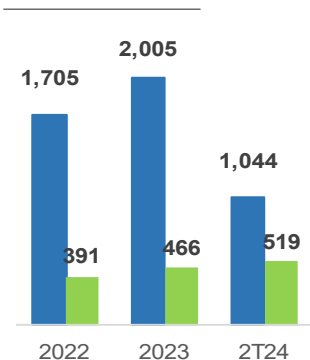
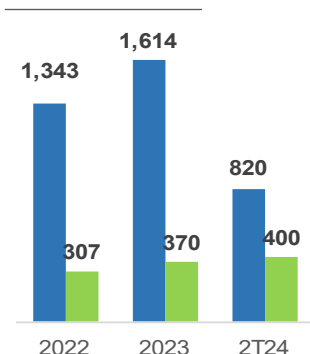


## TGI durante el 2T24 presenta buenos resultados del negocio, con aumento sustancial en la utilidad operacional y EBITDA, por el crecimiento de ingresos.

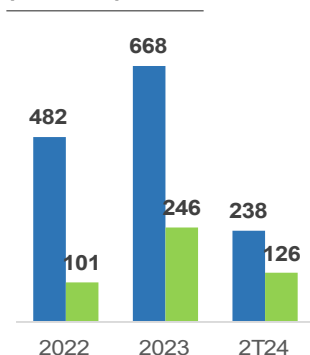
### Ingresos (COP MM)



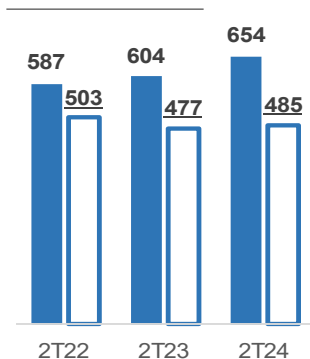
### EBITDA (COP MM)



### Utilidad Neta (COP MM)



### Gas Contratado en Firme y Transportado (Mpcd)



Cifra subrayada: Volumen transportado  
Cifras calculadas como promedios simples trimestrales

- **Regulación:** i) Expedición de la Resolución 102-008 de 24-jun-2024 modificando la Resolución 175 de 2024 ajustando el reconocimiento de la vida útil normativa (7.48% del activo que finaliza VUN) y reconocimiento de las coberturas (sobre la deuda en USD, con TRM de 2021 y devaluación de 3.29%), con impacto de COP 27.5 M mensuales; ii) aprobación estudio de Plan de abastecimiento de Gas Natural 2023-2028 con tres proyectos propuestos por TGI, priorizados y adoptados por la UPME: Conexión Bogotá al SNT en Magdalena Medio, Conexión Cúcuta al SNT en Magdalena Medio y Bidireccionalidad Vasconia Mariquita.
- **Expansión:** Notificación de la CREG con Resolución definitiva de valor de inversión, gastos de AOM y anualidad de los IPAT i) bidireccionalidad Ballena – Barranca, ii) aumento capacidad Mariquita – Gualanday y iii) aumento capacidad Ramal – Jamundí, con manifestación de voluntad irrevocable de TGI el 15-jul-2024.
- **Eficiencia:** Proyectado total de eficiencias y ahorros para el 2024 por COP 21.1 MM, por: i) nuevas iniciativas en abastecimiento, administrativas y estructura organizacional por COP 12.9 MM y; ii) otros ahorros generados por proyectos, estudios, servicios y sinergias con GEB por COP 8.2 MM, permitiendo mitigar los efectos de la devaluación esperada para el segundo semestre.
- **Transformación:** i) Optimización del mantenimiento predictivo con un aumento del impacto estimado inicial en COP ~1.5 MM del piloto en Miraflores para 2024 y escalamiento en curso a la estación compresora de gas de Vasconia; ii) piloto de inspección del derecho de vía con diferentes tecnologías con una ejecución del 100% del piloto, test de seis tecnologías diferentes y en proceso de escalamiento para 2024 con tecnología dron y detección de gases al 25% de la infraestructura.
- **Sostenibilidad:** **i) Ambiental:** Reducción de emisiones del 19.9% frente a la línea base de 2024, proyectada por el plan de cierre de emisiones fugitivas y optimización del gas combustible y gas TEA. **ii) Social:** Adjudicación del proyecto Obras por Impuestos por COP 6,800 M correspondiente a la gasificación rural en 13 veredas del municipio La Belleza con 4.120 personas beneficiadas. **iii) Gobernanza:** Ganadores del premio ACP Hechos de Sostenibilidad en la categoría Equidad de Género.

#### Tabla N° 1 – Indicadores financieros relevantes

	2T23	2T24	Var	Var %	6M23	6M24	Var	Var %
Ingresos (COP millones)	466,471	518,873	52,402	11.2	961,451	1,044,455	83,005	8.6
Utilidad operacional (COP millones)	268,787	304,533	35,746	13.3	568,857	609,391	40,534	7.1
EBITDA (COP millones)	370,158	399,641	29,483	8.0	775,289	819,987	44,698	5.8
Margen EBITDA	79.4%	77.0%	-2.3 pp		80.6%	78.5%	-2.1 pp	
Utilidad neta (COP millones)	245,516	126,485	-119,031	-48.5	442,149	237,515	-204,634	-46.3
Deuda total bruta / EBITDA*	2.1x	2.0x	-0.1x		2.1x	2.0x	-0.1x	
Deuda neta / EBITDA*	1.8x	1.9x	0.1x		1.8x	1.9x	0.1x	
EBITDA* / Gastos financieros*	3.8x	3.0x	-0.8x		3.8x	3.0x	-0.8x	

#### Calificación crediticia internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 01 | 23: BBB, estable  
Moody's – Calificación Bono – Feb. 26 | 24: Baa3, negativo

\*Últimos 12 meses

#### Mercado del gas natural en Colombia

- La demanda nacional de gas natural presentó un aumento de 107,2 GBTUD frente al 2T23 por el incremento del consumo del sector termoeléctrico (+102,1 GBTUD), sector vehicular-GNV (+8,2 GBTUD), compensado por la caída de la actividad del sector residencial (-3,2 GBTUD) y petroquímico (-1,9 GBTUD).
- La demanda del interior aumentó 22,4 GBTUD frente al 2T23 por el incremento del consumo del sector termoeléctrico (+9,0 GBTUD), sector vehicular (+6,8 GBTUD) y el sector industrial (+6,5 GBTUD).

#### Tabla N° 2 – Demanda de gas natural por sectores

(GBTUD)	Colombia			Interior del País		
	2T23	2T24	Var %	2T23	2T24	Var %
Industrial – refinería	413,9	415,8	0.5%	226,5	233,0	2.9%
Residencial – comercial	230,3	227,2	-1.4%	179,7	179,8	0.1%
Termoeléctrico	194,0	296,2	52.6%	45,4	54,3	19.7%
Vehicular – GNV	51,5	59,7	15.9%	41,2	48,0	16.5%
Petroquímico	7,5	5,6	-25.6%	0,1	0,2	36.4%
<b>Total</b>	<b>897,3</b>	<b>1.004,5</b>	<b>11.9%</b>	<b>492,8</b>	<b>515,3</b>	<b>4.6%</b>

## Resultados Financieros TGI S.A. E.S.P.

TGI (Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.) 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 S.A. E.S.P. 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 2T23 y 2T24 (3 meses).

### Resultados trimestrales 2T24

#### Ingresos de Operaciones

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

COP Millones	2T23	2T24	Var	Var %	6M23	6M24	Var	Var %
<b>Por tipo de cargo</b>								
Capacidad & AOM	406,164	455,717	49,553	12.2%	821,618	907,547	85,929	10.5%
Variables	56,195	58,681	2,486	4.4%	122,842	117,980	-4,862	-4.0%
Otros Ingresos	4,112	4,476	363	8.8%	16,991	18,929	1,938	11.4%
<b>Por moneda</b>								
Indexados a USD	235,723	0	-235,723	-100.0%	614,274	0	-614,274	-100.0%
Indexados a COP	230,748	518,873	288,126	124.9%	347,177	1,044,455	697,278	200.8%
<b>Total</b>	<b>466,471</b>	<b>518,873</b>	<b>52,402</b>	<b>11.2%</b>	<b>961,451</b>	<b>1,044,455</b>	<b>83,005</b>	<b>8.6%</b>

A partir del 01 de junio de 2023 TGI cambió su moneda funcional de USD a COP y ejecutó coberturas sobre la deuda denominada en dólares para mitigar el riesgo cambiario por la entrada en vigor de la Resolución CREG 175 de 2021, incluyendo también las inversiones revalorizadas de los activos que terminaron vida útil normativa (VUN) antes de diciembre de 2020 y aplicación del nuevo WACC normativo; a partir de este trimestre las cifras serán reportadas en COP.

A continuación, se detalla la evolución de los ingresos por tipo de cargos en el 2T24:

- Los cargos fijos por inversión durante el trimestre totalizaron COP 326,197 M (62.9% de los ingresos totales), un aumento de COP 23,832 M (+7.9%) frente al 2T23, principalmente por: i) mayor ingreso asociado a la suscripción de contratación adicional durante el trimestre de transporte en firme de varios remitentes (COP 12,502 M); ii) efecto por no presentarse suspensiones durante el 2T24 de COP 11,330 M; iii) los ingresos de 2T23 presentan componentes tarifarios en USD y COP.
- Los cargos fijos por AO&M totalizaron COP 129,519 M (25.0% de los ingresos totales), un aumento de COP 25,721 M (+24.8%) frente al 2T23, principalmente por i) mayor ingreso asociado a la suscripción de contratación adicional durante el trimestre de transporte en firme de varios remitentes (COP 20,901 M); ii) efecto por no presentarse suspensiones durante el 2T24 de COP 4,820 M.
- Los cargos variables totalizaron COP 58,681 M (11.3% de los ingresos totales), un aumento de COP 2,486 M (+4.4%) frente al 2T23, principalmente por el mayor uso del transporte en contratos con componente variable.
- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios, presentaron un crecimiento del 8.8% al cerrar en COP 4,476 M en el 2T24 (0.9% de los ingresos totales) principalmente por el ingreso asociado a la indexación del servicio de

AO&M del gasoducto María Conchita, ingreso por nuevas conexiones y servicio de parqueo.

En cuanto a los ingresos por moneda, desde junio de 2023, por el cambio de la remuneración de USD a COP de los cargos fijos y cargos variables, el 100% de los ingresos del trimestre se encuentran en COP y presentan un aumento de 124.9% frente al 2T23 explicado fundamentalmente por el cambio de la moneda funcional.

Finalmente, el 08 de julio del presente año la Comisión de Regulación de Energía y Gas publicó en el Diario Oficial la Resolución CREG 102 008 del 2024, que modificó la 175 del 2021. En esta resolución la CREG incluye una remuneración al transportador de cubrimiento por deuda en dólares. Adicionalmente, la norma en mención realiza cambios en la remuneración de los activos que terminan Vida Útil Normativa (VUN) y en los cuales el transportador decide seguir operándolos, a través de la adición del reconocimiento del costo de oportunidad de las inversiones existentes.

Las disposiciones mencionadas se plantean en la resolución como una alternativa para los transportadores, y para adherirse a dichas medidas, cada transportador debía acogerse antes del 18 de julio del presente año. Al respecto, TGI S.A E.S.P. envió comunicación a la CREG con copia a la Superservicios el pasado 17 de julio, informando que se acoge a las disposiciones de la Resolución CREG 102 008 del 2024. La anterior situación fue confirmada en la Circular 046 del 26 de julio del 2024, mediante la cual la Comisión publicó el listado de transportadores que se acogieron al mutuo acuerdo establecido en la Resolución CREG 102 008 de 2024.

A partir del 01 de agosto de 2023, con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 102 002 de 07 de junio del 2023, por la cual se modifica la Resolución CREG 103 de 2021 con respecto a la tasa de descuento para transporte de gas, la tasa cambió a 11.88% desde 10.94%, en pesos colombianos constantes antes de impuestos.

## Costo de Operaciones

**Tabla N°4 – Costos de Operaciones**

COP Millones	2T23	2T24	Var	Var %	6M23	6M24	Var	Var %
Servicios Profesionales	20,496	26,866	6,369	31.1%	41,143	45,699	4,556	11.1%
Mantenimiento	14,807	14,179	-629	-4.2%	19,437	20,252	815	4.2%
ITC*	1,932	3,482	1,551	80.3%	3,182	7,817	4,635	145.6%
Depreciación y Amortización	99,698	95,477	-4,221	-4.2%	204,493	193,044	-11,450	-5.6%
Otros costos	34,671	40,386	5,715	16.5%	68,466	89,328	20,862	30.5%
<b>Total</b>	<b>171,604</b>	<b>180,390</b>	<b>8,786</b>	<b>5.1%</b>	<b>336,722</b>	<b>356,140</b>	<b>19,417</b>	<b>5.8%</b>

\*ITC: Impuestos, Tasas y Contribuciones

Los costos operacionales aumentan COP 8,786 M (5.1%) durante el trimestre en comparación con el 2T23 principalmente por:

- Los servicios profesionales aumentaron COP 6,369 M (31.1%), principalmente por el pago retroactivo de incremento salarial 2024 y los ajustes en beneficios por convención colectiva, de igual forma observamos un aumento en honorarios y asesorías técnicas por mayor ejecución en actividades de ingeniería y diagnóstico.
- Los otros costos aumentaron COP 5,715 M (16.5%), principalmente por el incremento de gas combustible, considerando el aumento en el precio de la molécula; en lo que respecta a materiales, suministros y repuestos O&M se da por dos razones, una referente a reprogramación de actividades de 2023 al 2024 de acuerdo con los planes de ejecución que se tenían previstos y una mayor atención de mantenimientos correctivos que se han presentado para el 2024.

- Aumento en impuestos, tasas y contribuciones (ITC) en COP 1,551 M (80.3%) por una mayor contribución de solidaridad por gas combustible dado el aumento de su precio y la contribución de aportes a demanda de GNV; así mismo, se presenta un incremento en el impuesto de industria y comercio producto de los mayores ingresos operacionales.
- La variación de depreciaciones y amortizaciones de COP -4,221 M (-4.2%) se debe principalmente a que la renovación de los contratos asociados a NIIF 16 se realizó en cuentas de gasto, por lo anterior el impacto del incremento se refleja en las cuentas de gasto; por otro lado la actualización del cálculo de desmantelamiento disminuye la depreciación de los activos asociados a esta clase y finalmente a la incorporación del efecto en conversión en junio de 2023 para cada uno de los activos, conllevando a que las cuotas de depreciación se incrementen en promedio en un 50%, sin embargo, este incremento se compensa con la cancelación de la cuenta de efecto en conversión en 2024.

### Gastos de Administración & Operacionales (netos)

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

COP Millones	2T23	2T24	Var	Var %	6M23	6M24	Var	Var %
Servicios personales	11.749	15.354	3.605	30.7%	23.866	26.720	2.854	12.0%
Gastos generales	10.033	15.807	5.774	57.6%	25.396	28.176	2.781	10.9%
Impuestos	2.625	3.158	533	20.3%	4.671	6.476	1.805	38.7%
DA&P*	9.200	27.673	18.472	200.8%	18.504	51.279	32.775	177.1%
Otros gastos	0	0	0	0.0%	0	0	0	0.0%
Otros ingresos	-7.526	-28.041	-20.515	272.6%	-16.566	-33.727	-17.161	103.6%
<b>Total</b>	<b>26.081</b>	<b>33.951</b>	<b>7.870</b>	<b>30.2%</b>	<b>55.871</b>	<b>78.924</b>	<b>23.053</b>	<b>41.3%</b>

\*DA&P: Depreciaciones, Amortizaciones y Provisiones

Los gastos de administración y operacionales, sin incluir otros ingresos, presentaron un aumento de COP 28,385 M (84.5%), explicados principalmente por:

- Aumento en depreciaciones, amortizaciones y provisiones (DA&P) en COP 18,472M (200.8%) por i) provisión de COP 28,958 M por las glosas que se generaron durante el 2T24 con algunos remitentes por la controversia generada en los valores facturados por el servicio de transporte y el registro del deterioro de la cartera del trimestre; ii) disminución de la provisión de deudores por COP 10,845 M y reclasificación en las provisiones de glosas; iii) capitalización de proyectos en diciembre de 2023 correspondiente a SAP Hanna, SAP Rise y Dark Trace (solución de inteligencia artificial) generando gasto por amortización de COP 2,809 M durante el trimestre. y iv) renovación de los contratos NIIF 16, que anteriormente se clasificaban en las cuentas del costo.
- Mayores gastos generales en COP 5,774 M (57.6%), principalmente por honorarios, dado el aumento en el valor del contrato de Centro de Servicios Corporativos y la inclusión de nuevos servicios (gestión almacenes), en lo que concierne a servicios informáticos y de soporte, por mayor ejecución en servicios de mantenimiento, especialmente en software especializado para metrología, suscripción de servicios - producto Microsoft, plataforma CGA y Scada.
- Mayores gastos de servicios personales en COP 3,605 M (30.7%), principalmente por el pago retroactivo de incremento salarial 2024, indemnizaciones y los ajustes en beneficios por convención colectiva.
- Mayores gastos de impuestos en COP 533 M (20.3%) principalmente por las contribuciones del gravamen a los movimientos financieros (GMF) por el incremento de las operaciones financieras incluyendo el prepago del crédito tipo Club Deal. Lo anterior fue mitigado por

las disminuciones en el concepto de IVA descontable y en la disminución de la contribución a la CREG.

Por su parte, los otros ingresos aumentaron en COP 20,515 M (272.6%), debido a la recuperación de provisión caso CLI y por recuperación de siniestros.

Uno de los focos para el año 2024 es hacer sostenibles las eficiencias logradas en el proceso de Transformación para apalancar los resultados financieros esperados en la compañía; al cierre del 2T24 hemos logrado identificar nuevas iniciativas y oportunidades de eficiencias en OPEX principalmente en la gestión administrativa, haciendo un seguimiento detallado a los procesos de contratación, acuerdo de servicios con Grupo Energía Bogotá, reorganización administrativa y optimización del programa de seguros; frente al presupuesto de 2024 se espera un total de ahorros por COP 12,980 M que están en proceso de estructuración y cumpliendo las metas previstas en eficiencias para 2024.

Desde los resultados del pilar de eficiencia, se resalta que a 2T24 se han incluido diecinueve (19) nuevas iniciativas con impactos estimados recurrentes de COP 3,390 M y *One Time* de COP 14,670 M para un total en el portafolio del pilar de COP 95,100 M de impactos recurrentes y COP 95,670 M de impactos *One Time* acumulados durante todo el programa de transformación. Del total del portafolio, COP 88,760 M tendrán impacto recurrente en el OPEX de la compañía manteniendo los niveles de eficiencia en el gasto, sumado a los impactos *One Time* OPEX 2024 que se tienen estructurados por COP 12,480 M. Con la implementación de estos impactos se acerca al cumplimiento de la meta prevista para 2024 de COP 102,100 M en eficiencias que se lograrán en el segundo semestre del año.

## EBITDA

Tabla N°6 – EBITDA

COP Millones	2T23	2T24	Var	Var %	6M23	6M24	Var	Var %
EBITDA	370,158	399,641	29,483	8.0%	775,289	819,987	44,698	5.8%
Margen EBITDA	79.4%	77.0%		-2.3 pp	80.6%	78.5%		-2.1 pp

El EBITDA aumentó explicado por el incremento en los ingresos operacionales durante 2T24, por el cambio 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; compensado por el aumento de los costos operacionales por el incremento en gas combustible generado por el aumento del precio de la molécula y aumento de los servicios profesionales en el pago del retroactivo del incremento salarial, ajustes por los beneficios de la convención colectiva y asesorías técnicas en actividades de ingeniería y diagnóstico así como mayores honorarios por el incremento en el valor e inclusión de nuevos servicios en el contrato con el Centro de Servicios Corporativos,

## Resultado No Operacional (neto)

El resultado no operacional (neto) pasó de COP 57,588 M en 2T23 a COP -126,917 M en 2T24, con una variación de COP -184,505 M (-320.4%) explicado principalmente por:

- Costos financieros (COP 53,295 M; +66.3%) por: i) valoración de la cobertura del riesgo cambiario con instrumentos financieros derivados del bono internacional por USD 547.6 M, originada por el cambio de la moneda funcional de los estados financieros de USD a COP; el costo de la cobertura para el 2T24 es de COP 45,329 M; ii) intereses del crédito suscrito con entidades financieras locales bajo la modalidad de “Club Deal” para la sustitución del crédito intercompañía que se canceló al GEB S.A. E.S.P. por COP 43,425 M durante el 2T24;

iii) menores costos por COP 22,551 M por los intereses del crédito intercompañía con GEB S.A. E.S.P. registrados en el 2T23; iv) por efecto de actualización financiera de la provisión de desmantelamiento cuya disminución para el 2T24 con respecto al 2T23 es COP 8,104 M; y v) por menores intereses del bono internacional por COP 5,546 M por la revaluación del peso colombiano.

- Diferencia de cambio neta (COP -130,588 M; -100.2%) por: i) remante del efecto en conversión para el año 2023 debido al cambio de moneda funcional por COP -161,299 M; ii) diferencia en cambio en el capital de la deuda intercompañía con Grupo Energía Bogotá por COP -12,199 M (se canceló en diciembre de 2023); iii) diferencia en cambio de los bonos internacionales y las recompras de junio de 2023 por COP 36,007 M (vigente y con cobertura desde junio de 2023) y iv) diferencia en cambio por otros conceptos, efectivo y equivalentes, cuentas por pagar y cuentas por cobrar por COP 6,903 M.

Lo anterior, fue parcialmente balanceado por un efecto positivo de COP 3,798 M (75.38%) en el método de participación por la reducción en las pérdidas de Contugas principalmente por i) incremento de los ingresos por el consumo en temporada de pesca y *Take or Pay* al cliente Tengda por COP 2,774 M; ii) incremento en el número de conexiones residenciales habilitadas en 2024 vs 2023 por COP 614 M; iii) el efecto *pass through* de suministro y transporte por COP 581 M; y iv) registro de ingresos por venta de materiales para construcción de proyectos Plan Punte II por COP 383 M. Lo anterior compensado por incremento de los costos por COP 1,304 M por aumento en el efecto *pass through* de suministro y transporte de gas a clientes regulados, debido a mayores volúmenes distribuidos y mayores tarifas, así como el aumento del gasto por conexiones por mayores habilitaciones generadas durante el 2T24, y disminución de los gastos administrativos en COP 469 M explicado por la devolución de la póliza D&O y menores litigios y demandas, compensado por la indemnización por retiro de personal por el proyecto Sinergy.

### Impuestos

Corriente: El impuesto a la ganancia disminuyó en COP 27,771 M (-40,3%) del 2T23 al 2T24, llegando a COP 25,372 M en junio de 2024, principalmente por mayores gastos deducibles en el 2T24 producto del pago de los intereses y las coberturas de la deuda deducibles en las cifras fiscales en COP. Así mismo, se presentó una recuperación por COP 2,333 M en el gasto de renta del año 2023 frente a la declaración de renta presentada.

Diferido: El gasto por impuesto diferido pasó de COP 11,904 M en 2T23 a COP 9,948 M, presentando una disminución por COP 1,956 M (-16.4%), principalmente por las variaciones en las bases de cálculo ocasionadas por el diferencial cambiario sobre los pasivos y activos en moneda extranjera de la Compañía y por la realización de las coberturas en el pago de intereses en el mes de abril.

### Utilidad Neta

La utilidad neta pasó de COP 245,516 M en 2T23 a COP 126,485 M en 2T24 (COP -119,031 M; -48.5%) explicado por los positivos resultados operacionales, el efecto de la diferencia en cambio por el cambio de la moneda funcional de los estados financieros de USD a COP, mayores gastos financieros en la cobertura del riesgo cambiario del pasivo correspondiente al bono y el efecto por la disminución del impuesto corriente y del impuesto diferido.

## Perfil de Deuda

**Tabla N°7 – Rubros relevantes de deuda**

COP Millones	2023	2T24	Var	Var %
Deuda total neta	2,924,529	3,130,824	206,294	7.1%
Deuda total bruta	3,458,753	3,348,631	-110,122	-3.2%
EBITDA UDM*	1,613,917	1,658,615	44,698	2.8%
Gastos financieros UDM*	427,179	554,712	127,533	29.9%
<b>Ratios de cobertura</b>				
Deuda total bruta / EBITDA*	2.1x	2.0x	-0.1x	
Deuda total neta / EBITDA*	1.8x	1.9x	0.1x	
EBITDA* / Gastos financieros*	3.8x	3.0x	-0.8x	

\*Corresponde al EBITDA y gastos financieros de los últimos doce meses (UDM). Para el 2T24.

Durante el 2T24 se realizó un abono al crédito bajo la modalidad “Club Deal” con entidades financieras locales por COP 90,000 M. El contrato de crédito se realizó en el 4T23 para la cancelación del saldo del crédito intercompañía con GEB S.A. E.S.P., transformando la deuda de dólares de los Estados Unidos de América a pesos colombianos. Las condiciones establecidas son las siguientes:

Detalle	Valor
Modalidad:	Club Deal
Valor inicial del crédito:	COP 1,342,506.9 M
Valor actual del crédito:	COP 1,052,506.9 M
Fecha desembolso:	19-dic-2023
Fecha vencimiento:	19-dic-2027
Plazo:	Cuatro (4) años
Tasa de interés:	IBR 3M + 4.183%
Pago de capital:	Al vencimiento del plazo
Comisión de estructuración:	0.35%

El nivel de apalancamiento neto alcanzó 1.9x y la cobertura de intereses fue de 3.0x al cierre del 2T24, nivel superior para el apalancamiento neto e inferior para la cobertura de intereses a los registrados al cierre del 2023. El incremento del nivel de apalancamiento se debe a la devaluación del peso durante el semestre y su efecto en el valor en COP de los bonos internacionales compensado por los abonos al crédito bajo la modalidad “Club Deal” con entidades financieras locales por COP 290,000 M durante el 2024 con recursos propios y disminución del disponible en el 2T24. Con respecto a disminución de la cobertura de intereses, esta obedece al incremento del costo financiero por el aumento del costo de la cobertura.

Tabla N°8 – Perfil de la deuda	Monto COP M	Moneda	Cupón (%)	Vencimiento
Bonos Internacionales	2,290,449	USD\$ M	5.55%	01-nov-28
Crédito Financiero Club Deal	1,052,507	COP\$ M	IBR 3M + 4.183%	19-dic-27
Leasing – Renting	12,104	COP\$ M	DTF + 2.90%	29-sep-24
Pasivo Financiero NIIF-16	12,350	COP\$ M	N/A	N/A

Durante el trimestre, se mantiene la operación de cobertura del riesgo de tasa de cambio con instrumentos financieros derivados realizada en el 2T23, con las siguientes condiciones:

### Bono Nov-2028

Instrumento financiero:	Swap CCS
Fecha final:	01-nov-28
Tasa de cambio:	\$4,182.33
Valor nocional COP:	\$2,290,449 M
Tasa pata derecho:	Fija + 5.55%
Tasa pata obligación:	IBR + 3.6166%

Por efecto de las coberturas y la refinanciación del saldo del crédito intercompañía en pesos, la tasa del pasivo financiero es de 15.5% en pesos.

## Desempeño Comercial

### Ingresos por Sector

Tabla N°9 – Composición Sectorial Ingresos	2T23	2T24	6M23	6M24
Residencial - Distribuidor	66.8%	68.5%	66.7%	69.2%
Industrial	16.4%	14.6%	15.6%	14.4%
GNV	4.7%	4.0%	4.8%	4.0%
Comercial	5.2%	2.8%	5.2%	2.9%
Térmicas	6.8%	8.7%	7.0%	8.0%
Refinería	0.0%	1.4%	0.6%	1.5%
Petroquímicas	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Los sectores residencial e industrial aportaron el 83.6% de los ingresos acumulados al cierre del 2T24. Durante el trimestre, el sector refinería fue el de mayor crecimiento pasando de COP 6 M en el 2T23 a COP 7,003 M en 2T24 (COP 6,997 M; 117,516.8%), lo cual aumenta su participación en 1.4% vs. 2T23, seguido por el sector residencial con un aumento de los ingresos en COP 41,314 M (13.4%), pasando de COP 309,146 M en el 2T23 a COP 350,460 M en 2T24. En cuanto al sector térmico, el aumento de los ingresos durante el trimestre es COP 12,961 M (40.9%) pasando de COP 31,699 M en el 2T23 a COP 44,660 M en 2T24 y aumentando su participación en los ingresos en 1.9% vs. 2T23, producto de su mayor generación de energía como consecuencia del fenómeno de “El Niño”. Por su parte, la participación de los ingresos de los sectores comercial, industrial y GNV decrecieron -2.3%, -1.9% y -0.7% respectivamente (COP -9,378 M, COP -1,542 M y COP -1,473 M), dado el aumento de participación de los sectores residencial, térmico y refinería.

### Estructura Contractual

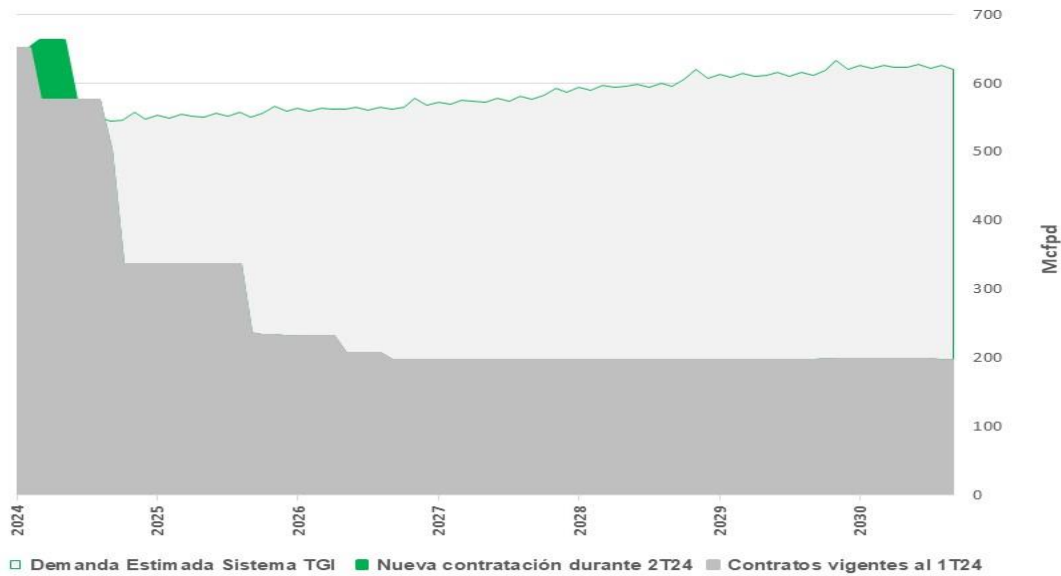
Tabla N°10– Estructura de los contratos en firme

Descripción	2T23	2T24
No. Contratos Vigentes	586	638
No. Contratos en Firme	565	474
No. Contratos Interrumpibles	21	164
Vida Remanente Contratos en Firme (Promedio años)	3.7	3.1

Se presenta un aumento en el número de contratos vigentes para el 2T24 vs 2T23 a pesar de que anteriormente las disposiciones regulatorias establecían que los contratos que tuvieran variación en cantidad debían suscribirse de manera mensual, pero la Resolución CREG 185 de 2020 estableció que la contratación se realice por trimestres y hasta un horizonte de diez (10) años.

A junio de 2024, la compañía tenía contratada el 77.1% de su capacidad disponible desde fuentes, donde el 25.7% de sus contratos vigentes correspondían a modalidad interrumpible y el 74.3% en modalidad en firme, de los cuales en promedio estaban ponderando bajo una pareja 94.0% cargos fijos y 6.0% 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	2T23	2T24	Var %
Capacidad total – Mpcd	849	859	1.1%
Capacidad contratada en firme – Mpcd*	604	654	8.3%
Volumen transportado - Promedio Mpcd	477	485	1.8%
Factor de uso	54.8%	56.1%	1.4 pp
Disponibilidad	99.3%	100.0%	0.7 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 S.A. E.S.P. se mantiene en 4,033 Km, de los cuales 3,883 Km son de su propiedad y están operados por TGI S.A. E.S.P.; 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 100%, el factor de uso aumentó 2.5% con respecto al mismo periodo del 2023, debido al incremento en el transporte por la generación térmica.

Tabla N°12 – Volumen por transportador (Mpcd)	2T23	Part %	2T24	Part %	Var %	Var Mpcd
TGI	476.5	53.8%	484.9	49.0%	1.8%	8.4
Promigas	359.8	40.6%	441.9	44.7%	22.8%	82.2
Otros	50.2	5.7%	62.9	6.4%	25.2%	12.7
<b>Total</b>	<b>886.5</b>	<b>100.0%</b>	<b>989.8</b>	<b>100.0%</b>	<b>11.6%</b>	<b>103.3</b>

En 2T24 TGI S.A. E.S.P. aumentó un 1.8% su transporte respecto al 2T23, pero se observa una disminución de la participación del volumen transportado promedio día en -4.8% en el mismo periodo, debido al aumento de la participación de Promigás para la atención del sector térmico por el fenómeno de El Niño. El volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional TGI S.A. E.S.P. continúa siendo el principal actor con 484.9 Mpcd, mientras que el segundo es Promigas el cual transportó 441.9 Mpcd (las dos compañías tienen el 93.7%).

Tabla N°13 – Capacidad de transporte total del sistema TGI	Capacidad Mpcd
Ballena – Barrancabermeja	260
Mariquita – Gualanday	18
Gualanday – Neiva	11
Cusiana – Porvenir	470
Cusiana – Apiay	71
Apiay – Usme	18
Morichal – Yopal	12
<b>Total</b>	<b>859</b>

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

## Proyectos en ejecución

Las inversiones del portafolio de proyectos durante el 2T24 corresponden a COP 8,312.7 MM, presentando un aumento de COP 4,198.9 MM vs 2T23, principalmente por el avance en la ejecución en el segundo trimestre del 2024 de las actividades del proyecto Cumplimiento Ramal a Dosquebradas y *Revamping* del proyecto Infraestructura Mariquita Gualanday.

### Proyectos del Plan de Abastecimiento de gas natural (IPAT<sup>1</sup>)

En junio de 2024 la CREG envía citación a TGI S.A. E.S.P. para notificar las resoluciones relacionadas con los proyectos IPAT's con las cuales se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TGI S.A. E.S.P. en contra de las Resoluciones CREG 502 029, 030 y 031 de 2023:

- Resolución CREG 502 061 de 2024 Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday con fecha de notificación del 19 de junio de 2024.
- Resolución CREG 502 062 de 2024 Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena con fecha de notificación del 19 de junio de 2024.
- Resolución CREG 502 063 de 2024 definitiva sobre el proyecto IPAT Ampliación de capacidad Ramal Jamundí con fecha de comunicación del 17 de junio de 2024.

<sup>1</sup>IPAT: Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte.

<p><b>Ampliación de capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Capex Estimado Proyecto: USD 6,0 M.</li> <li>- Capacidad de Transporte a: 20 Mpcd.</li> <li>- 3T23 TGI S.A. E.S.P. se notifica de resolución que se oficializa los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto IPAT. TGI S.A. E.S.P. presenta recurso de reposición.</li> <li>- 4T23 CREG expide Agenda Regulatoria Indicativa 2024 planteando para esta vigencia resolver recurso de reposición presentado por TGI S.A. E.S.P.</li> <li>- 1T24 UPME pública para comentarios borrador del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2028 en donde recomienda al Ministerio de Minas y Energía en el ratificar la ejecución del proyecto.</li> <li>- 2T24 CREG envía citación a TGI S.A. E.S.P. para notificar resolución en donde resuelve recurso de reposición interpuesto por TGI S.A. E.S.P. en 3T23.</li> </ul> <p><b>Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Capex Estimado Proyecto: USD 105,0 M.</li> <li>- Capacidad de Transporte: 250 Mpcd.</li> <li>- 4T23 CREG expide Agenda Regulatoria Indicativa 2024 planteando para esta vigencia resolver recurso de reposición presentado por TGI S.A. E.S.P.</li> <li>- 1T24 UPME pública para comentarios borrador del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2028 en donde recomienda al Ministerio de Minas y Energía en el ratificar la ejecución del proyecto, ampliando bidireccionalidad hasta Vasconia con capacidad no inferior a 192 MPCD en Vasconia.</li> <li>- 2T24 UPME publica versión definitiva para el estudio técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2028, en donde se presenta revisión con observaciones respectivas para el proyecto en función de resultados del escenario recomendaciones.</li> </ul>	<p><b>Ampliación de capacidad Ramal Jamundí hacia Popayán</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Capex Estimado Proyecto: USD 6,0 M.</li> <li>- Capacidad de Transporte a: 3 Mpcd.</li> <li>- 3T23 TGI S.A. E.S.P. se notifica de resolución que se oficializa los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto IPAT. TGI S.A. E.S.P. presenta recurso de reposición.</li> <li>- 4T23 CREG expide Agenda Regulatoria Indicativa 2024 planteando para esta vigencia resolver recurso de reposición presentado por TGI S.A. E.S.P.</li> <li>- 1T24 UPME pública para comentarios borrador del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2028 en donde recomienda al Ministerio de Minas y Energía en el ratificar la ejecución del proyecto.</li> <li>- 2T24 CREG envía citación a TGI S.A. E.S.P. para notificar resolución en donde resuelve recurso de reposición interpuesto por TGI S.A. E.S.P. en 3T23.</li> </ul> <p><b>Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Capex Estimado Proyecto: USD 5,0 M.</li> <li>- Capacidad de Transporte: 100 Mpcd.</li> <li>- 3T23 TGI S.A. E.S.P. se notifica de resolución que se oficializa los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto IPAT. TGI S.A. E.S.P. presenta recurso de reposición.</li> <li>- 4T23 CREG expide Agenda Regulatoria Indicativa 2024 planteando para esta vigencia resolver recurso de reposición presentado por TGI S.A. E.S.P.</li> <li>- 1T24 UPME pública para comentarios borrador del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2028 en donde recomienda al Ministerio de Minas y Energía en el ratificar la ejecución del proyecto.</li> <li>- 2T24 CREG envía citación a TGI S.A. E.S.P. para notificar resolución en donde resuelve recurso de reposición interpuesto por TGI en 3T23.</li> </ul>
--	---

## Actualización Regulatoria

Tabla N°14 – Actualización Regulatoria

Entidad	Resolución	Alcance	Estado
	Resolución CREG No. 502 061 de 2024	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa TGI S.A. E.S.P. en contra de la Resolución CREG 502 029 de 2023 - Proyecto IPAT Capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday.	Notificada
	Resolución CREG No. 502 062 de 2024	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa TGI S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 030 de 2023 - Proyecto IPAT Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena.	Notificada

CREG	Resolución CREG No. 502 063 de 2024	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa TGI S.A. E.S.P. en contra de la Resolución CREG 502 031 de 2023 - Proyecto IPAT Ampliación Capacidad de transporte Ramal Jamundí.	Notificada	
	Resolución CREG No. 102 008 de 2024	Por la cual se modifica la Resolución CREG 175 de 2021 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	Publicada	<a href="#">Ver más</a>
	Resolución CREG No. 102 007 de 2024	Por la cual se realizan adiciones transitorias a los aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020.	Publicada	<a href="#">Ver más</a>
UPME	Circular Externa UPME 009 de 2024	Publicación versión definitiva del estudio técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038	Publicada	<a href="#">Ver más</a>
MME	Resolución 00662 de 2024	Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2024 – 2033	Publicada	<a href="#">Ver más</a>

## Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°15 - Estado de Resultados	COP Millones		Variación	
	2T23	2T24	COP	%
<b>Ingresos</b>	466,471	518,873	52,402	11.2%
Costo de operaciones	-171,604	-180,390	-8,786	5.1%
<b>Utilidad bruta</b>	<b>294,868</b>	<b>338,484</b>	<b>43,616</b>	<b>14.8%</b>
<i>Margen Bruto</i>	<i>63.2%</i>	<i>65.2%</i>		
<b>Gastos administración y operacionales (netos)</b>	<b>-26,081</b>	<b>-33,951</b>	<b>-7,870</b>	<b>30.2%</b>
Servicios personales	-11,749	-15,354	-3,605	30.7%
Gastos generales	-10,033	-15,807	-5,774	57.6%
Impuestos	-2,625	-3,158	-533	20.3%
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	-9,200	-27,673	-18,472	200.8%
Otros gastos	0	0	0	0.0%
Otros ingresos	7,526	28,041	20,515	272.6%
<b>Utilidad operacional</b>	<b>268,787</b>	<b>304,533</b>	<b>35,746</b>	<b>13.3%</b>
<i>Margen Operacional</i>	<i>57.6%</i>	<i>58.7%</i>		
Costos financieros	-80,364	-133,660	-53,295	66.3%
Ingresos financieros	12,681	8,262	-4,420	-34.9%
Diferencia en cambio neta	130,317	-271	-130,588	-100.2%
Participación - Resultado de asociadas	-5,046	-1,248	3,798	-75.3%
<b>Utilidad antes del impuesto de renta</b>	<b>326,374</b>	<b>177,616</b>	<b>-148,759</b>	<b>-45.6%</b>
Impuesto a la ganancia	-68,954	-41,183	27,771	-40.3%
Impuesto diferido	-11,904	-9,948	1,956	-16.4%
<b>Utilidad neta</b>	<b>245,516</b>	<b>126,485</b>	<b>-119,031</b>	<b>-48.5%</b>
<i>Margen Neto</i>	<i>52.6%</i>	<i>24.4%</i>		

[Descargar Datapack TGI](#)



Tabla N°16 - Balance General	COP Millones		Variación	
	dic-23	jun-24	COP	%
<b>Activos</b>				
<b>Activo Corriente</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	534,223	217,807	-316,416	-59.2%
Cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	236,918	233,096	-3,822	-1.6%
Inventarios	97,170	98,470	1,300	1.3%
Otros activos no financieros	49,227	33,341	-15,886	-32.3%
<b>Total Activo Corriente</b>	<b>917,539</b>	<b>582,714</b>	<b>-334,825</b>	<b>-36.5%</b>
<b>Activo No Corriente</b>				
Propiedades, planta y equipo	8,662,709	8,519,163	-143,545	-1.7%
Activos por derecho de uso	7,518	12,235	4,717	62.7%
Inversiones en asociadas y subordinadas	42,328	42,114	-214	-0.5%
Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar	34,639	30,098	-4,541	-13.1%
Activos intangibles	682,857	670,642	-12,215	-1.8%
Otros activos financieros / no financieros	0	0	0	0.0%
<b>Total Activo No Corriente</b>	<b>9,430,049</b>	<b>9,274,252</b>	<b>-155,798</b>	<b>-1.7%</b>
<b>Total Activo</b>	<b>10,347,588</b>	<b>9,856,966</b>	<b>-490,622</b>	<b>-4.7%</b>
<b>Pasivos</b>				
<b>Pasivo Corriente</b>				
Cuentas por pagar a proveedores y otras cuentas por pagar	64,627	38,535	-26,093	-40.4%
Pasivo por impuestos	15,184	71,213	56,029	369.0%
Beneficios a empleados	16,861	14,221	-2,639	-15.7%
Provisiones	86,911	87,635	724	0.8%
Pasivo por arrendamientos	15,838	12,105	-3,733	-23.6%
Otros pasivos financieros	40,343	39,238	-1,105	-2.7%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	8,638	4,864	-3,775	-43.7%
<b>Total Pasivo Corriente</b>	<b>248,402</b>	<b>267,812</b>	<b>19,409</b>	<b>7.8%</b>
<b>Pasivo No Corriente</b>				
Pasivos financieros	1,343,165	1,058,534	-284,631	-21.2%
Provisiones	403,897	389,428	-14,468	-3.6%
Pasivo por impuestos diferidos	1,974,862	1,909,372	-65,490	-3.3%
Pasivo por instrumentos financieros	192,276	132,834	-59,443	-30.9%
Bonos emitidos	2,111,258	2,293,213	181,955	8.6%
Otros pasivos	53,901	53,901	0	0.0%
<b>Total Pasivo No Corriente</b>	<b>6,079,360</b>	<b>5,837,282</b>	<b>-242,078</b>	<b>-4.0%</b>
<b>Total Pasivo</b>	<b>6,327,762</b>	<b>6,105,093</b>	<b>-222,668</b>	<b>-3.5%</b>
<b>Patrimonio</b>				
Capital social	1,565,487	1,565,487	0	0.0%
Prima en emisión de acciones	196	196	0	0.0%
Reservas	685,091	924,464	239,373	34.9%
Resultado del periodo	667,614	237,515	-430,100	-64.4%
Resultados acumulados	-288,114	-288,114	0	0.0%
Otras partidas de resultado integral	-1,277,922	-989,830	288,092	-22.5%
Ajuste acumulado por conversión	2,667,474	2,302,155	-365,319	-13.7%
<b>Total Patrimonio</b>	<b>4,019,826</b>	<b>3,751,872</b>	<b>-267,954</b>	<b>-6.7%</b>
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>10,347,588</b>	<b>9,856,966</b>	<b>-490,622</b>	<b>-4.7%</b>

Tabla N°17 - Estado de Flujo de Efectivo	COP Millones	
	jun-23	jun-24
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación</b>		
<b>Utilidad Neta</b>	<b>442.149</b>	<b>237.515</b>
Ajuste por:		
Depreciaciones y amortizaciones	220.364	210.916
Diferencia en cambio no realizada	-163.084	788
Beneficios a empleados	-1.127	-2.019
Costo amortizado (préstamos, depósitos)	0	0
Costo amortizado opción de compra BOMT	0	0
Costo amortizado obligaciones financieras	875	3.129
Valoración operaciones de cobertura	9.457	116.709
Valoración obligación por desmantelamiento	22.042	6.240
Impuesto diferido	3.725	-22.076
Impuesto de renta	153.758	131.629
Costos financieros	125.651	159.481
Ingresos financieros	-26.876	-25.383
Valoración método de participación	10.256	3.614
Pérdida, propiedades, planta y equipo	0	0
Deterioro inventarios	25	87
Deterioro cuentas por cobrar	906	4.140
Provisiones (Recuperaciones)	-10.681	-4.470
<b>Cambios netos en activos y pasivos de la operación</b>		
(Aumento) Disminución en cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar	-4.449	13.139
(Aumento) Disminución en inventarios	-3.027	-1.387
(Aumento) Disminución en otros activos no financieros	10.222	15.886
(Aumento) Disminución en otros activos financieros	0	0
(Aumento) Disminución en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-6.792	-29.969
(Aumento) Disminución en otras obligaciones laborales	702	-620
(Aumento) Disminución en otros pasivos financieros	-189	5.229
(Aumento) Disminución en pasivos estimados y provisiones	-17.016	-15.513
(Aumento) Disminución pasivo impuestos	-39.934	-43.416
Pago de intereses	-75.606	-160.133
Pago de intereses parte relacionadas	-43.529	0
Pago de intereses cobertura	0	-121.666
Impuestos Pagados	-158.766	-32.184
<b>Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación</b>	<b>449.056</b>	<b>449.665</b>
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión</b>		
Propiedad, planta y equipo	-23.461	-43.414
Intangibles	-1.292	-344
<b>Flujo neto provisto por actividades de inversión</b>	<b>-24.753</b>	<b>-43.757</b>
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Financiamiento</b>		
Pago de dividendos	-421.437	-428.222
Pago de obligaciones financieras	-209.315	-293.726
Pago de obligaciones financieras relacionadas	0	0
Obligaciones financieras adquiridas	0	0
<b>Flujo neto usado en las actividades de financiamiento</b>	<b>-630.752</b>	<b>-721.949</b>
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalente de efectivo	-10.990	-375
<b>Cambios Netos en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo</b>	<b>-217.439</b>	<b>-316.416</b>
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Inicio del Año	457.981	534.223
<b>Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo</b>	<b>240.542</b>	<b>217.807</b>

## 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 podrán 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
- MM: Miles de 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.
- pp: puntos porcentuales
- SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.