

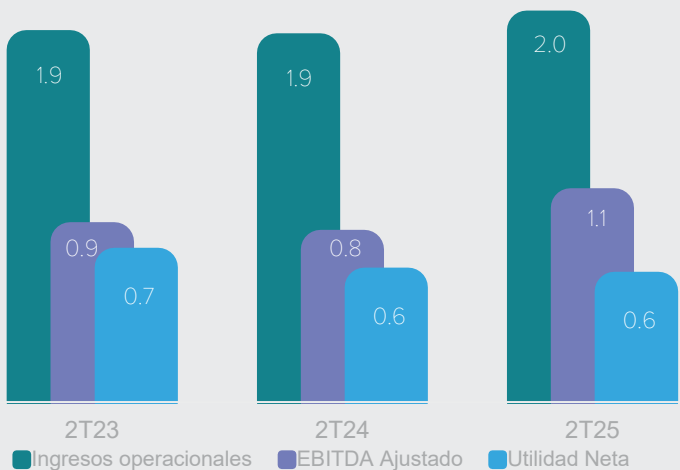


BVC: GEB

“Buenos resultados operacionales en el trimestre, presionados por eventos extraordinarios”

FINANCIEROS

COP B



COMPOSICIÓN EBITDA 2T25



322 (31%)
Transmisión energía



396 (37%)
Transporte Gas Natural



79 (7%)
Distribución energía



272 (25%)
Distribución Gas Natural

COP mM

Dividendo aprobado \$ 238

Rentabilidad por dividendo¹ 9.8%

Ingresos
2,049
+6.8% a/a

Utilidad Operacional
551
-10.8% a/a

EBITDA Ajustado²
1,070
+27.4% a/a

Utilidad Neta Controlada
561
-4.7% a/a

Capex orgánico
USD 120 M
-0.3% a/a

2T
25

COP mM

OPERATIVOS

ENERGÍA

TRANSMISIÓN COLOMBIA

- Entrada en operación del proyecto privado Membrillal
- Obtención de licencia ambiental para tramo II del proyecto UPME Refuerzo Suroccidental 500 kV – Resol ANLA 973

Proyecto COLECTORA > 64% Avance Total

DISTRIBUCIÓN Y GENERACIÓN

- Resultados favorecidos en ENEL Colombia por recuperación observada en el segmento de Generación
- Litigio con UAESP genera provisión por €51 M
- Adjudicación por 2,949 GWh de energía firme en Subasta de reconfiguración de compra convocada por la CREG para periodo 2025-2028

GAS NATURAL

DISTRIBUCIÓN

PERÚ

- La Presidenta Dina Boluarte manifestó el inminente inicio del proyecto energético en el cual se extendería la concesión de Cálidda por 10 años más
- Nuevas oportunidades de inversión en consideración

ENERGÍA

TRANSPORTE

GUATEMALA

- El proceso arbitral GEB-TRECSA vs Estado de Guatemala continúa su curso conforme al calendario procesal correspondiente. Caso presentado ante la CIADI

SOSTENIBILIDAD



Diseño de planes de adaptación al cambio climático del 100% de la infraestructura en TGI



Inversiones sociales por más de USD 3.7M que benefician a más de 27,000 personas.



Sello de oro de la Secretaría de Ambiente de Bogotá a la iniciativa de ciclo-parqueaderos que promueve la movilidad sostenible

Informe Periódico Trimestral

De conformidad con el anexo I P3 Tit V Cap I de la Circular Básica Jurídica
Registro Nacional de Valores y Emisores – RNVE

Para el ejercicio finalizado el 30 de junio de 2025



Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.

(Razón social)
Carrera 9 No. 73 - 44
Bogotá - Colombia
(Dirección principal)

Oficina de Relación con el Inversionista

ir@geb.com.co

www.grupoenergiabogota.com/inversionistas
Tel.: (57) 601 326 8000 | Carrera 9 No. 73 - 44
Bogotá. Colombia
(Contacto)

Emisiones de Valores Vigentes

Clase de Título	Detalle Título	Monto Colocado ¹ (millones, M)	Bolsa de Valores de Registro	Sistema de Negociación
Acciones Ordinarias			BVC	X-tream
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+3.24% C7 Bono 2027	\$320,852	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+3.85% A15 Bono 2032	\$283,000	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+3.85% A15 Bono 2032	\$191,700	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+3.87% C15 Bono 2035	\$214,900	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+3.87% C15 Bono 2035	\$178,920	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+4.04% A25 Bono 2042	\$180,000	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	IPC+4.10% A30 Bono 2047	\$328,100	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	5.45% UVR E22 Bono 2042	\$83,068	BVC	MEC
Bonos Deuda Pública Interna	3.99% UVR E25 Bono 2045	\$414,248	BVC	MEC
Bonos Reg S/144A	4.875% USD Bono 2030	US\$400	SGX	Euroclear & Clearstream
Bonos Reg S/144A	7.850% USD Bono 2033	US\$400	SGX	Euroclear & Clearstream

¹ Para el cálculo del monto colocado para los bonos en UVR se utilizó la UVR de la fecha de emisión,

Contenido

Resultados Financieros GEB	3
Ingresos operacionales	3
<i>Distribución de gas natural:</i>	3
<i>Transporte de gas natural:</i>	4
<i>Transmisión electricidad:</i>	5
<i>Distribución de electricidad:</i>	5
Costos operacionales	5
<i>Distribución de gas natural:</i>	6
<i>Transporte de gas natural:</i>	6
<i>Transmisión de electricidad:</i>	6
<i>Distribución de electricidad:</i>	7
Gastos administrativos y de operación	7
Otros ingresos (gastos) netos.....	7
EBITDA consolidado ajustado.....	8
Ingreso (Gasto) Financiero neto	9
Diferencia en Cambio.....	9
Método de Participación.....	9
Utilidad neta	10
Perfil de la deuda	10
CAPEX	11
Actualización Riesgo de Mercado	12
Actualización de Riesgos Estratégicos	12
Avances en Prácticas ASG 2T25.....	13
General:	13
Dimensión social	14
Dimensión ambiental	14
Gobierno corporativo	15
Actualización Regulatoria 2T25 y Posteriores.....	16
Resultados Compañías Controladas	17
Resultados Compañías No Controladas	27
Anexo: Estados Financieros Consolidados	32
Glosario	36

Resultados Financieros GEB

Grupo Energía Bogotá S.A. ESP (BVC; GEB), es una *holding* energética con 129 años de trayectoria y un portafolio único de activos en la cadena de energía y transporte y distribución de gas natural, con presencia en Colombia, Perú, Brasil y Guatemala. Cuenta con más de 4.7 millones (M) de clientes en distribución de energía eléctrica y 4.7 millones de clientes en distribución de gas natural; además de una infraestructura de más de 22,164 km de redes eléctricas, 4,957 MW de capacidad instalada de generación y 4,327 km de gasoductos incluyendo operaciones controladas y no controladas.

Este informe presenta las variaciones correspondientes a los estados financieros comparativos de los trimestres 2T24 y 2T25 (3 meses), bajo las Normas Internacionales de Información Financiera aceptadas en Colombia.

Ingresos operacionales

Tabla N°1- Ingresos por Segmento

COP mM	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	962	1,043	82	8.5	1,865	2,029	164	8.8
Transporte Gas Natural	519	503	-15	-3.0	1,044	1,000	-45	-4.3
Transmisión Electricidad	314	339	25	7.9	621	676	55	8.8
Distribución Electricidad	132	164	32	24.5	305	338	33	11.0
Total	1,926	2,049	123	6.4	3,835	4,042	207	5.4

El comportamiento de los ingresos por segmento de negocio se explica a continuación:

Distribución de gas natural:

Tabla N°2- Detalle Ingresos por Distribución Gas

COP mM	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Cálidda	891	956	64	7.2	1,721	1,867	146	8.5
Contugas	70	88	17	24.7	144	161	18	12.2
Total	962	1,043	82	8.5	1,865	2,029	164	8.8

El segmento de distribución de gas natural presentó un crecimiento del 8.5% año a año (2T25 vs 2T24), en un ambiente de depreciación del Peso colombiano (COP) frente al dólar estadounidense (TRM Promedio) de 7.0% en el mismo periodo, con un efecto por conversión de COP 67 mM explicado por:

- En Cálidda se observa un aumento del comportamiento en ingresos (USD +0.6 M; +0.7% a/a) que se explican por:
 - Mayores ingresos por distribución de gas natural USD +6.6 M a/a explicados por un incremento de la tarifa media de distribución (+3.2%) y el mayor volumen facturado en todos los sectores: Industrial +5.9% a/a (+9 MPCD), GNV +5.1% a/a (+4 MPCD), Generación +0.6% a/a (+4 MPCD) y Residencial & Comercial +9.1% (+3 MPCD).
 - Así mismo, mayores ingresos por financiamientos no bancarios otorgados a clientes (USD +1.8 M a/a) dado el aumento de la cartera total (USD +17 M a/a).

- Compensados en parte por los menores ingresos *pass through* frente al 2T24 (USD -7.1 M a/a), Y menores ingresos de ampliación de red distribución e instalaciones internas. Estos ingresos no generan margen para Cálida.
- En Contugas, se observa un incremento de los ingresos de distribución de gas por USD 2.7 M (13.3% a/a), principalmente por:
 - Mayores ingresos por varios factores: mejor temporada de pesca (USD +1.5 M), mayor registro de ingreso de cliente Tengda (USD +1.0 M) debido a que a partir de junio 24 se considera la capacidad contratada de dos líneas. También, mejor consumo en papeleras y ladrilleras ante recuperación de sector construcción (USD +0.2 M) y clientes de categoría GNV (USD +0.1 M).

Transporte de gas natural:

Los ingresos operacionales fueron de COP 503.4 mM en el 2T25 y mostraron una reducción de COP 15.4 mM (-3.0%) respecto al 2T24, cuyo detalle se presenta a continuación:

- Los cargos fijos por inversión durante el 2T25 totalizaron COP 325.6 mM (64.7% de los ingresos totales), generando una reducción de COP 521 M (- 0.2%) frente al 2T24, que se explica principalmente por: i) mayores ingresos por COP 1.2 mM debido a la contratación de transporte con fuente en Ballena y ii) menores ingresos por COP 1.7 mM en el 2T25 vs 2T24 debido a suspensiones de servicio que no se presentaron en el 2T2024 por labores programadas de mantenimiento por parte de remitentes y por eventos de fuerza mayor en el SNT.
- Los cargos fijos por AO&M del 2T25 totalizaron COP 121.5 mM (24.2% de los ingresos totales), con una reducción de COP 7.9 mM (-6.1%) frente al 2T24, explicado principalmente por i) menores ingresos por desvíos de ajustes de facturación en el 2T24 que no se generan en el 2T25 (COP -7.1 mM).
- Los cargos variables para el 2T25 totalizaron COP 48.4 mM (9.6% de los ingresos totales), generando una reducción de COP 10.1 mM (-17.4%) frente al 2T24, debido a que no se ha generado despacho térmico e igualmente ha habido menor uso de la contratación del transporte con componente variable y/o desvíos.
- Lo anterior, parcialmente contrarrestado por mayores ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios, aumentaron del 71.5% entre el 2T25 y el 2T24, debido principalmente por mayores ingresos asociados al cobro por pérdidas operativas de gas en el SNT (COP 3.3 mM).

Para mayor información consultar el informe de resultados trimestrales de TGI en: <https://www.grupoenergibogota.com/inversionistas/centro-de-resultados>

Transmisión electricidad:

Tabla N°3- Detalle Ingresos Transmisión								
COP mM	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Transmisión Colombia	277	292	15	5.5	546	583	37	6.7
Conecta	37	47	10	25.7	74	93	18	24.4
Total	314	339	25	7.9	621	676	55	8.8

Los ingresos del segmento de transmisión reflejan un aumento de COP 25 mM (+7.9% a/a), debido a:

- Principalmente al negocio de Transmisión Colombia, el cual reflejan un crecimiento del 5.5% a/a (COP +15 mM) explicado por el efecto de indexación de las tasas promedio entre periodos que presentaron una apreciación de la TRM.
- Así mismo, las filiales en Guatemala reflejan los ingresos de Conecta (incluye Trecca, EEBIS y Transnova), En su moneda funcional los ingresos crecieron 14.7% a/a (USD +1.7 M), principalmente por:
 - Los ingresos que percibe por activos (USD +1.7 M), que son una combinación de canon y peaje del Sistema Principal, apalancados en la habilitación comercial y asociados al Proyecto Anillo Pacífico Sur (APS) de 95 km y 7 subestaciones; así como, a la Línea de Transmisión de 35 km y dos subestaciones.

El 13 de mayo de 2025 la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala autorizó la fusión de la compañía EEB Ingeniería y Servicios S.A. (EEBIS) con Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. ESP (TRECSA), la fusión fue efectiva el 1 de agosto de 2025.

Distribución de electricidad:

Los ingresos del Grupo Dunas en moneda funcional crecieron PEN +17.5 M (+14.0%) comparados con el 2T24 principalmente por mayores ingresos por incremento en el volumen de venta de energía a clientes regulados y aumento del consumo residencial. El efecto por conversión del segmento representa un mayor ingreso de COP 12.3 mM.

Costos operacionales

Tabla N°4 - Costos por Segmento								
COP mM	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	684	715	31	4.6	1,313	1,396	83	6.3
Transporte Gas Natural	180	204	24	13.3	356	401	45	12.6
Transmisión Electricidad	110	133	24	21.6	212	243	32	15.0
Distribución Electricidad	92	86	-6	-6.0	187	182	-5	-2.9
Total	1,066	1,139	73	6.9	2,068	2,222	154	7.4

Los costos operacionales aumentaron 6.9% a/a (COP 73 mM), El efecto por conversión corresponde a COP 57 mM por una depreciación del peso frente al dólar de 7.0% a/a.

Distribución de gas natural:

- El segmento presenta un crecimiento de COP 31 mM (+4.6% a/a) influenciado por un mayor costo por el efecto por conversión de COP 48 mM, producto de la devaluación anual del peso frente al dolar de 7.0%; así como resultado de:
 - En Cálidda, los costos de servicios de distribución aumentan por mayores reubicaciones, cortes, instalaciones internas y reconexiones (USD +2.4 M a/a) dada la mayor base de clientes +145,694 usuarios.
 - Los costos de ampliación de red disminuyen -2.7% a/a, principalmente por menores costos *pass through* frente al 2T24 (USD -7.1 M a/a), caída en línea con los menores ingresos de gas, transporte y ampliación de la red. Estos costos no generan margen para Cálidda.
 - En Contugas se observaron mayores costos por consumo de nuevas conexiones residenciales que el año anterior y mayores costos por mejor temporada de pesca en USD 1 M (+5.5% a/a).

Transporte de gas natural:

- Los costos operacionales de TGI aumentaron COP 24 mM (13.3% a/a), principalmente por:
 - Los costos por mantenimiento se incrementaron en COP 19.1 mM (134.8%), principalmente por revestimiento de la infraestructura externa, un mayor consumo de gas de reposición y aumento en los trabajos de mantenimiento.
 - El aumento de depreciaciones y amortizaciones de COP 8.6 mM (9.0%) se debe al incremento de las depreciaciones de plantas, ductos y túneles, y al aumento del pasivo por derecho de uso que impactó la depreciación del trimestre en el 2T25.

Para mayor información consultar el informe de resultados trimestrales de TGI en: <https://www.grupoenergiabogota.com/inversionistas/centro-de-resultados>

Transmisión de electricidad:

- Los costos del segmento de transmisión aumentan (COP 24 mM; +21.6% a/a) principalmente por:
 - En Transmisión Colombia crecieron 23.7% (COP 22 mM) a/a principalmente por el aumento en el valor de las depreciaciones (COP 14 mM; +75.5%) por la capitalización de proyectos que han entrado en operación (Refuerzo Suroccidente).
 - En Conecta, nuestra filial en Guatemala, los costos de mantenimiento de Subestaciones y Líneas de Transmisión en moneda funcional decrecen USD 73.1 m (-5.2% a/a) al compararse con el 2T24.

Distribución de electricidad:

Los costos en Grupo Dunas en su moneda funcional disminuyen PEN +12.3 M (-13.9%) principalmente por menores costos de servicios correspondientes a las obras en curso. El efecto por conversión del segmento representa un mayor costo de COP 8.5 mM.

Gastos administrativos y de operación

Tabla N°5 - Gastos administrativos por segmento								
COP mM	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	81	106	25	31.5	163	203	40	24.9
Transporte Gas Natural	58	47	-12	-20.0	105	98	-7	-7.1
Transmisión Electricidad	29	114	85	295.8	43	133	89	206.0
Distribución Electricidad	17	12	-5	-27.0	33	30	-3	- 9.9
Corporativo	74	77	3	4.6	132	139	8	5.8
Otros	17	23	7	38.5	39	48	9	23.5
Total	275	379	104	37.9	516	652	136	26.4

El aumento de COP 104 mM (+37.9% a/a) en gastos administrativos consolidados es explicado principalmente por:

- En el segmento de transmisión de electricidad por la provisión de cartera de Air-e en el negocio de transmisión Colombia por un total de COP 95 mM, de los cuales COP 68 mM fueron provisionados en este trimestre.
- En el segmento de distribución de gas natural, principalmente en Cálidda (USD +2.7 M; +15.6% a/a) por la mayor necesidad de atender a la base de clientes más amplia (+145.6 m usuarios adicionales) la cual asciende a 2 M al 2T25 y a la mayor red de distribución +939 km a/a.
- Los gastos de administración y operacionales de TGI, correspondientes al segmento de transporte de gas, presentan una reducción de COP 12 mM (-20.0%), principalmente por:
 - Menores gastos de servicios personales en COP -5.4 mM (-35.0%), debido a menores gastos en indemnizaciones, salarios y bonificación de desempeño.
 - Menor valor en la sumatoria de depreciaciones, amortizaciones y provisiones por COP 3.5 mM (-12.7%) que se deben principalmente a: i) disminución en la provisión de COP 1.2 mM por las glosas que se generaron con algunos remitentes por la controversia generada en los valores facturados por el servicio de transporte, ii) aumento en la provisión de litigios, demandas y contingencias por COP 396 M y iii) disminución en el gasto de depreciación por derechos de uso de inmuebles, edificaciones y equipos de transporte por COP -2.6 mM.
 - Menores gastos de impuestos tasas y contribuciones en COP 1.3 M (-39.6%) explicados principalmente por la reducción en el gravamen a los movimientos financieros (GMF) y por la disminución del impuesto de alumbrado público el cual en el 2T24 se contabilizó como gasto y en el 2T25 se contabilizó como costo.

Otros ingresos (gastos) netos

Para el 2T25 se reporta una disminución de COP 13 mM (-37.2%) principalmente por menores recuperaciones e indemnizaciones de siniestros, compensados levemente por mayores ingresos de servicios de ingeniería y seguros.

EBITDA consolidado ajustado²

Tabla N°6 - EBITDA ajustado por compañía								
COP mM	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
TGI	410	396	-14	-3.4	853	787	-66	-7.8
Cálidda	209	239	30	14.5	406	469	64	15.7
Transmisión Colombia	142	143	1	0.6	300	303	3	0.9
Dunas	44	79	35	80.4	103	134	31	29.8
Contugas	23	33	9	40.0	47	59	12	26.0
Conecta	28	37	8	29.5	58	77	19	33.6
Gebbras	-1,2	-0,1	1	-93.7	-2	0	2	-122.2
Otros	-17,3	-9	8	-45.5	-23	-16	7	-31.0
Total controladas	838	917	79	9.5	1,743	1,815	72	4.1
Enel Colombia	0	0	0	-	768	877	109	14.1
REP & CTM	0	0	0	,	244	299	55	22.7
Promigas	0	0	0	-	89	94	5	5.6
Vanti	0	0	0	,	110	115	5	4.6
EMSA	0	0	0	-	3	4	0	4.0
Argo	2	153	151	6974.6	2	153	151	6974.6
Total Asociadas	2	153	151	6975.0	1,217	1,542	325	26.7
Total	840	1,070	230	27.4	2,960	3,356	397	13.4

El EBITDA de las compañías controladas representa el 85.7% del EBITDA ajustado del trimestre, aumenta 9.5% (COP 79 mM) en comparación al 2T24 debido principalmente a:

- En Dunas, el EBITDA creció COP 35 mM (80.4% a/a), principalmente por mayores ingresos de COP 19 mM, por mayor volumen en venta de energía a clientes regulados, así como por menores costos (COP -14 mM).
- En Cálidda, el EBITDA subió COP 30 mM (14.5% a/a) por mayores márgenes de COP 30 mM, principalmente en distribución de gas y en el negocio de financiamiento, así como por un efecto de conversión favorable de COP 14 mM, parcialmente compensados por mayores gastos COP +13 mM (mayores gastos variables (COP 7 mM), gastos proceso CIADI (COP 4 mM) y gastos de personal (COP 2 mM).
- En Contugas, el EBITDA aumentó COP 9 mM (+40.0% a/a) por mayores ingresos de COP 13 mM, impulsados principalmente por facturación a Tengda y por una mejor temporada de pesca en 2025, compensados parcialmente por un incremento en costos y gastos de COP 4 mM.
- En Conecta, el EBITDA incrementó COP 8 mM (29.5% a/a) principalmente por mayores ingresos de COP 12 mM, debido a la habilitación de nuevos tramos.

² Incluye los dividendos de las compañías asociadas y negocios conjuntos,

- En TGI el EBITDA cayó COP 14 mM (-3.4% a/a), por menores ingresos de COP 15 mM y mayores costos de COP 15 mM, parcialmente compensados por eficiencias en gastos de COP 8 mM explicadas anteriormente.

El Margen EBITDA del 2T25 de Argo y Gebbras de Brasil, cerró en 89.7%, levemente por debajo del 90.1% registrado en el 2T24. Esta ligera reducción refleja el aumento temporal de los gastos administrativos relacionados con la optimización de procesos de la compañía,

- El EBITDA de compañías asociadas aumenta COP 151 mM principalmente porque en 2T25 se decretaron dividendos de Argo por COP 153 mM.

Ingreso (Gasto) Financiero neto

En el 2T24 se poseían depósitos a término por USD 282 M y en 2T25 de USD 73 M, la variación negativa de ingresos financieros corresponden a menores intereses por constitución de depósitos a término.

Los gastos financieros disminuyen 0.6% a/a (COP -2.1 mM) especialmente por pago de comisiones.

Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio presenta un aumento del ingreso COP +38.2 mM a/a debido a que en el 2T25 hubo apreciación del 2.9% del peso versus el dólar, frente a la depreciación de 7.9% observada en 2T24, Lo anterior representa un menor gasto por diferencia en cambio asociado a la deuda en el segundo trimestre.

Método de Participación

Tabla N°7 - Método de Participación

COP mM	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Enel Colombia	305	264	-41	-13.3	627	655	28	4.5
CTM	40	39	0	-1.1	78	85	7	9.5
Vanti	30	40	10	33.0	65	80	15	23.0
REP	30	34	4	13.9	60	67	8	12.9
Promigas	47	44	-3	-6.9	95	90	-5	-5.5
Argo	60	54	-6	-10.3	131	134	3	2.4
Gebbras	32	29	-3	-9.2	73	74	1	2.0
Otros	0,1	5	5	5274.1	1.1	4,6	4	330.2
Total	544	509	-35	-6.3	1,129	1,191	61	5.4

El método de participación patrimonial (MPP) presenta un decrecimiento de -6.3% (COP 35 mM) en comparación al 2T24, principalmente:

- Por la provisión por cerca de EUR 51M, aproximadamente en COP 244 mM constituida por ENEL por el proceso que se tiene con la UAESP por temas de alumbrado público. Esto afecto a GEB por COP 68 mM neto de impuestos.

- Argo y Gebbras también presentan disminución de 10.3% y 9.2% a/a, respectivamente, por el efecto en conversión producto de la apreciación del real brasilero (BRL) frente al peso (COP) en 5.8%.

Utilidad neta

La Utilidad neta ascendió a COP 609 mM, decreciendo -3.8% (COP -23.9 mM a/a), principalmente por la provisión de cartera de AIR-E y ENEL por el caso de la UAESP, beneficiados por un menor gasto de COP 52mM dado el menor impuesto de renta en GEB y la variación del impuesto diferido por la apreciación del peso frente al dólar en 2.9%.

Perfil de la deuda

Tabla N°8 - Perfil de la deuda

USD M	2025	26	27	28	29	+30
Vencimiento	259	495	1,130	855	211	1,832
Total	4,782					

Valores nominales

- GEB: el 30 de mayo de 2025, se firmó el otrosí No, 1 al contrato de crédito con Banco Davivienda e Itaú Colombia S,A, en el que se redujo el margen del crédito de IBR 3M + 4.33% a IBR 3M + 2.90%.
- TGI: el 19 de junio de 2025, gracias a la sólida posición de caja de la compañía, se realizó un prepago por COP 50 mM del crédito Club Deal, quedando un saldo de COP 821 mM vigente a la fecha.
- Cálidda: el Directorio de la CAF aprobó un préstamo A/B hasta por USD 500 M para refinanciar próximos vencimientos de deuda.
- Trecca: se extendió el vencimiento de créditos de corto plazo con Itaú Panamá S.A. por USD 55 M y con Citibank N.A. por USD 7M, Con esta última entidad bancaria, también se suscribió un nuevo crédito de corto plazo por USD 6 M. Estos créditos serán refinanciados con la colocación privada (*Private Placement*) que proyecta ejecutar la filial y que contaría con garantía de GEB.

Tabla N°9 - Clasificación de la deuda y ratios

COP mM	2T24	2T25	Var \$	Var %
EBITDA UDM	4,698	5,490	791	16.8
Deuda total neta	17,248	18,119	871	5.1
Deuda total bruta	19,318	19,440	122	0.6
Gastos financieros neto UDM	922	1,147	226	24.5
Deuda total neta / EBITDA	3.67x	3.30x	-37 pp	
EBITDA / Gastos financieros neto	5.10x	4.78x	-31 pp	

Los saldos de deuda incluyen costos amortizados y difieren de saldos nominales

La composición por moneda se mantuvo en proporciones similares a la misma fecha de corte del año pasado, la deuda en dólares (USD) pasó de 66% (2T24) a 65% (2T25), mientras que en pesos (COP) quedó estable en un 31% en 2T24 y 2T25. Esta leve variación obedece a una apreciación del tipo de cambio USD-COP.

En términos de tasa de interés (tasa variable vs tasa fija), la composición pasó de (62% / 38%) a (66% / 34%), la mayor proporción en tasa variable se explica por los créditos de tesorería contratados por GEB con Bancolombia y Banco Agrario en diciembre de 2024, los cuales se encuentran indexados a IBR.

CAPEX

Tabla N°10 - CAPEX ejecución y proyección anual

USD M	6M24	6M25	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2025P - 2029P
Cálidda	51	45	93	50	9	9	7	168
Transmisión Colombia	116	142	250	235	56	56	56	651
TGI	11	25	73	92	97	109	42	412
Conecta	7	5	12	8	2	1	16	39
Contugas	4	2	4	1	1	14	12	32
Grupo Dunas	20	4	33	26	19	13	13	103
Transnova	2	7	13	38	19	20	17	106
Adquisiciones	0	0	-	-	-	-	-	-
Total	211	230	478	449	203	221	162	1,512

El CAPEX orgánico ejecutado en 2T25 aumentó 8.3% (USD +10 M) en comparación al 1T25. El CAPEX orgánico ejecutado durante los 6M25 ascendió a USD 230 M, siendo USD 19 M más alto frente al ejecutado en los 6M24 (USD 211 M), principalmente por una mayor ejecución en el negocio de Transmisión Colombia (USD +26 M), el cual representa el 61.7% del total del CAPEX ejecutado en el semestre por Inversiones concentradas en los proyectos de Colectora, Sogamoso Norte, Chivor II-Norte, Segundo Circuito Colectora y Refuerzo Suroccidental.

La proyección de CAPEX de 5 años asciende a USD 1,512 M, en donde el segmento de Transmisión Colombia lidera las inversiones proyectadas con 43% del total, seguido por TGI y Cálidda con el 27% y 11%, respectivamente. Se espera que en el caso de Transmisión Colombia, dichas inversiones sean destinadas a los proyectos Colectora, Sogamoso Norte, Chivor II-Norte, Refuerzo Suroccidental y Segundo Circuito Colectora al 2026, con inversiones a partir de 2027, contempladas para subastas de la UPME con participación de GEB y la operación & mantenimiento de redes de transmisión actuales.

En TGI, el Capex principalmente se incrementa en el rubro de Mantenimiento debido a que se estimó la entrada del plan de mantenimiento mayor a partir de 2025 – 2028, que no estaba incluido. Respecto al rubro de intangibles, se estiman nuevas inversiones en inteligencia artificial, automatización de procesos y analítica avanzada de datos. Por su parte, en IPAT's, se proyectan las inversiones correspondientes a las actividades de cierre de los proyectos de Mariquita Gualanday y Ramal Jamundí. Respecto al rubro de proyectos, corresponde a las inversiones en cruces de ríos y de mejora o adecuación de la infraestructura para mantener la confiabilidad del servicio de transporte de gas y en los proyectos VUN, se estiman las inversiones de aquellos activos que finalizan su Vida Útil Normativa y sobre los cuales se continuarán operando o se repondrán a nuevo.

Actualización Riesgo de Mercado

Durante el 2T25 no se evidenciaron cambios cualitativos ni cuantitativos materiales en el riesgo de mercado respecto a la información reportada en el informe con corte a 1T25, que ameriten ser revelados al 30 de junio de 2025, de conformidad con las instrucciones impartidas en el numeral 8,4,1,1,4 del Anexo 1 «Información periódica de los emisores» en el Capítulo I del Título V de la Parte III de la Circular Básica Jurídica «Registro Nacional de Valores y Emisores – RNVE.

No obstante, a continuación, se informan los preceptos claves de la gestión de riesgo financiero integral del GEB en línea con su perfil de riesgo conservador:

- **Exposición cambiaria y diversificación de riesgos**

Sobre la exposición cambiaria del GEB, cabe indicar que está denominada en monedas diferentes a la moneda funcional del GEB Consolidado (peso colombiano – COP), reflejando el concepto de multi-moneda, propio de las entidades multinacionales.

A partir de ello, según las monedas funcionales de cada compañía se genera una compensación de riesgos a través de una correlación inferior al 100% entre las paridades cambiarias USD-COP, USD-BRL y USD-PEN. De esta forma, se evidencia cuantitativamente el aporte de la diversificación al perfil consolidado de riesgo del GEB por medio del VaR correlacionado.

Cabe destacar que GEB cuenta con coberturas naturales y financieras que mitigan el impacto del movimiento en la tasa de cambio. De igual forma, evalúa coberturas financieras que permitan mitigar el riesgo tanto de corto plazo como de largo plazo que se consideren pertinentes.

- **Exposición al riesgo de tasa de interés**

GEB está expuesto al riesgo de tasa de interés, originado en la obtención de deuda a tasa variable. Sin embargo, una proporción de deuda se mantiene a tasa fija y se realiza permanente monitoreo a las variables de mercado, con el objetivo de implementar de manera oportuna estrategias de mitigación de riesgo.

Actualización de Riesgos Estratégicos

Durante el segundo trimestre del año 2025 se reportó la materialización de los siguientes riesgos estratégicos:

- Enlaza: se mantiene la materialización del riesgo “Incumplimiento al plan de negocios” por el evento: Intervención de la SSPD a la empresa AIR-E con impacto en la cartera del GEB y la filial Enlaza con los siguientes impactos:
 - Diferidos total: COP 21,961 MM
 - Cartera Pre Intervención: COP 16,161 mM correspondiente a los consumos de agosto y septiembre de 2024
 - Cartera Post Intervención: COP 108,344 mM correspondientes a los consumos entre los meses de octubre de 2024 a junio de 2025.

Actualización de acciones:

- Seguimiento permanente a la liquidación de cuentas efectuada por XM.

- Discusiones gremiales (ANDESCO) para avanzar en estrategias conjuntas tanto jurídicas como de relacionamiento. Propuestas para dotar de liquidez al Fondo Empresarial, tal y como sucedió con la toma de posesión de Electricaribe, por medio de CONPES y la opción de los Bonos de Liquidez.
- TGI: Aplicación WACC: TGI continúa aplicando el cambio de WACC de acuerdo con la resolución 175, sin embargo existen diferencias de interpretación con los remitentes (WACC 11.8% a 10.9%).
TGI recibió Resoluciones de la CREG el 10/03/25 indicando el WACC a aplicar de 10.9%, para lo cual se interpuso recurso solicitando su revocatoria. Se espera respuesta en 3T 2025.

Acciones realizadas:

- Estrategia jurídica frente a respuesta por parte de CREG al recurso de nulidad Mantener provisión por diferencia en WACC de no lograr expediente tarifario a partir de julio/2025.
- Plan de acción frente a Resolución de Cargos.
- TGI: Afectaciones económicas por incertidumbre en el suministro de Gas:
Inventarios de gas en el SNT de TGI:
 - TGI aseguró la aplicación de la regulación y controles operacionales, sin embargo, frente al escenario de escasez, mayor consumo térmico y malos comportamientos de los agentes, se mantiene seguimiento a la estabilidad del sistema y los niveles óptimos de inventarios.
 - Probabilidad: Baja

Acciones realizadas:

- Seguimiento a la disciplina operativa de los agentes.
- Seguimiento de desbalances, compra y recobro de gas de reposición a nivel de gerencia.
- Inclusión en agenda Regulatoria a revisión Circular Creg 121/2024.

Avances en Prácticas ASG 2T25

A continuación, se presentan los hitos más relevantes en asuntos de sostenibilidad en el GEB y sus filiales para el periodo comprendido entre el 1 de abril y el 30 de junio de 2025:

General:

- El 9 de junio, en Bogotá, se llevó a cabo el evento Conexión 100K, donde se presentaron los resultados preliminares de más de 10 proyectos financiados por el GEB y la Fundación Santo Domingo en el marco del programa 100K CLIMA, una iniciativa de cooperación académica que impulsa el intercambio bilateral entre instituciones de educación superior en Colombia y EE.UU. con el objetivo de fortalecer la educación y la investigación en temas relevantes para la transición energética y el cambio climático, El espacio fue organizado por GEB, Fundación Santo Domingo, Partners of the Americas y la Alianza

WEF Nexus Colombia–EE,UU, y reunió a universidades, sector privado, e investigadores de Colombia y Estados Unidos.

- TGI en conjunto con la Universidad Externado de Colombia, lanzó la convocatoria de su programa “Primeros Pasos en RSE”, con el cual busca fortalecer empresas en buenas prácticas de sostenibilidad.
- GEB en alianza con la Universidad de los Andes formó a 58 contratistas de sus filiales en sostenibilidad corporativa, derechos humanos, diversidad, equidad e inclusión y cambio climático, Adicionalmente, capacitó a 28 contratistas de seguridad física en Colombia en derechos humanos.

Dimensión social

- En ElectroDunas, en el marco de su programa de Nutrición y en alianza con UNICEF, se realizó el primer análisis situacional de anemia en madres gestantes, y niñas y niños menores de tres años en región de Ica, Este diagnóstico permitirá identificar las intervenciones necesarias para contribuir a la solución de las brechas de nutrición presentes en esta región.
- TGI finalizó el programa de capacitación, empoderamiento y autonomía económica “TGI Emprende” que benefició a 27 mujeres emprendedoras de La Guajira, Villavicencio y Acacias.
- Como parte de su estrategia de gasificación rural, TGI conectó a 184 personas a gas natural en los municipios de Ramiriquí y Miraflores en Boyacá.
- Cálidda logró posicionarse como líder de gestión de talento ubicándose en el top 5 de las mejores empresas del sector de Producción y Operaciones de Great Place to Work y en tercera posición en el sector de Petróleo y Gas de Merco.
- Cálidda fue reconocido en los premios Effie por sus iniciativas innovadoras en CrédiCálidda que contribuyen a la inclusión financiera en Perú.
- Enlaza en conjunto con la Agencia Nacional de Tierra, ha logrado viabilizar más de 240 predios para iniciar el proceso de formalización de tierras de familias rurales en Colombia, contribuyendo así su seguridad jurídica y prosperidad.
- En el periodo de reporte, se realizaron inversiones sociales por más de USD 3.7M, beneficiando a más 27,000 personas.

Dimensión ambiental

- TGI finalizó el diseño de los planes de adaptación al cambio climático del 100% de su infraestructura.
- GEB recibió el sello oro de la Secretaría de Ambiente de Bogotá por su iniciativa de cicloparqueaderos que promueve el bienestar de sus colaboradores y la movilidad sostenible.
- En el periodo de reporte, se realizaron inversiones ambientales por más de USD 2.8M.

Gobierno corporativo

- En atención a los resultados obtenidos en el proceso anual de evaluación de desempeño de la Junta Directiva, se presentó a dicho órgano un plan de acción para el cierre de brechas identificadas. Este plan contempla compromisos específicos por parte de la Junta Directiva, de la Alta Dirección y de carácter conjunto, orientados al fortalecimiento continuo del funcionamiento del órgano colegiado y al alineamiento con estándares internacionales en la materia.
- La Junta Directiva aprobó la modificación de los siguientes instrumentos del marco normativo interno:
 - Política de Negociación de Acciones, con el fin de actualizar sus disposiciones conforme a la regulación vigente y a las prácticas recomendadas en materia de mercado de valores.
 - Política de Nominación de Miembros de Juntas Directivas de las Empresas del Grupo, Compañías Participadas y Vehículos, con el propósito de reforzar los criterios de idoneidad, independencia y diversidad en los procesos de nominación y conformación de órganos de gobierno.
- En el marco de la Semana GEB, se realizó una jornada de formación institucional dirigida a los colaboradores del Grupo, en la que se contó con la participación de un experto en el uso de inteligencia artificial y temas de legaltech, La sesión abordó las principales tendencias y aplicaciones de esta tecnología en el ámbito de las Juntas Directivas, resaltando su potencial para transformar la dinámica de toma de decisiones, la supervisión estratégica y la gestión de riesgos desde el gobierno corporativo.

Actualización Regulatoria 2T25 y Posteriores

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	CREG 101 072-2025	Por la cual se armoniza la regulación para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional y se dictan otras disposiciones	Varios EE	Definitiva	Ver más
Colombia	CREG 701 095-2025	Por la cual se establecen medidas transitorias para la asignación de capacidad de transporte de proyectos con obligaciones con el sistema o con trámites ambientales cumplidos	Varios EE	Proyecto	Ver más
Colombia	CREG 701 090-2025	Por la cual se pone en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario	Distribución EE	Proyecto	Ver más
Perú	Osinerghmin N° 072-2025-OS/CD	Resolución de Consejo Directivo que aprueba el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para el Periodo de Aplicación de junio 2025 a agosto 2025 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao	Distribución GN	Definitiva	Ver más
Perú	Osinerghmin N° 073-2025-OS/CD	Resolución de Consejo Directivo que aprueba el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para el Periodo de Aplicación de junio 2025 a agosto 2025 de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica	Distribución GN	Definitiva	Ver más

Resultados Compañías Controladas

Tabla N°11 - Indicadores financieros GEB transmisión

COP mM	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Ingresos	277	291	-22	-7.8	547	583	36	6.6
Utilidad Bruta	184	177	-8	-4	367	375	8	2
EBITDA	195	206	11	6	386	417	32	8
Margen EBITDA	70.4%	71%	0.6 pp		70.6%	72%		1.4pp
Utilidad Operacional	165	73	-91	-55	337	342	4	1

Tabla N°12 - Ingreso por tipo de activo

COP mM	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Activos de Uso	52	55	2	4.2	104	109	5	5
Activos de Convocatoria	167	179	12	7.1	331	358	27	8
Proyectos Privados	12	27	15	123.6	20	36	16	80
Contribuciones	34	37	4	11.3	67	73	6	9
Total	265	298	33	12,3	523	577	54	10

Hechos relevantes:

- Proyecto Privado Membrillar (Ecopetrol): el 21 de mayo, se declaró en operación comercial el proyecto ante Ecopetrol y XM.
- Modificación de la fecha de puesta en operación del proyecto denominado Primer Refuerzo Oriental 500 kV Subestación Norte 500 kV y Líneas de transmisión Sogamoso- Norte 500 kV- Nueva Esperanza, Según la Resolución 40180 de 2025 la Fecha de Puesta en Operación del proyecto es el 13 de abril de 2026.
- La Fecha de Puesta en Operación del proyecto 'Línea de transmisión Río Córdoba — Bonda (Termocol) 220 kV' es 26 de julio de 2025 según la resolución 400218 de 2025 y la Resolución 400250 de 2025.
- Se formaliza la Licencia Ambiental para el Tramo II del proyecto UPME Refuerzo Suroccidental 500 kV de acuerdo a la resolución 937 del 21 de mayo del ANLA.

Tabla N°13 - Panorámica general GEB Transmisión

	2T25
Disponibilidad de la infraestructura	99.9%
Compensación por indisponibilidad	0.0%
Cumplimiento programa mantenimiento	100.0%
Participación en la actividad de transmisión	20.7%

Proyectos:

- PROYECTO UPME 06 – 2017 S/E Colectora y líneas Colectora - Cuestecitas y Cuestecitas - La Loma 500kv.
 - la Fecha Oficial de Puesta en Operación vigente es el 22 de julio de 2025, continua en trámite solicitud de modificación de fecha ante el Ministerio de Minas y Energía (MME).
 - Para el tramo Colectora -Cuestecitas-CC: A junio de 2025 avanza la construcción, a la fecha se han intervenido 143 (28%) torres y 40 torres montadas (8%).
 - Para el tramo Cuestecitas la Loma-CLL: A junio de 2025 avanza la construcción, 506 (99%) Torres Cimentadas, 487 (95%) torres montadas y 182 kms (73%) lineales de tendido.
 - A corte de 30 de junio de 2025, el proyecto presenta un avance total del 64%.
 - El proyecto se encuentra recibiendo ingresos desde el mes de diciembre de 2022.
- PROYECTO UPME 01 – 2013 Subestación Sogamoso – Norte - Nueva Esperanza y líneas de transmisión asociadas 500 kv.
 - La fecha oficial vigente de puesta en operación FOPO es 13 de abril de 2026, acorde con la respuesta a recuso de reposición del Ministerio de Minas y Energía-MME mediante resolución 40180 de 22 abril de 2025, donde el MME concedió los días no concedidos en resolución original.
 - A corte de 30 de junio de 2025, el proyecto presenta un avance de 65%. El proyecto cuenta con 509 (60%) torres cimentadas y 391 torres montadas (46%), 8 Kms (5%) de tendido, cursan procesos de modificación de licencia ambiental ante ANLA para solicitud constructiva en diferentes sectores del proyecto, actualmente dos procesos de Modificación de licencia suspendidos por necesidad respuesta de sustracción reserva MADs (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible) y CAS (Corporación Autónoma regional de Santander), finalmente proceso de modificación de licencia No 4 con Auto de inicio de la ANLA del 19 marzo 2025, fecha en la que inició proceso de evaluación, ya se desarrollaron las visitas de evaluación y solicitud de información adicional por parte de la ANLA en los meses de abril y mayo 2025, se radicó la información requerida por la autoridad el 14 julio 2025. El proyecto se encuentra recibiendo ingresos desde el mes de octubre de 2017.
- Proyecto UPME 03-2010 Subestaciones Chivor II, Norte, Bacatá y Líneas de Transmisión asociadas 230 Kv
 - La fecha oficial vigente de puesta en operación FOPO es 30 de septiembre de 2025.
 - A junio de 2025 el proyecto presenta un avance de 78%, 266 (73%) torres cimentadas, 263 torres montadas (72%) y 47 (29%) Kms lineales de tendido, cursan 2 procesos de modificación de licencia ambiental ante ANLA para viabilidad constructiva en diferentes sectores del proyecto, ambos actualmente suspendidos por necesidad de formalización en firme de procesos de sustracción reserva MADs (Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible). El proyecto se encuentra recibiendo ingresos desde el mes de noviembre de 2015.
- Proyecto UPME 04-2014 refuerzo suroccidental 500 kV
 - La fecha oficial vigente de puesta en operación FOPO es 05 de abril de 2026.
 - Tramo II (La Virginia -Alfárez): 15 de mayo de 2025 la ANLA resuelve el recurso de reposición, otorgando licencia en firme, se inició procesos de socialización licencia para inicio de obras, avanza proceso de proconstrucción.
 - Tramo II (Alfárez- San Marcos): Finalizó construcción, avanzan pruebas para entrar en operación comercial en el segundo semestre de 2025.
 - A corte de 30 de junio de 2025, el proyecto presenta un avance del 85%.
 - El proyecto se encuentra recibiendo ingresos desde el mes de septiembre de 2018.
- Proyecto Membrillal, conexión subestación Bolívar 230kv y línea de transmisión asociada

- El proyecto se declaró en operación comercial el 21 de mayo de 2025, alineado con la fecha oficial de puesta en operación establecida con Ecopetrol en el otrosí No 6 formalizado entre las partes en mayo 2025.
- El proyecto iniciará la recepción de ingresos a partir del segundo semestre de 2025.
- UPME 10 – 2019: Línea Río Córdoba–Bonda (TERMOCOL) 220kV
 - El 05 de junio de 2025 GEB/Enlaza fue notificada de la resolución No, 40250 de junio de 2025 del Ministerio de Minas y Energía -MME por la cual la fecha oficial vigente de puesta en operación FOPO es 26 de julio de 2025.
 - Actualmente cursa en el Ministerio de Minas y energía-MME nueva solicitud prórroga, 91 días, fecha solicitada 25 octubre 2025.
 - Construcción Tramo II: A 30 de junio 2025 el proyecto presenta un avance 72%, se han finalizado 46 (78%) Cimentaciones, 35 (59%) torres montadas y 4.5 Kms de tendido (14%).
 - El proyecto se encuentra recibiendo ingresos desde el mes de diciembre de 2023.
- UPME 01 – 2022: Subestación Huila 230kv y líneas de transmisión asociadas
 - La fecha oficial de puesta en operación es 31 de agosto 2026 acorde a los DSI (documentos selección de inversionista) de la UPME.
 - A Junio 2025 el proyecto cuenta con un avance del 14% alineado a la programación.
 - Licenciamiento Ambiental: El 21 de febrero la ANLA emitió auto de inicio de la evaluación del EIA y el 14 marzo la entidad (ANLA) realizó visita al proyecto en el marco del licenciamiento para la viabilidad constructiva, en el mes de abril se realizó la oralidad de solicitud de información adicional por la Autoridad - ANLA, el 03 de junio se entregó la información adicional a la ANLA por GEB/ENLAZA, avanza proceso de evaluación por la Autoridad-ANLA.
- UPME 05 – 2023: Tercer Transformador Bolívar
 - A junio 2025 el proyecto cuenta con un avance del 15% alineado a la programación.
 - Se firmaron las actas de inicio para suministros de equipos primarios, equipos AIS 500kV, Transformadores y GIS 220 kV, y avanzan los procesos de contratación para obras civiles y montaje e ingeniería Secundaria.

Tabla N°14 - Estatus Proyectos

	Avance	Ingreso Anual Esperado (USD M)	Fecha Oficial Puesta en Operación(*)
Proyectos UPME			
Chivor II 230 kV	78%	5.5	3Q27
Sogamoso Norte 500 kV	65%	21.1	2Q27
Refuerzo Suroccidental 500 kV	85%	24.4	3Q26
Colectora 500 kV	64%	21.5	3Q26
Río Córdoba–Bonda 220kV	72%	1.2	4Q25
Huila 230 kV	14%	1.9	3Q26
Tercer transformador Bolívar	15%	1.6	2Q26
	TOTAL	77.2	
Proyectos Privados		4.2	

**No incluye las prórrogas que se puedan generar posteriormente*

Tabla N°15 - Indicadores financieros TGI

COP mM	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Ingresos	519	503	-15	-2.9	1,044	1,000	-45	-4.3
Utilidad operacional	305	253	-52	-16.9	609	499	-110	-18.0
EBITDA	400	377	-23	-5.7	820	752	-68	-8.2
Margen EBITDA	77.0%	74.8%	-2.2 pp		78.5%	75.2%	-3.3 pp	
Utilidad neta	126	114	-12	-9.6	238	208	-30	-12.5
Deuda neta / EBITDA	1.7x	1.6x	-0.1x					
EBITDA / Gastos financieros	3.2x	3.7x	0.5x					

Calificación crediticia internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Mar,17

| 25:

Moody's – Calificación Bono – Jan, 29 |

25:

BBB, negativo

Baa3, estable

Hechos relevantes:

- El 2025 tiene impactos respecto a la contratación acotada a la demanda estructural y el incremento en el costo del gas combustible, los cuales se han logrado por mayores ingresos y reducciones en gas combustible mitigados con mayores ingresos y reducciones en volumen que aunados a la significativa reducción de los gastos financieros respecto al 2T2024 han mejorando las expectativas con una Utilidad Neta de COP 114.3 mM, 49.4% superior a la presupuestada.
- Proyecto de Regasificación del Caribe: TGI lidera propuesta de solución para asegurar suministro de gas en 2027. Para ello, se está trabajando en coordinación cercana al Ministerio de Minas y Energía y se envió propuesta a Ecopetrol con alternativas para desarrollo del proyecto, Se avanza en ingeniería, consecución FSRU y estructuración financiera.
- Nuevo Plan de Abastecimiento de Gas Natural: Estructuración de información técnica, socioambiental y financiera de los primeros 11 proyectos, mitigando riesgos y ajustando Capex que permitan maximizar rentabilidad. Se espera entregar a la UPME y CREG en octubre 2025.
- Avance de impactos capturados a través de iniciativas de eficiencia a 2T de 2025: COP 13.7 mM OPEX – 69% de la meta de 2025 / COP 13.26 mM en CAPEX – 51% de la meta en 2025.
- Se logró iniciar la captura de impactos por iniciativas de innovación y digitalización por COP 0.34 mM.
- resultados relevantes en:
 - Eficiencia Energética: Optimización del consumo de Gas Combustible Consumo promedio diario 4,203 MBTU, Reducción consumo vs línea base 40.1%, Eficiencias COP 11.8 mM Opex por iniciativa.
 - Optimización Mantenimiento: Cumplimiento del Fast Track de Mantenimiento Mayor de Gasoductos.; atención de 141 Ptos Totales; – 1,462 Anomalías. Eficiencias COP 10.4 MM en Capex

Tabla N°16 - Panorámica general TGI	2T24	2T25
Volumen transportado – Promedio Mpcd	485	455
Capacidad contratada en firme – Mpcd	654	624

Tabla N°17 - Indicadores financieros Cálidda

USD M	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Ingresos	227	229	2	0.7	440	447	7	1.6
Utilidad bruta	68	74	6	8.8	191	144	-47	-24.7
EBITDA	64	67	3	4.7	134	131	-4	-2.9
Margen EBITDA - Ingresos	28.0%	29.1%	1.1 pp		30.6%	29.2%	-1.4 pp	
Utilidad neta	28	55	28	99.3	54	83	28.1	51.6
Deuda neta / EBITDA	3.7x	3.5x	-0.2x		7.3x	7.1x	-0.2x	
EBITDA / Gastos financieros	7.4x	6.9x	-0.5x		15.0x	14.1x	-0.9x	

Hechos relevantes:

1. GNV Pesados

- En abril, Cálidda organizó el primer "Foro Ruta GNV, la Nueva Era", donde se presentó el programa Flotahorro GNV, una iniciativa que permite financiar hasta el 80% del valor de vehículos de carga pesada que funcionen a GNV con plazos de hasta cinco años.
- Durante el trimestre, Raciemsa, del Grupo Gloria, adquirió 51 remolcadoras a GNV, la cual es la mayor adquisición de vehículos pesados a GNV en Perú.
- A la fecha, se ha desembolsado USD 20.3 M del Fondo Camisea para vehículos pesados, Esto significa una colocación de 930 vehículos (201 clientes), los cuales generan un consumo promedio de gas natural de 1.7 mM m3/mes.

2. Proyecto Laderas

- Cálidda, junto con un grupo de representantes de Osinergmin y del Centro Nacional de Planeamiento Estratégico (Ceplan), visitaron la zona de Bayóvar para evidenciar el beneficio generado a las familias gracias al ingreso del gas natural, Ceplan reconoció el proyecto como el primero en llevar gas natural a una zona alta de la ciudad.

3. Visita CAF

- Como parte de nuestra estrategia para obtener un financiamiento de USD 500 M, cuyos fondos serían utilizados para reperfilar deuda y continuar nuestro plan de masificación del gas natural, en abril, la Corporación Andina de Fomento (CAF) visitó nuestras operaciones del City Gate, obras en proceso, Comedor Popular y Centro de Atención al Cliente.

Para mayor información consultar el informe de resultados trimestrales de Cálidda en: <https://www.grupoenergiabogota.com/inversionistas/centro-de-resultados>

Tabla N°18 - Panorámica general Cálidda	2T24	2T25
Clientes acumulados (M)	1.8	2.02
Clientes potenciales (M)	2.4	2.5
Extensión total de la red (Km)	17,388	18,613
Volumen facturado (Mpcd)	800	818
Penetración de la red (%)	77.9%	81.0%

Tabla N°19 - Indicadores financieros Contugas								
USD m	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Ingresos	19,034	23,723	4,689	24.6	38,569	44,143	5,574	14.5
Utilidad Bruta	10,663	13,838	3,175	29.8	21,813	25,859	4,046	18.6
Margen bruto	56,02%	58.33%	2.3 pp		56.55%	58.58%	2.0 pp	
Utilidad operacional	3,709	5,657	1,948	52.5	7,102	10,097	2,995	42.2
EBITDA	7,940	10,720	2,780	35.0	15,927	19,927	4,000	25.1
Margen EBITDA	41,7%	45.2%	3.5 pp		41.3%	45.1%	3.8 pp	
Utilidad neta	-1,011	1,048	2,058	-203.7	-2,935	412	3,347	-114.0

Hechos relevantes

Durante el trimestre los siguientes fueron los hechos relevantes en Contugas:

- Durante el 2T25, no se ha renovado el financiamiento del estado del "bono gas" para los clientes residenciales, como consecuencia el número de conexiones residenciales habilitadas en el 2T25 fueron 188 vs 4,030 en el 2Q 2024.
- Los ingresos por el sector pesca del 2Q25 fueron de USD 2.5 mM, significativamente mayor que la del 2Q 2024 por USD 1 mM, debido al impacto del mayor volumen consumido de esta categoría equivalente a 16.8 M de m3 versus 7.0 M de m3.
- El tipo de cambio produjo un impacto positivo en los Estados Financieros al disminuir durante el 2Q25 de 3.68 (promedio mensual abril: 3.70) a 3.55 al cierre del trimestre (promedio mensual junio: 3.61).

Tabla N°20 - Panorámica general Contugas	2T25
Número de clientes (m)	104
Volumen de ventas acumuladas (Mpcd)	29
Volumen transportado acumulado (Mpcd)	926
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	20
Longitud de la red (km) distribución + transporte	2,297

Tabla N°21 - Indicadores financieros Dunas Energía (Holding)

PEN m	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Ingresos	136,289	144,609	8,320	6.1	292,024	300,454	8,430	2.9
Utilidad Bruta	47,375	52,891	5,516	11.6	105,199	108,921	3,722	3.5
Margen Bruto	34.8%	36.6%	1.8 pp		36.0%	36.3%	0.2 pp	
Utilidad operacional	35,083	35,891	808	2.3	74,819	74,541	-278	-0.4
Margen operacional	25.7%	24.8%	-0.9 pp		25.6%	24.8%	-0.8 pp	
EBITDA	41,871	46,821	4,950	11.8	90,946	96,368	5,422	6.0
Margen EBITDA	30.7%	32.4%	1.7 pp		31.1%	32.1%	0.9 pp	
Utilidad neta	17,755	21,638	3,883	21.9	40,098	46,346	6,248	15.6

Hechos Relevantes

- **Inversiones en el Fondo Adara Energy Ventures:** En el 2T25, se ha realizado un aporte de EUR 350 m, lo cual significa un avance del 26.5% del total comprometido (EUR 10 M), conforme el plan de aportes que se mantiene con el Fondo Adara Energy Ventures, con el fin de participar activamente en los proyectos de almacenamiento de energía, generación distribuida, y eficiencias operativas que puedan resultar de la innovación, como un apalancador.
- **Distribución de dividendos,** En el 2T25, el Directorio de Dunas Energía S.A.A. aprobó la entrega de dividendos por la suma de PEN 20 M con cargo a los resultados del ejercicio 2025.



ElectroDunas

Tabla N°22 - Indicadores financieros ElectroDunas

PEN m	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Ingresos	139,972	142,962	2,990	2.1	291,627	297,136	5,509	1.9
Utilidad Bruta	47,724	47,233	-491	-1.0	97,910	97,630	-280	-0.3
Margen Bruto	34.1%	33.0%	-1.1 pp		33.6%	32.9%	-0.7 pp	
Utilidad operacional	28,814	28,464	-350	-1.2	61,759	62,120	361	0.6
Margen operacional	20.6%	19.9%	-0.7 pp		21.2%	20.9%	-0.3 pp	
EBITDA	42,161	43,468	1,307	3.1	87,920	92,096	4,176	4.8
Margen EBITDA	30.1%	30.4%	0.3 pp		30.1%	31.0%	0.8 pp	
Utilidad neta	14,416	16,555	2,139	14.8	32,663	37,718	5,055	15.5

En 2T25 Los ingresos financieros de ElectroDunas tienen un crecimiento del 2,1% (PEN 2,990 m) en comparación al 2T24, El EBITDA manifiesta un crecimiento del 3,1% (PEN 1,307 m) y la utilidad neta del 18,8% (2,139 m) comparando el mismo periodo.

Tabla N°23 - Panorámica general ElectroDunas

	2T24	2T25
Venta de Energía de ELD (MWh)	660,968	697,997
Venta de energía a clientes propios (GWh)	506,934	503,592

Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (GWh)	154,033	194,405
Compra de energía y generación propia (MWh)	492,580	579,644

Tabla N°24 - Indicadores financieros Trecca

USD m	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Ingresos	6,281	8,824	2,543	40.5	12,500	16,442	3,943	31.5
Utilidad bruta	5,188	7,785	2,596	50.0	10,577	14,636	4,059	38.4
EBITDA	4,170	6,874	2,704	64.9	8,683	12,580	3,896	44.9
Margen EBITDA	66.4%	77.9%	11.5 pp		69.5%	76.5%	7.0 pp	
Utilidad neta	-3,587	-3,156	430	-12.0	-6,275	-4,767	1,508	-24.0

Hechos relevantes

- Resolución cnee-171-2025: El viernes 16 de mayo de 2025, se publicó la resolución mediante la cual la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE- traslada a TRECSA el peaje correspondiente a EEBIS por la cantidad de USD 9.3 M año, en virtud de la fusión por absorción realizada entre las compañías.
- Beneficios de control fiscal: La Contraloría de Bogotá, reconoció beneficios de control fiscal por recuperación y por ahorro por las estrategias implementadas por la filial en pro de mejorar sus resultados. Esto se encuentra contenido en el Informe de Auditoría Financiera de Gestión y Resultados al GEB por parte de la Contraloría de Bogotá, D, C, –Código Auditoría No, 157- de junio 2025.

Tabla N°25 - Indicadores financieros EEBIS

USD m	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Ingresos	2,348	1,177	-1,171	-49.9	4,687	3,507	-1,179	-25.2
Utilidad bruta	2,125	968	-1,157	-54.5	4,304	3,130	-1,174	-27.3
EBITDA	2,082	921	-1,161	-55.8	4,213	3,030	-1,183	-28.1
Margen EBITDA	88.7%	78.2%	-10.4 pp		89.9%	86.4%	-3.5 pp	
Utilidad neta	426	307	-119	-28.0	990	863	-127	-12.9

En 2T25 los ingresos de EEBIS tienen un decrecimiento del -49.9% (USD -1,171 m) en comparación al 2T24, de igual manera se presenta un decrecimiento en utilidad bruta del -54.5% (USD -1,157 m), del EBITDA de -55.8% (USD -1,161) y de utilidad neta del -28.0% (USD -119 m) comparando los mismo periodos.

Tabla N°26 - Indicadores financieros Transnova

USD m	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Ingresos	872	893	21	2.4	1,744	1,783	39	2.2
Utilidad bruta	780	807	27	3.4	1,562	1,618	57	3.6

EBITDA	769	805	36	4.7	1,550	1,601	51	3.3
Margen EBITDA	88.2%	90.1%	1.9 pp		88.9%	89.8%	0.9 pp	
Utilidad neta	690	636	-54	-7.8	1,412	1,273	-139	-9.8

En 2T25 los ingresos de Transnova tienen un crecimiento del 2.4% (USD 21 m) en comparación al 2T24. Hay un crecimiento de la utilidad bruta del 3.4% (USD 27 m), de EBITDA del 4.7% (USD 36 m) comparando los mismos periodos

Tabla N°27 - Indicadores financieros Gebbras (IFRS)

BRL M	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Ingresos por Equivalencia Patrimonial	43	39	-4	-8.9	94	102	8	8.3
EBITDA	41	37	-4	-9.8	91	99	8	8.3
Margen EBITDA	95.9%	95.0%	-0.9 pp		97.2%	97.2%	0.0 pp	
Utilidad Neta	30	35	5	16.5	74	95	21	28.0
Margen Neto	70.0%	89.6%	19.6 pp		78.5%	92.8%	14.3 pp	
Activo	2,163	2,275	112	5.2				
Patrimonio	1,921	2,094	173	9.0				
Deuda Bruta	241	180	-61	-25.3				
Deuda Neta	214	111	-103	-47.9				

El EBITDA 2T25 de Gebbras es menor en 4M vs, 2T24 en su moneda funcional debido a:

- Menor equivalencia patrimonial de Argeb (BRL -5M), explicado por la reducción del ingreso de construcción de refuerzos (se ejecutaron completamente en 2T24) y mayor gasto financiero (BRL+21 M vs 2T24)
- Equivalencia patrimonial de las SPEs de 2T25 ligeramente superior en 2T24 (BRL+ 1.2 M), por menores costos asociados a procesos fundiarios (BRL 0.5M en 2T25 vs BRL 4.6 M ejecutados en 2T24) y mayores compensaciones de instalaciones CCI (BRL 1.6 M en 2T25 vs, BRL 0.19 M en 2T24)
- Utilidad Neta 2T25 de Gebbras mayor en BRL 5 M vs 1T24

La variación negativa de EBITDA entre 2T24 y 2T25 fue compensado por:

- Mayor ingreso financiero por mayor disponibilidad de caja (Caja de Gebbras 2T25 de BRL 68 M vs, la de 2T24 de BRL 27 M), se recibieron dividendos de las inversiones (Argeb + SPEs) entre junio y diciembre de 2024; y de las SPEs en may-25 (BRL 14 M).
- Menor gasto financiero en 2T25 (BRL -7.2 M), debido a que en 2024 se tenía gasto financiero por crédito intercompany en dólares, sumado a la variación cambiaria que este generaba, Esta deuda fue cancelada en su totalidad en septiembre de 2024, En 2T24 el gasto financiero fue de BRL 11.2M (BRL 7.2 M asociados al crédito en dólares que generó variación cambiaria pasiva y BRL 3.9 asociado al crédito en reales).

Tabla N°28 - Panorámica General Gebbras

SPEs: GOT, TER, TSP, MGE

% Participación Gebbras	51.0%
% Participación Eletrobras	49.0%
Concesiones de transmisión	4
Kms de Líneas de Transmisión	1,094
RAP Total Ciclo 24/25	299

Argeb Holding

% Participación Argo	62.5%
% Participación Gebbras	37.5%
Concesiones de transmisión	5
Kms de Líneas de Transmisión	2,416
RAP Total Ciclo 24/25	857

Resultados Compañías No Controladas



Tabla N°29 - Indicadores financieros Enel Colombia

COP mM	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Ingresos operacionales	4,207	3,905	-301	-7.2	8,317	8,017	-300	-3.6
Margen de contribución	1,929	2,173	244	12.7	3,942	4,430	488	12.4
EBITDA	1,609	1,756	146	9.1	3,344	3,727	383	11.4
Margen EBITDA	38.3%	45.0%	6.7 pp		40.2%	46.5%	6.3 pp	
EBIT	1,328	1,439	112	8.4	2,776	1,627	-1,149	-41.4
Utilidad neta	713	657	-55	-7.8	1,504	1,627	122	8.1

Los ingresos operacionales de Enel Colombia en 2T25 decrecieron en un -7.2% (COP -301 mM) en comparación al 2T24, Se presenta un crecimiento en EBITDA del 9.1,% (COP 146 mM) y en utilidad neta decreció -7.8%, (COP -55 mM) comparando los mismos periodos.

Provisión por cerca de COP 244 mM constituida por ENEL por el proceso que se tiene con la UAESP por temas de alumbrado público. Esto afecto a GEB por COP 68 mM neto de impuestos.

Tabla N°30 - Panorámica General Enel Colombia

	2T24	2T25
Generación Colombia		
Generación Enel Colombia (Gwh)	7,538	8,154
Ventas totales (Gwh)	10,350	10,827
Disponibilidad de plantas (%)	85.60%	90.50%
Generación Centroamérica		
Generación Enel Colombia (Gwh)		517
Capacidad instalada		705
Distribución		
Número de clientes		3,994,370
Participación de mercado (%)		19.2%
Demanda energía nacional (Gwh)		82,317
Demanda energía zona Enel Colombia (Gwh)		16,649
Índice de pérdidas (%)		7.5%
Control	Enel Energy Group	
Participación de GEB	42.5%	

Tabla N°31 - Indicadores financieros ISA CTM

USD m	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Ingresos	67	68	1	1.4	131	134	3	2.0
Utilidad operacional	44	38	-6	-13.3	84	80	-4	-4.6
EBITDA	66	60	-6	-9.4	129	125	-4	-3.4
Margen EBITDA	99.4%	88.7%	-10.6 pp		98.7%	93.4%	-5.3 pp	
Utilidad neta	25	23	-2	-7.6	50	51	1	2.3
Deuda neta / EBITDA	4.2x	4.0x	-0.2x					
EBITDA / Gastos financieros	4.29x	4.9x	0.6x					

- Presentación del Plan Ambiental Detallado (PAD) "Línea de Transmisión Eléctrica de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo y Subestaciones Asociadas", ante la Dirección General de Asuntos Ambientales de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.
- Con fecha 14 de abril de 2025, la calificadora de riesgo Moodys Investor ha ratificado el rating de los bonos internacionales de CTM en Baa3 con perspectiva estable.
- Con fecha 2 de mayo de 2025, la calificadora de riesgo Fitch ha ratificado el rating de los bonos internacionales de CTM en BBB con perspectiva estable.

Tabla N°32 - Panorámica General ISA CTM

	2T24	2T25
Demanda del mercado (Gwh)	4,899	5,025
Cuota de mercado (%)	40	42
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99.6	99.2
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	85.7	94.0
Líneas de transmisión o Red (Km)	4,698.00	4,698.00
Control		ISA
Participación GEB		40%

Tabla N°33 - Indicadores financieros ISA REP

USD m	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Ingresos	52	54	2	3.5	102	106	3	3.3
Utilidad operacional	31	30	-1	-4.2	60	59	-1	-1.3
EBITDA	40	38	-1	-2.6	78	78	0	0.0
Margen EBITDA	76.4%	71.8%	-4.5 pp		75.8%	73.4%	-2.4 pp	
Utilidad neta	19	20	1	6.5	38	40	2	5.5
Deuda neta / EBITDA	1.4x	1.2x	-0.2x					
EBITDA / Gastos financieros	12,3x	12,2x	-0,1x					

- La compañía anuncia la puesta en operación comercial del proyecto "Ampliación 21", obra de gran envergadura cuyo objetivo es reforzar el sistema interconectado para garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico en hogares e industrias en la costa del Perú, específicamente en la zona centro y norte del país, Su implementación ha representado la construcción de un tercer circuito desde Chilca a Independencia en 220 kilovoltios, así como la ampliación de subestaciones asociadas.

Tabla N°34 - Panorámica General ISA REP	2T24	2T25
Demanda del mercado (Gwh)	5,025	5,025
Cuota de mercado (%)	27.6	26.2
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99.2	99.2
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	81.0	71.3
Líneas de transmisión o Red (Km)	6,319	6,491
Control		ISA
Participación GEB		40%



Tabla N°35 - Indicadores financieros Argo (IFRS)								
BRL M	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Ingresos	256	262	5	2.1	550	593	43	7.7
EBITDA	235	237	2	0.7	510	555	45	8.9
Margen EBITDA	91.8%	90.5%	-1.3 pp		92.6%	93.6%	1.0 pp	
Utilidad neta	177	160	-18	-9.9	372	400	28	7.4
Margen Neto	69.2%	61.1%	-8.1 pp		67.6%	67.4%	-0.2 pp	
Activo	11,308	11,566	258	2.3				
Patrimonio	5,746	5,534	-213	-3.7				
Deuda Bruta	6,070	5,947	-123	-2.0				
Deuda Neta	5,051	5,084	33	0.7				

- La utilidad neta de Argo IFRS del 2T25 totalizó BRL 160 M, una reducción del 9.9% en relación al 2T24, La disminución fue impactada, principalmente, por mayores gastos financieros derivados del aumento en los indicadores macroeconómicos (IPCA, Selic/CDI y TJLP).

Tabla N°36 - Indicadores financieros Argo Proforma (Regulatorio)									
BRL M	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %	
Ingresos	319	112	-207	-64.9	638	453	-185	-29.1	
EBITDA	287	99	-188	-65.5	579	413	-166	-28.7	
Margen EBITDA	90.1%	88.8%	-1.4 pp		90.8%	91.2%	0.4 pp		
Utilidad neta	82	22	-59	-72.9	161	113	-48	-29.6	
Margen Neto	25.6%	19.8%	-5.8 pp		25.2%	25.0%	-0.2 pp		

Datos Proforma incluyen el 100% de Argo Holding - Argo 1 -4 y 62,5% de Argeb y Argo 5 -9, La UN incluye MPP en Argeb,

Los ingresos en su moneda funcional de Argo Proforma (Regulatorio) en 2T25 presentan un decrecimiento del -64.9% (BRL -207 M) en comparación al 2T24. De igual manera se evidencia aun decrecimiento en el EBITDA del -65.5% (BRL -188 M) y de la utilidad neta de -72.9% (BRL -59 M) comparando los mismos periodos.



Tabla N°37 - Indicadores financieros Vanti

COP mM	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Ingresos	1,045	1,168	123	11.8	2,048	2,344	297	14.4
Utilidad operacional	238	204	-34	-14.2	396	396	0	-0.03
EBITDA	181	218	37	20.5	351	422	71	20.3
Margen EBITDA	17.2%	18.6%	1.3 pp		17.1%	18.0%	0.9 pp	
Utilidad neta	120	160	40	32.9	260	320	60	22.9
Deuda neta / EBITDA UDM	1.1x	4.2x						
EBITDA / Gastos financieros UDM	13.6x	8.4x						

Los ingresos de Vanti en 2T25 evidencian un crecimiento del 11.8% (COP 123 mM) en comparación al 2T24, La utilidad operacional muestra un decrecimiento del -14.2% (COP -34 mM), El EBITDA tiene un crecimiento del 20.5% (COP 37 mM), y la utilidad neta del 32.9% (COP 40 mM) comparando los mismos periodos.

Tabla N°38 - Panorámica General Vanti

	2T24	2T25
Volumen de ventas (Mm3)	1,611	1,365
Número de clientes	3,627,324	2,602,412
Control		Brookfield
Participación de GEB		25.0%



Table N°39 – Indicadores Financieros Promigas

COP Mm	2T24	2T25	Var \$	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Ingresos	306	1.834	1.528	498,6	627	3.613	2.986	476,2
EBITDA	398	656	258	64,9	820	1.279	459	56,0
EBITDA margen	129,74%	35,75%	-94,0 pp		130,80%	35,41%	-95,4 pp	
Ingresos operacionales	345	547	201	58,3	717	1.062	345	48,0
Margen Operacional	112,70%	29,80%	-82,9 pp		114,40%	29,40%	-85,0 pp	
Ingreso neto	302	288	-14	-4,7	615	586	-28	-4,6
Margen neto	98,60%	15,69%	-82,9 pp		98,01%	16,23%	-81,8 pp	

Tabla N°40 - Promigas Panorma General	2724	2T25
Gasoductos (Km)	3.284	3.293
Capacidad INstalada - maximum (MSCFD)	1.165	1.163
Contracted capacity	885	903
Clientes acumulados	7,0	7,3
Control		Corficolombiana
Participación GEB		15,20%

Anexo: Estados Financieros Consolidados

Tabla N°41 – Estados Consolidados de Resultados Trimestrales

COP mM	2Q24	2Q25	Var	Var %	6M24	6M25	Var \$	Var %
Distribución de gas natural	962	1,043	82	8.5	1,865	2,029	164	8.8%
Transporte de gas natural	519	503	-15	-3.0	1,044	1,000	-45	-4.3%
Transmisión de electricidad	314	339	25	7.9	621	676	55	8.8%
Distribución de electricidad	132	164	32	24.5	305	338	33	11.0%
Total ingresos	1,926	2,049	123	6.4	3,835	4,042	207	5.4%
Distribución de gas natural	-684	-715	-31	4.6	-1,313	-1,396	-83	6.3%
Transporte de gas natural	-180	-204	-24	13.3	-356	-401	-45	12.6%
Transmisión de electricidad	-110	-133	-24	21.6	-212	-243	-32	15.0%
Distribución de electricidad	-92	-86	6	-6.0	-187	-182	5	-2.9%
Total costos	-1,066	-1,139	-73	6.9	-2,068	-2,222	-154	7.4%
Utilidad bruta	860	910	50	5.8	1,767	1,820	53	3.0%
Gastos administrativos y de operación	-278	-269	9	-3.2	-496	-526	-30	6.0%
Pérdidas por deterioro sobre cuentas por cobrar	3	-110	-113	-4.067.8	-20	-126	-107	543.1%
Otros ingresos (gastos), neto	34	21	-13	-37.2	55	43	-12	-21.3%
Resultado de actividades operacionales	619	552	-67	-10.8	1,307	1,212	-95	-7.3%
Ingresos financieros	45	34	-11	-23.9	97	72	-25	-25.5%
Gastos financieros	-359	-361	-2	0.6	-767	-706	61	-8.0%
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	-98	-60	38	-39.1	-97	81	178	-183.3%
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	544	509	-35	-6.3	1,129	1,191	61	5.4%
Ganancia antes de impuestos	751	675	-76	-10.2	1,668	1,849	181	10.8%
Gasto por impuesto corriente	-135	-112	23	-17.0	-275	-263	11	-4.2%
Gasto por impuesto diferido	17	46	29	174.6	27	14	-14	-49.3%
Utilidad neta	633	609	-24	-3.8	1,421	1,600	179	12.6%
Participación Controladora	589	561	-28	-4.7	1,336	1,507	171	12.8%
Participación no Controladora	44	48	4	8.9	85	93	8	8.9%

Tabla N°42 – Estado de Situación Financiera

COP mM	jun-24	jun-25	Var	Var %
ACTIVOS				
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes de efectivo	2,070	1,321	-749	-36.2
Inversiones	0	0	0	0.0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1,667	1,544	-123	-7.4
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	1,061	1,425	364	34.3
Inventarios	452	433	-20	-4.3
Activos por impuestos	288	234	-54	-18.7
Operaciones de coberturas	452	285	-167	-36.9
Otros activos no financieros	81	122	41	49.9
Activos clasificados como mantenidos para la venta	0	0	0	0.0
Total activos corrientes	6,072	5,364	-709	-11.7
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	13,968	13,997	29	0.2
Propiedades, planta y equipo	16,329	17,184	855	5.2
Activos por derecho de uso	58	92	33	56.6
Propiedades de inversión	184	186	1	0.8
Inversiones	88	127	40	45.1
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	317	431	114	36.0
Crédito mercantil	571	587	15	2.7
Activos intangibles	7,901	8,121	220	2.8
Activos por impuestos	217	264	46	21.4
Activos por impuestos diferidos	0	0	0	-
Otros activos no financieros	0	0	0	9.8
Total activos no corrientes	39,633	40,988	1,354	3.4
Total activo	45,706	46,351	646	1.4
PASIVOS Y PATRIMONIO				
PASIVOS CORRIENTES				
Obligaciones financieras	2,068	1,456	-612	-29.6
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	3,156	3,067	-89	-2.8
Obligaciones por arrendamientos	26	19	-7	-27.5
Cuentas por pagar a partes relacionadas	131	169	38	29.1
Instrumentos financieros derivados de cobertura	214	328	115	53.6
Beneficios a empleados	112	126	14	12.6
Provisiones	80	148	68	84.2
Ingresos recibidos por anticipados	108	133	25	23.4
Pasivo por impuestos	274	272	-2	-0.8
Otros pasivos no financieros	16	42	26	159.6
Total pasivos corrientes	6,183	5,758	-426	-6.9
PASIVOS NO CORRIENTES				
Obligaciones financieras	17,250	17,984	734	4.3
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	63	62	-2	-3.1
Obligaciones por arrendamientos	32	84	51	157.8
Pasivos por impuestos	0	0	0	0.0
Beneficios a empleados	108	118	10	9.2
Provisiones	545	556	12	2.2
Ingresos recibidos por anticipados	55	31	-24	-43.1
Pasivos por impuestos diferidos	2,945	2,842	-103	-3.5
Total pasivos no corrientes	20,999	21,677	679	3.2
Total pasivos	27,182	27,435	253	0.9
PATRIMONIO				
Capital emitido	492	492	0	0.0
Prima en colocación de acciones	838	838	0	0.0
Reservas	5,981	6,258	277	4.6
Resultados acumulados	6,546	6,711	165	2.5
Otro resultado integral	4,099	4,064	-35	-0.9
Total patrimonio de la controladora	17,955	18,362	407	2.3
Participación no controlada	568	549	-19	-3.3
Total patrimonio	18,524	18,912	388	2.1
Total pasivo y patrimonio	45,706	46,347	641	1.4

Tabla N°43 – Estado de Flujo de Efectivo

COP mM	jun-24	jun-25
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Resultado del periodo	1,421	1,600
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:		
Impuesto a las ganancias	247	249
Ingreso por método participación	-1,129	-1,191
Gastos financieros	767	706
Ingresos financieros	-97	-72
Depreciación y amortización	462	519
Pérdida en venta o baja de activos fijos	-5	-2
Deterioro de cuentas por cobrar, neto	13	122
Diferencia en cambio	149	-101
Recuperación de deterioro de activos a largo plazo	0	0
Intereses por arrendamiento	0	0
Provisiones (recuperaciones), neto	36	36
Impuesto a las ganancias pagado	0	0
Baja de activos intangibles	0	0
Terminación contrato de arrendamiento	0	0
	1,863	1,867
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-72	-56
Inventarios	14	42
Activos por impuestos	-63	9
Otros activos no financieros	8	-7
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-34	-111
Beneficios a empleados	-67	-54
Provisiones	-6	-6
Otros pasivos	37	-0
Pasivos por impuestos	17	-3
Pasivos por derechos de uso	0	0
Impuestos pagados	-145	-459
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	1,551	1,222
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Capitalización en subordinadas	0	0
Capitalizaciones a empresas asociadas	-4	-3
Consideración pagada en la adquisición de negocios conjuntos	0	0
Dividendos recibidos	291	282
Cuentas por cobrar relacionadas	0	0
Producto de la venta de activos fijos	0	7
Intereses recibidos	186	134
Prestamos a partes relacionadas	0	0
Inversiones en activos financieros	-28	-55

Adquisición de propiedad, planta y equipo	-532	-655
Adquisición de activos intangibles	-235	-243
Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión	-321	-533
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Dividendos pagados	-30	0
Intereses pagados	-915	-794
Préstamos recibidos	543	628
Pagos por arrendamientos	-22	-24
Préstamos pagados	-1.058	-766
Cuentas por pagar relacionadas - asociadas	-1	1
Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación	-1,483	-956
Incremento (disminución) neto de efectivo	-252	-267
Efectivo adquirido en la combinación de negocios	0	0
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo mantenida bajo moneda extranjera	33	4
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO	2,290	1,584
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	2,070	1,321

Glosario

- ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales,
- B: billones,
- 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,
- FISE: Fondo de Inclusión Social Energético de Perú,
- GBTUD: Giga British Thermal Unit per-Day,
- GWh: Gigavatio-hora,
- IPAT: Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento en un sistema de transporte (Colombia),
- IPCA: Índice de Precios al Consumidor Amplio (Brasil),
- Km: kilómetros,
- kV: kilovoltio,
- MBTU: Miles de Unidades Térmicas Británicas,
- m: miles,
- M: millones,
- mM: miles de millones,
- MME: Ministerio de Minas y Energía,
- Mpcd: Millones de pies cúbicos por día,
- MW: megavatios,
- MWh: megavatios por hora,
- pp: puntos porcentuales,
- SE: Subestaciones
- STN: Sistema de Transmisión Nacional,
- STR: Sistema de Transmisión Regional,
- TRM: Tasa Representativa del Mercado
- UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética,

ir@geb.com.co

www.geb.com.co

www.grupoenergiabogota.com/inversionistas



Grupo Energía Bogotá