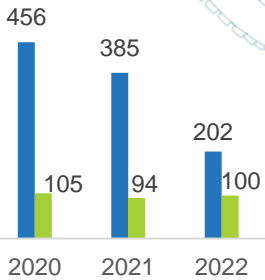
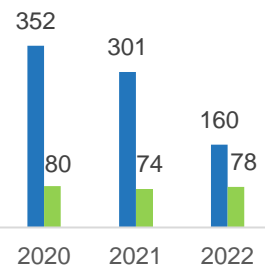


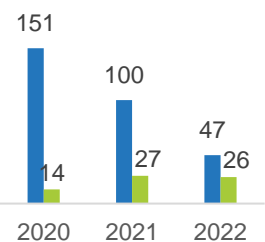
Cifras acumuladas y 2T
 Ingresos
 (USD mm)



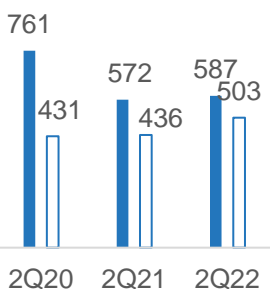
EBITDA
 (USD mm)



Utilidad Neta
 (USD mm)



Gas Contratado en
 Firme y Transportado
 (Mpcd)



Cifra subrayada: Volumen transportado
 Cifras calculadas como promedios simples
 trimestrales

TGI contribuye a hacer del gas natural el energético líder de una transición justa, sostenible y asequible

- **Expansión:** Gestión de nuevas fuentes de ingreso: i) Micro LNG: Open Season para definición de demanda, avance en ingenierías para planta modular de 6 Mpcd; ii) Infraestructura de importación de gas del Pacífico: se incorporaron criterios de fuerza mayor en etapa de construcción y operación, TGI y su socio estratégico están en etapa de análisis de bancabilidad.
- **Transformación:** Acercando nuevas energía limpias: i) Mezcla de hidrógeno y Gas: avanzamos en convenio interinstitucional para prefactibilidad regulatoria, técnica, y normativa para transporte y blending.
- **Eficiencia:** TGI continúa con la optimización de recursos y procesos logrando eficiencias acumuladas por USD 15 mm de iniciativas netas implementadas con impacto recurrente y USD 7 mm adicionales no recurrentes.
- **Regulación:** avance en la estrategia regulatoria: Resolución CREG 099: TGI entregó decisión sobre operación y/o reposición de activos y logró la expedición de resolución de tarifas con aplicación a partir de septiembre 1° de 2022. Resolución CREG 175: Se logró la extensión del plazo de aplicación del cambio de moneda de los cargos y nuevo wacc, inició el proceso de sustentación ante la CREG del expediente tarifario y se logró la actualización de fecha en entrada IPATs para viabilizar la aceptación de ejecución de estos proyecto.. Actualmente en implementación de estrategia para mitigar riesgo cambiario.

Tabla N°1 – Indicadores financieros relevantes

	2T21	2T22	Var	Var %	1S2021	1S2022	Var	Var %
Ingresos (USD miles)	94.388	99.806	5.418	5,7%	191.028	201.956	10.928	5,7%
Utilidad operacional (USD miles)	54.052	54.068	17	0,0%	107.790	111.840	4.050	3,8%
EBITDA (USD miles)	74.236	78.477	4.241	5,7%	151.979	160.090	8.111	5,3%
Margen EBITDA	78,6%	78,6%	0,0 pp		79,6%	79,3%	-0,3 pp	
Utilidad neta (USD miles)	27.019	25.773	-1.246	-4,6%	50.781	47.062	-3.718	-7,3%
Deuda bruta total / EBITDA*	3,5x	3,7x	0,22x		3,5x	3,7x	0,22x	
Deuda neta total / EBITDA*	3,1x	3,2x	0,09x		3,1x	3,2x	0,09x	
EBITDA* / Gastos financieros*	4,8x	4,5x	-0,26x		4,8x	4,5x	-0,26x	

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 se incrementó 34,9 GBTUD durante el 2T22 comparado con el mismo periodo del año anterior por los crecimientos registrados en los sectores termoeléctrico (+44 GBTUD) e industrial-refinería (+1,9GBTUD), los cuales fueron parcialmente compensados por la reducción conjunta de 11,1 GBTUD en los sectores residencial-comercial y petroquímico.
- La demanda del interior durante el mismo periodo se mantienen en niveles similares al registrado durante el 2T21

Tabla N°2 – Demanda de gas natural por sectores

(GBTUD)	Colombia			Interior del País		
	2T21	2T22	Var %	2T21	2T22	Var %
Industrial – refinería	438	440	0.4%	302	304	0.9%
Residencial – comercial	215	209	-2.7%	175	167	-4.2%
Termoeléctrico	184	228	24.0%	26	37	42.2%
Vehicular – GNV	50	50	-0.7%	41	39	-5.2%
Petroquímico	17	12	-30.6%	0	0	-19.2%
Otros Consumos	23	24	1.9%	21	20	-1.9%
Total	928	962	3.8%	565	568	0.7%

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 2T21 y del 2T22 (3 meses).

Resultados trimestrales 2T22

Ingresos de Operaciones

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

USD '000	2T21	2T22	Var	Var %	1S21	1S22	Var	Var %
Por tipo de cargo								
Capacidad & AOM	81.259	86.195	4.936	6,1%	163.612	174.110	10.498	6,4%
Variables	11.201	13.527	2.326	20,8%	23.976	25.712	1.736	7,2%
Otros Ingresos	1.929	85	-1.844	-95,6%	3.440	2.134	-1.306	-38,0%
Por moneda								
Indexados a USD	69.611	76.441	6.830	9,8%	141.078	152.088	11.010	7,8%
Indexados a COP	24.777	23.366	-1.412	-5,7%	49.951	49.868	-82	-0,2%
Total	94.388	99.806	5.418	5,7%	191.028	201.956	10.928	5,7%

A continuación se detalla la evolución de los ingresos por tipo de cargas en el 2T22:

- Los cargos por capacidad fueron USD 62,9 mm en 2T22, una variación positiva de USD 5,2 mm (9,0%) 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 volúmenes incrementales en la ruta Vasconia-Sebastopol y Vasconia-Barrancabermeja; iii) contratación adicional de transporte en el campo Ballena mediante la modalidad de transporte de contingencia con varios remitentes; y iv) contrataciones en firme adicional de transporte diario.
- Los cargos AO&M, que se remuneran en COP, fueron de COP 93.166 mm (USD 23,3 mm), con un incremento de COP 6.221 mm explicados por las mismas razones indicadas anteriormente: i) el incremento tarifario por indexación al IPC (Colombia) de 5,62%; ii) incremento en la contratación en firme trimestral por volúmenes incrementales en la ruta Vasconia-Sebastopol y Vasconia-Barrancabermeja; iii) contratación adicional de transporte en el campo Ballena mediante la modalidad de transporte de contingencia con varios remitentes; y iv) contrataciones en firme adicional de transporte diario. Sin embargo, el efecto de la conversión de estos ingresos a USD es negativo dada la devaluación del COP durante el trimestre.
- Los cargos variables en USD (13,6% de los ingresos totales) crecieron principalmente por: i) incremento tarifario anual por la indexación al PPI (Bienes de Capital de EEUU) de 6,61%; ii) mayor capacidad transportada a través de contratos con componente diferente a pareja de cargo 100-0; iii) transporte interrumpible adicional contratado durante el trimestre; y iv) facturación relacionada con la compensación de Gas Tarifa GREG 185. El volumen promedio transportado se incrementó al pasar de 436 Mpcd en 2T21 a 503 Mpcd en 2T22 (ver cifras operacionales).

- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios decrecieron vs. 2T21 en -95,6% al cerrar en USD 85 mil por efecto base dado que en el 2T21 se registraron ingresos no recurrentes por servicios de parqueo contratados para suplir las necesidades de transporte durante el mantenimiento programado de la planta Cusiana los primeros días de abril, así como por glosas de facturas durante el 2022 por USD -1,1 mm.

En cuanto a los ingresos por moneda, el 76,6% proceden de cargos denominados en USD (principalmente cargos fijos por capacidad y cargos variables) y el 23,4% 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 (USD 5,2mm / 9,0%) asociada a la indexación, el incremento en la contratación trimestral en firme, contrataciones adicionales de transporte en el Campo Ballena en la modalidad de contingencia y contrataciones adicionales de transporte diario.
- Los ingresos denominados en COP cayeron 5,7% (en dólares) por efecto de la devaluación del peso.

Costo de Operaciones

Tabla N°4 – Costos de Operaciones

USD '000	2T21	2T22	Var	Var %	1S2021	1S2022	Var	Var %
Servicios Profesionales	4.254	4.017	-237	-5,6%	8.381	8.403	22	0,3%
Mantenimiento	1.886	3.020	1.134	60,1%	3.334	5.534	2.200	66,0%
ITC	741	363	-379	-51,1%	1.138	835	-303	-26,6%
Depreciación y Amortización	22.711	22.253	-458	-2,0%	45.023	44.587	-436	-1,0%
Otros costos	5.892	7.272	1.380	23,4%	12.233	14.786	2.552	20,9%
Total	35.485	36.925	1.440	4,1%	70.110	74.145	4.036	5,8%

*ITC: Impuestos, tasas y contribuciones

Los costos operacionales aumentan durante el trimestre en comparación con el 2T21 principalmente por mayores costos de mantenimientos por atención de emergencias producto de la ola invernal y aumentos en el precio del gas combustible siguiendo la dinámica del mercado nacional dada la baja exposición de Colombia a las importaciones de gas:

- Mantenimiento: Incremento asociado a la atención de emergencias (+USD 1,3 mm) como consecuencia de la ola invernal presentada en lo corrido del año vs el 2021 donde no se presentó este fenómeno.
- Otros costos: i) USD +0,6 mm por aumento en la tarifa nacional del gas combustible (indexado IPC 2021) y mayores consumos en la operación. ii) USD +0,4 mm por el efecto contable del inventario de gas, producto de la medición semestral de la compañía; y iii) USD +0,3 mm en las Pólizas de responsabilidad Civil - RCE y Todo riesgo daño materiales, por incremento en el valor de las primas.
- Lo anterior fue compensado por la implementación de iniciativas de eficiencias que permitieron capturar ahorros estructurales y sostenibles para el 2022, enmarcados en la estrategia implementada por la compañía del orden del 40,5% durante el trimestre (USD -0,4 mm).

Gastos de Administración & Operacionales (netos)

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

USD '000	2T21	2T22	Var	Var %	1S2021	1S2022	Var	Var %
Servicios personales	2.621	2.708	87	3,3%	5.307	5.581	275	5,2%
Gastos generales	4.085	3.214	-871	-21,3%	7.354	5.520	-1.833	-24,9%
Impuestos	672	762	90	13,4%	1.303	1.234	-69	-5,3%
DA&P	1.591	2.394	803	50,5%	4.003	4.701	698	17,4%
Otros gastos	1	0	-1	-100,0%	40	0	-40	-100,0%
Otros ingresos	-4.118	-238	3.880	-94,2%	-4.877	-1.038	3.839	-78,7%
Total	4.852	8.840	3.988	82,2%	13.129	15.998	2.869	21,9%

*DA&P: Depreciaciones, Amortizaciones y Provisiones

Los gastos de administración y operacionales (netos de otros gastos e ingresos) se incrementaron principalmente por una disminución en otros ingresos por siniestros que fueron reconocidos durante el 2T21 por el orden de USD +3,6 mm y que no se repiten durante el 2T22.

- Gastos generales, desde el 2021 se vienen implementaron iniciativas de eficiencia en el gasto que han permitido sostener los ahorros logrados durante el 2T22. El ahorro acumulado es de USD 14,7 mm en iniciativas con impacto recurrente, con un aumento de USD 1,4 mm respecto al 1T22.

Resultado No Operacional (neto)

El resultado no operacional (neto) pasó de USD -14,1 mm en 2T21 a USD -19,1 mm en 2T22, explicado principalmente por:

- Participación Resultado en Asociadas (USD -3,7 mm; -4.552,4%): por pérdida de USD 12 mm en Contugás debido al resultado desfavorable del laudo con Egesur.
- Costos Financieros (USD +1,3 mm; +8,4%): por el efecto contable de la valoración del costo amortizado de los bonos y crédito intercompañía que no tienen impacto en la generación de caja de la compañía.
- Ingreso Financiero (USD +0,7 mm; +107,1%): Por rendimientos capturados de los excedentes de caja invertidos temporalmente en instrumentos de renta fija, tales como Time Deposits y CDTs.

Impuestos

Corriente (USD -2,1 mm; +16,8%): producto del incremento en la tasa de impuesto de renta de 4 puntos porcentuales al pasar de 31% en el 2021 a 35% en el 2022. A pesar de que la utilidad antes de impuestos fue mayor para el 2T21 el incremento en la tarifa impositiva explica el incremento en la provisión para el 2022.

Diferido (USD +5,8 mm; -1204,3%): 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 27,0 mm en 2T21 a USD 25,8 mm en 2T22 (-4,6%) explicado por los resultados no operacionales, principalmente por el efecto de los menores ingresos en participación de resultado en asociadas, y el efecto contable de la valoración del costo financiero, lo cual fue compensado por el positivo resultado en el impuesto diferido.

EBITDA

Tabla N°6 – EBITDA

USD '000	2T21	2T22	Var	Var %	1S21	1S22	Var	Var %
EBITDA	74.236	78.477	4.241	5,7%	151.979	160.090	8.111	5,3%
Margen EBITDA	78,6%	78,6%		0,0 pp	79,6%	79,3%		-0,3 pp

El EBITDA aumentó explicado por mayores ingresos de USD 5,4 mm (5,7%) en contrataciones adicionales en firme por contingencias, contrataciones de transporte diario y en firme de corto plazo, así como mayores tarifas, principalmente cargos fijos indexados a USD, manteniendo estable el EBITDA.

Perfil de Deuda

Tabla N°7 – Rubros relevantes de deuda

USD '000	2021	jun-22	Var	Var %
Deuda total neta	987.972	998.626	10.653	1,1%
Deuda senior bruta	758.714	755.933	-2.781	-0,4%
Deuda total bruta	1.128.714	1.133.536	4.822	0,4%
EBITDA UDM*	332.622	308.838	-23.784	-7,2%
Gastos financieros UDM*	70.036	67.996	-2.039	-2,9%
Ratios de cobertura				
Deuda bruta total / EBITDA*	3,4x	3,7x	0,3x	
Deuda neta total/ EBITDA*	3,0x	3,2x	0,3x	
EBITDA* / Gastos financieros*	4,7x	4,5x	-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 intercompañía de 6,125% a 5,02%, que se materializó en mayo de 2021.

Tabla N°8 – Perfil de la deuda	Monto USD mm	Moneda	Cupón (%)	Vencimiento
Senior - bonos Internacionales	750	USD	5,55%	1-nov-28
Intercompañía - Subordinada	370	USD	5,02%	21-dic-22
Pasivo Financiero NIIF - 16	6,0	USD	8,64%	N/A
Leasing – Renting	7,6	USD	N/A	Largo Plazo

Por el cambio regulatorio definido por la Resolución CREG 175 DE 2021, que establece la nueva metodología de remuneración del servicio de transportes de gas natural, se indexan las tarifas en COP de los cargos fijos por capacidad y variables para remunerar la inversión. Con la Resolución CREG 102 de 2022 se posterga su aplicación al 1ro de septiembre de 2022, al tiempo, 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. Así mismo, en el expediente tarifario presentado a la CREG y sustentado durante el 2T22 se incorporó el reconocimiento de los gastos financieros asociados a las operaciones de cobertura requeridas para tal fin.

Desempeño Comercial

Ingresos por Sector

Tabla N°9 – Composición Sectorial Ingresos	2T21	2T22
Residencial-Distribuidor	73,1%	63,8%
Industrial	13,2%	16,7%
GNV	4,8%	4,8%
Comercial	3,0%	8,3%
Térmicas	3,8%	6,3%
Refinería	2,2%	0,0%
Petroquímicas	0%	0%
Total	100,0%	100,0%

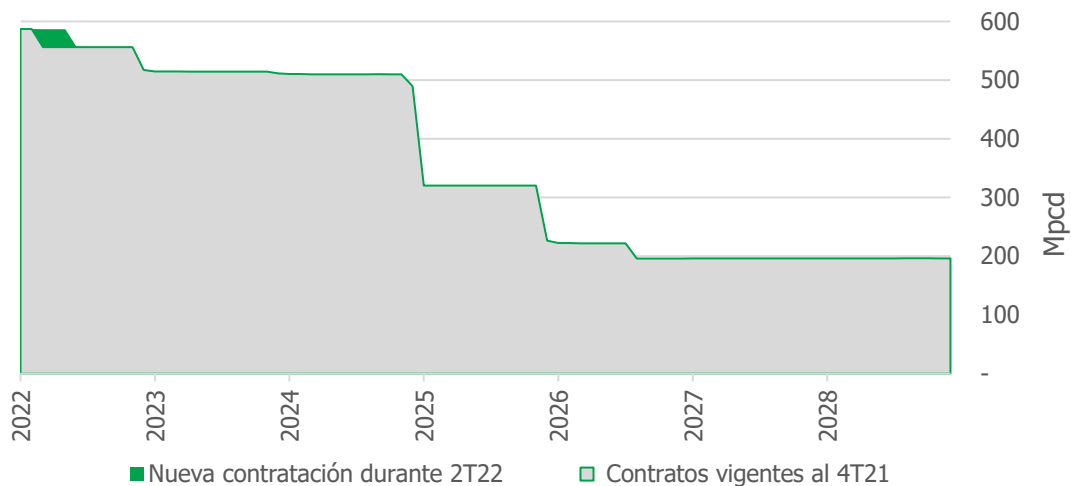
Los sectores residencial e industrial aportaron el 81% de los ingresos del 2T22. Por su parte el sector Comercial y Térmico fueron los de mayor crecimiento vs el 2T21 logrando una participación sobre el total de los ingresos de 8,3% y 6,3% vs 3,0% y 3,8% registrados en el 2T21. En el trimestre se realizaron dos mantenimientos programados desde el campo productor de Cupiagua de 6 y 11 días, lo cual originó un descenso en los volúmenes transportados durante dichos períodos. En el sector térmico el incremento se explica por la salida de Termo Ocoa, y el incremento en el consumo en Termosierra durante el trimestre vs el 2T21.

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)
2T21	667	665	2	5,1
2T22	635	614	21	4,4

Entre junio de 2021 y junio de 2022, hubo una variación de 667 contratos vigentes a 635. Al cierre del 2T22, el 96,7% de los contratos son en firme y 3,3% en modalidad interrumpible. Los contratos en firme están en promedio ponderado bajo una pareja 91% cargos fijos y 9% variables, aproximadamente. A junio de 2022, la Compañía tiene contratada el 69,1% de su capacidad disponible vs 67,3% a junio 2021.

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 más 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

	2T21	2T22	Var %
Capacidad total - Mpcd	849,4	849,4	0,0%
Capacidad contratada en firme – Mpcd	572	587	2,6%
Volumen transportado - Promedio Mpcd	435,8	502,7	15,3%
Factor de uso	48%	56%	7,7 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, se mantiene la continuidad de la confiabilidad en 100,0% y aumenta el factor de uso a 55,7%.

	2T21	Part %	2T22	Part %	Var %	Var Mpcd
TGI	435,8	53,9%	502,7	54,9%	15,3%	66,8
Promigas	317,2	39,2%	348,9	38,1%	10,0%	31,7
Otros	55,3	6,8%	64,4	7,0%	16,5%	9,1
Total	808,3	100,0%	916,0	100,0%	13,3%	107,6

En 2T22, se observa un aumento del volumen transportado promedio día por TGI en 1,0% respecto al 2T21, debido a varias causas incluyendo reactivación post-pandemia. Por tal motivo, el volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional TGI continúa

siendo el principal actor con 502,7 Mpcd, mientras que el segundo es Promigas con 348,9 Mpcd (las dos Compañías tienen el 93%).

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 2T22 corresponden a USD 5,8 mm, presentando una disminución de USD -3,5 mm vs 2T21, principalmente por la etapa de finalización del proyecto Cusiana Fase IV, con avance físico a Jun-22 de 99%.

Proyectos del Plan de Abastecimiento de gas natural (IPAT)

Durante el 2T22 el Ministerio de Minas y Energía publica proyecto de resolución, en donde actualiza las Fechas de Entrada en Operación – FPO, de acuerdo con solicitud de TGI; buscando que se fijen tiempos de entrada en operación que consideren la fecha de oficialización de valores eficientes y tiempos de ejecución de cada proyecto:

Ramal Jamundí

- Capex Estimado Proyecto: USD 6,0 mm
- Capacidad de Transporte: 3 Mpcd
- FPO sugerida: 15 meses después de que se oficialicen los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM

Expansión Mariquita Gualanday

- Capex Estimado Proyecto: USD 6,0 mm
- Capacidad de Transporte: 20 Mpcd
- FPO sugerida: 15 meses después de que se oficialicen los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM

Bidireccionalidad Ballena

Barracabermeja

- Capex Estimado Proyecto: USD 5,0 mm
- Capacidad de Transporte: 100 Mpcd
- FPO sugerida: 2 meses después de que se oficialicen los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM

Bidireccionalidad Yumbo Vasconia

- Capex Estimado Proyecto: USD 105,0 mm
- Capacidad de Transporte: 250 Mpcd
- FPO sugerida: abril 2026, según sea modificado el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

Actualización Regulatoria

Tabla N°14 – Actualización Regulatoria

Entidad	Resolución	Alcance	Estado
CREG	Resolución CREG 702 002 de 2022	Proyecto de resolución “Por la cual se definen las condiciones para la clasificación de usuarios no regulados del servicio domiciliario de gas natural por redes”	Consulta Ver más
	Resolución CREG 102 005 de 2021.	Por la cual se modifica el artículo 6 de la Resolución CREG 175 de 2021 (Se posterga la entrada en vigencia del cambio de tarifa en dólares a pesos para el 1 de septiembre de 2022 y el Wacc)	Publicada Ver más
	Resolución CREG 102 006 de 2022	Por la cual se modifica el artículo 7 la Resolución CREG 175 de 2021 (Aplicación de la Resolución CREG 126 del 2010 para activos que terminaron VUN antes de diciembre de 2020),	Publicada Ver más
	Resolución CREG 702 005 de 2022	Ajustes y compilación de la Resolución CREG 107 de 2017 (procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural mediante procesos de selección).	Consulta Ver más
	Resolución CREG 702 006 de 2022	Se proponen ajustes y se compila la Resolución CREG 152 de 2017 - procedimientos particulares que deben aplicarse en la ejecución mediante procesos de selección de la infraestructura de importación de gas del Pacífico.	Consulta Ver más
	Auto I-2022-006628 d	Inicio de la actuación administrativa en virtud de lo dispuesto en el artículo 8 de la resolución CREG 175 de 2021, con el objeto de llevar a cabo la actualización de las variables de inversión, AOM, PNI, IAC y demandas, que permitan definir los cargos de transporte de gas natural.	Notificado Ver más
UPME	Circular Externa No. 052 de 2022	Prepublicación de los Documentos de Selección del Inversionista (DSI) para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación, transporte de gas natural y servicios asociados de la infraestructura de importación de gas del Pacífico.	Consulta Ver más

Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°15 - Estado de Resultados	USD '000		Variación	
	2T21	2T22	USD	%
Ingresos	94.388	99.806	5.418	5,7%
Costo de operaciones	-35.485	-36.898	-1.413	4,0%
Utilidad bruta	58.903	62.908	4.005	6,8%
<i>Margen Bruto</i>	<i>62,4%</i>	<i>63,0%</i>		
Gastos administración y operacionales (netos)	-4.852	-8.840	-3.988	82,2%
Servicios personales	-2.621	-2.708	-87	3,3%
Gastos generales	-4.085	-3.214	871	-21,3%
Impuestos	-672	-762	-90	13,4%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	-1.591	-2.394	-803	50,5%
Otros gastos	-1	0	1	-100,0%
Otros ingresos	4.118	238	-3.880	-94,2%
Utilidad operacional	54.052	54.068	17	0,0%
<i>Margen Operacional</i>	<i>57,3%</i>	<i>54,2%</i>		
Costos financieros	-15.519	-16.819	-1.299	8,4%
Ingresos financieros	679	1.406	727	107,1%
Diferencia en cambio neta	591	-32	-623	-105,4%
Participación resultado de asociadas	82	-3.660	-3.743	4552,4%
Utilidad antes del impuesto de renta	39.885	34.964	-4.921	-12,3%
Impuesto a la ganancia	-12.388	-14.469	-2.081	16,8%
Impuesto diferido	-478	5.278	5.756	-1204,3%
Utilidad neta	27.019	25.773	-1.246	-4,6%
<i>Margen Neto</i>	<i>28,6%</i>	<i>25,8%</i>		

Descargar Datapack TGI 

Tabla N°16 - Balance General	USD miles		Variación	
	dic-21	jun-22	USD	%
Activos				
Activo Corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo	140.742	134.910	-5.831	-4,1%
Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	44.644	46.187	1.543	3,5%
Inventarios	18.738	18.127	-611	-3,3%
Otros activos no financieros	3.520	6.363	2.843	80,8%
Total Activo Corriente	207.644	205.588	-2.056	-1,0%
Activo No Corriente				
Propiedades, planta y equipo	2.079.096	2.049.472	-29.623	-1,4%
Activos por derecho de uso	9.899	6.882	-3.017	-30,5%
Inversiones en asociadas y subordinadas	20.319	16.328	-3.991	-19,6%
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	11.459	8.253	-3.206	-28,0%
Activos intangibles	155.148	154.328	-820	-0,5%
Otros activos financieros / no financieros	9.384	30	-9.354	-99,7%
Total Activo No Corriente	2.285.305	2.235.294	-50.011	-2,2%
Total Activo	2.492.949	2.440.882	-52.067	-2,1%
Pasivos				
Pasivo Corriente				
Cuentas por pagar a proveedores y otras cuentas por pagar	12.744	10.797	-1.947	-15,3%
Pasivo por impuestos	6.310	2.570	-3.740	-59,3%
Beneficios a empleados	5.039	4.770	-269	-5,3%
Provisiones	18.444	16.230	-2.214	-12,0%
Pasivo por arrendamientos	10.209	8.232	-1.977	-19,4%
Otros pasivos financieros	11.503	6.938	-4.565	-39,7%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	373.033	372.630	-403	-0,1%
Total Pasivo Corriente	437.282	422.168	-15.114	-3,5%
Pasivo No Corriente				
Pasivos financieros	382	1.340	958	251,1%
Provisiones	66.584	66.915	331	0,5%
Pasivo por impuestos diferidos	399.575	398.046	-1.529	-0,4%
Bonos emitidos	747.330	748.437	1.107	0,1%
Otros pasivos	13.539	13.539	0	0,0%
Total Pasivo No Corriente	1.227.410	1.228.278	868	0,1%
Total Pasivo	1.664.692	1.650.445	-14.247	-0,9%
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	47.062	-53.352	-53,1%
Resultados acumulados	-92.590	-92.590	0	0,0%
Otras partidas de resultado integral	-142.659	-142.659	0	0,0%
Total Patrimonio	828.257	790.436	-37.821	-4,6%
Total Pasivo y Patrimonio	2.492.949	2.440.882	-52.067	-2,1%

Tabla N°17 - Estado de Flujo de Efectivo	USD '000	
	dic-21	jun-22
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación		
Utilidad Neta	100.415	47.062
Ajuste por:		
Depreciaciones y amortizaciones	96.308	48.786
Diferencia en cambio no realizada	-1.017	401
Beneficios a empleados	-1.844	-220
Costo amortizado obligaciones financieras	977	867
Valoración obligación por desmantelamiento	4.864	0
Impuesto diferido	-2.731	2.542
Consumo repuestos - activos	54.421	-1.529
Impuesto de renta	0	30.809
Costos financieros	61.274	30.385
Ingresos financieros	-2.220	-2.468
Valoración método de participación	-5.490	3.991
Pérdida, propiedades, planta y equipo	43	3
Deterioro inventarios	1.165	3
Deterioro cuentas por cobrar	1.115	182
Provisiones (Recuperaciones)	-2.072	-2
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
(Aumento) disminución en cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	14.125	4.401
Aumento en inventarios	-1.866	621
(Aumento) Disminución en otros activos no financieros	1.527	2.801
Disminución en otros activos financieros	26	0
Disminución en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-33.692	-5.299
Aumento (disminución) en otras obligaciones laborales	3.493	-49
Disminución en otros pasivos financieros	-6.821	-7.167
(Disminución) aumento en pasivos estimados y provisiones	6.219	-2.170
Aumento pasivo impuestos	0	-6.863
Pago de intereses	-41.841	-20.913
Pago de intereses parte relacionadas	-19.142	-9.287
Impuestos Pagados	-68.474	-28.324
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	158.762	88.563
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión		
Inversiones en asociadas	0	0
Propiedad, planta y equipo	-11.792	-10.368
Intangibles	0	-248
Flujo neto provisto por actividades de inversión	-11.792	-10.616
Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiamiento		
Pago de dividendos	-132.517	-78.356
Pago de obligaciones financieras	-3.475	-352
Obligaciones financieras adquiridas	0	2.308
Flujo neto usado en las actividades de financiamiento	-135.992	-76.400
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo	-6.864	-7.379
Cambios Netos en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	4.114	-5.832
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Inicio del Año	136.628	140.742
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	140.742	134.910

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.