

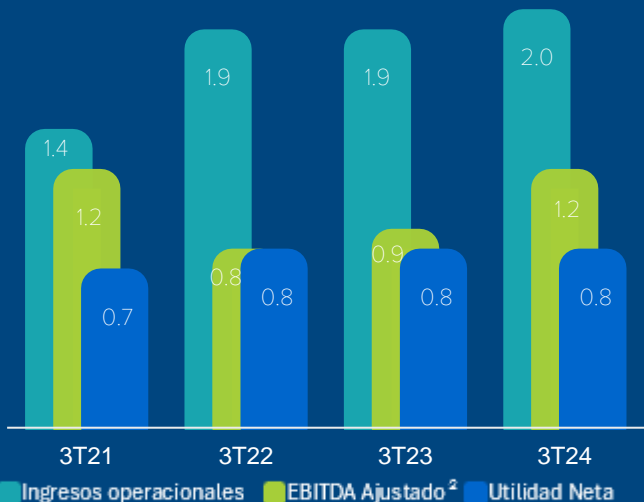


**“Resultados estables en medio de un contexto sectorial desafiante”**

BVC: GEB

### FINANCIEROS

COP B



### COMPOSICIÓN EBITDA 3T24

COP mM



415  
Transmisión energía



429  
Transporte Gas Natural



109  
Distribución energía



261  
Distribución Gas Natural

Dividendo aprobado **\$ 251**

Rentabilidad por dividendo<sup>1</sup> **13.2%**

Ingresos	Utilidad Operacional	EBITDA Ajustado <sup>2</sup>	Utilidad Neta Controlada	Capex orgánico <sup>3</sup>	
2,022	746	1,208	802	USD 117 M	3T
8.1% a/a	11.3% a/a	33.4% a/a	5.0% a/a	-14.0% a/a	24

COP M

### OPERATIVOS

#### ENERGÍA



##### TRANSMISIÓN

- Energización del primer tramo de la línea Refuerzo Suroccidental - 179 km por Enlaza
- Otorgamiento a Enlaza de la licencia ambiental definitiva para Colectora – Cuestecitas



##### DISTRIBUCIÓN

- Nuevas inversiones en proyectos de Dunas (USD 4M)
- Avance del 80% en modernización de Subestación Techo en Bogotá y construcción de la Subestación Eléctrica Tren de Occidente por Enel Colombia



##### GENERACIÓN

- Finalización de instalación de paneles solares en el parque solar más grande del país: Guayepo I&II, por Enel Colombia
- Avance de construcción de Guayepo III 200MWac.

#### GAS



##### TRANSPORTE

- Declaración de entrada en operación del proyecto bidireccional Ballena – Barranca (1ra. facturación Oct/2024)
- Avances del 49% y 39% en aumento de capacidad proy. Mariquita-Gualanday y Ramal – Jamundí, respectivamente.



##### DISTRIBUCIÓN

- Cálida avanza en conversaciones con gobierno sobre propuesta de Extensión de la Concesión
- Contugas aumento de 24% en conexiones residenciales

### SOSTENIBILIDAD



ElectroDunas y Contugas incluyeron el riesgo de vulneración de DDHH en sus matrices de riesgo estratégico



GEB diagnosticó y diseñó plan de acción para la inclusión laboral de personas con discapacidad



120 personas de comunidades étnicas graduadas en "Legado para los Territorios" por GEB y Enlaza

# Informe Periódico de Fin de Ejercicio

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 septiembre de 2024



## 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](mailto:ir@geb.com.co)

[www.grupoenergiabogota.com/inversionistas](http://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 <sup>1</sup> (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> .....	6
Costos operacionales .....	6
Gastos administrativos y de operación .....	8
EBITDA consolidado ajustado .....	9
Ingreso (Gasto) Financiero neto .....	9
Diferencia en Cambio .....	10
Método de Participación.....	10
Utilidad neta .....	11
Perfil de la deuda .....	11
CAPEX.....	12
Actualización Riesgo de Mercado .....	12
Actualización de Riesgos Estratégicos.....	12
Avances en Prácticas ASG 3T24.....	13
Dimensión social .....	13
Dimensión ambiental .....	13
Indicadores de sostenibilidad .....	14
Gobierno corporativo .....	14
Actualización Regulatoria durante el 3T24 y Posteriores.....	15
Resultados Compañías Controladas.....	16
Resultados Compañías No Controladas.....	23
Anexo: Estados Financieros Consolidados.....	28
Glosario.....	31

## Resultados Financieros GEB

Grupo Energía Bogotá S.A. ESP (BVC: GEB), es una plataforma de negocios energéticos con 128 años de trayectoria, un portafolio único de activos en toda la cadena de energía, transporte y distribución de gas natural, con presencia en Colombia, Perú, Brasil y Guatemala. Cuenta con más de 4.6 millones (M) de clientes en distribución de energía eléctrica y 5.6 millones de clientes en distribución de gas natural; además de una infraestructura de más de 19,300 km de redes eléctricas, 4,947 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 3T23 y 3T24, y los semestres 9M23 y 9M24, bajo las Normas Internacionales de Información Financiera aceptadas en Colombia.

### Ingresos operacionales

**Tabla N°1- Ingresos por Segmento**

COP mM	3T23	3T24	Var \$	Var %	9M23	9M24	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	923	1,026	103	11.1	3,036	2,891	-145	-4.8
Transporte Gas Natural	518	528	10	2.0	1,480	1,573	93	6.3
Transmisión Electricidad	284	324	41	14.3	900	945	45	5.0
Distribución Electricidad*	145	143	-1	-1.0	516	448	-68	-13.3
<b>Total</b>	<b>1,870</b>	<b>2,022</b>	<b>152</b>	<b>8.1</b>	<b>5,932</b>	<b>5,857</b>	<b>-75</b>	<b>-1.3</b>

\* En 3T23 se reclasifica Cantaloc como compañía no operativa.

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	3T23	3T24	Var \$	Var %	9M23	9M24	Var \$	Var %
Cálida	830	953	123	14.8	2,804	2,674	-129	-4.6
Contugas	93	73	-20	-21.7	232	217	-15	-6.6
<b>Total</b>	<b>923</b>	<b>1,026</b>	<b>103</b>	<b>11.1</b>	<b>3,036</b>	<b>2,891</b>	<b>-145</b>	<b>-4.8</b>

El segmento de distribución de gas natural presentó un crecimiento de 11.1% año a año (3T24 vs 3T23), en un ambiente de apreciación del Peso colombiano (COP) frente al dólar estadounidense (TRM promedio) de 9.8%, con un efecto por conversión de COP -90 mM.

A continuación, se explica el comportamiento de los ingresos en moneda funcional (USD):

- En Cálida se observa aumento de USD 28.9 M a/a; (+14.1%) en sus Ingresos Totales, principalmente por efecto de:
  - Mayores ingresos *pass-through* de USD +20.9 M a/a, por el incremento en ingresos por el transporte de gas (USD +10.3 M a/a) y el incremento en los ingresos por la ampliación de la red (USD +10.6 M a/a). Los ingresos *pass-through* no generan margen para Cálida.

- Los ingresos por distribución de gas natural, principal ingreso operativo de Cálidda, crecieron USD 4.8 M a/a, explicado por un incremento de la tarifa media de distribución (+3.5% a/a) y mayor volumen facturado de los sectores: industrial (+10 Mpcpd), GNV (+7 Mpcpd) y residencial & comercial (+4 Mpcpd).
- Mayores ingresos por financiamiento no bancario otorgado a clientes (USD +3.7 M a/a) dado el aumento de la cartera total de cuentas por cobrar (USD +33 M a/a; +79.4% a/a).
- Todo lo anterior, ha sido parcialmente contrarrestado por menores ingresos de conexiones (USD -3.1 M a/a) debido a menor cantidad de nuevos usuarios incorporados al sistema de distribución de gas natural y a la menor participación de contratistas de Cálidda en la construcción de redes internas.
- Contugas presenta reducción de ingresos de USD 3.6 M; -16.2% a/a, principalmente por:
  - La terminación del Plan Punche I y II en junio 2024, ocasionando que los ingresos relacionados con los proyectos de masificación de gas natural de la red FISE disminuyeran en USD -6.0 M.
  - Lo anterior, parcialmente contrarrestado con los ingresos del negocio de distribución a nivel industrial que incluyen la facturación de la segunda línea del cliente Tengda (USD +1.8 M), así como la habilitación de Electro dunas Nazca en septiembre de 2024 (USD +0.1 M).
  - Complementado por mayor número de conexiones residenciales habilitadas en 2024 vs 2023 (USD +0.2 M), mayor consumo en GNV e impacto positivo por incremento tarifario alineado con la inflación.

### Transporte de gas natural:

- La evolución de los ingresos de TGI por tipo de cargos en el 3T24 refleja un incremento de COP +10.2 mM (2.0% a/a), como se describe a continuación:
  - Los cargos fijos por inversión durante el trimestre totalizaron COP 332.5 mM (62.9% de los ingresos totales), correspondientes a un aumento de COP 2.9 mM (+0.9%) frente al 3T23, explicado principalmente por mayor ingreso asociado con la suscripción de contratación adicional durante el trimestre de transporte en firme de varios remitentes (COP 4.0 mM).
  - Los cargos fijos por AO&M totalizaron COP 129.2 mM (24.5% de los ingresos totales), un aumento de COP 15.0 mM (+24.5%) frente al 3T23, principalmente por indexación y mayor ingreso asociado a la suscripción de contratación adicional de transporte en firme de varios remitentes durante el trimestre (COP 15.5 mM).
  - Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios, presentaron una reducción del 70.2% al cerrar en COP 2.6 mM en el 3T24 (0.5% de los ingresos totales) debido principalmente a: i) la disminución de las pérdidas operativas de gas en el 3T24 que hacen que los ingresos asociados a ellos también disminuyan, ii) los agentes no han hecho uso del servicio de transporte de gas como materia prima, y iii) en el tercer trimestre no hubo 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% proceden de cargos denominados en COP y aumentan 2.0% frente al 3T23.

### Actualización regulatoria

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 a la 175 de 2021. En esta resolución la CREG incluye una remuneración al transportador de cubrimiento por deuda en dólares. Adicionalmente, se modifica la remuneración de los activos que terminan Vida Útil Normativa (VUN) y que el transportador decide seguir operando, a través de la adición del reconocimiento del costo de oportunidad de las inversiones existentes.

Al respecto, TGI S.A E.S.P. envió comunicación a la CREG con copia a la Superintendencia de Servicios Públicos 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.

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

### Transmisión electricidad:

**Tabla N°3 - Detalle Ingresos Transmisión**

COP mM	3T23	3T24	Var \$	Var %	9M23	9M24	Var \$	Var %
Transmisión Colombia	248	283	34	13.7	788	829	41	5.2
Trecca, EEBIS & Conecta Energías	35	42	6	18.2	111	116	4	4.0
<b>Total</b>	<b>284</b>	<b>324</b>	<b>41</b>	<b>14.3</b>	<b>900</b>	<b>945</b>	<b>45</b>	<b>5.0</b>

Los ingresos del segmento de transmisión de energía aumentan 14.3% a/a, debido mayormente al crecimiento de ingresos del negocio de Transmisión en Colombia.

- El comportamiento del negocio de Transmisión Colombia, el cual está compuesto por Enlaza y Transmisión GEB (GEB and Elecnorte), crece explicado por:
  - Mayores ingresos de activos por convocatoria STR (COP +31.1 mM) por la incorporación de los ingresos del proyecto UPME STR 06-2016 Anillo Eléctrico La Guajira desde la fusión de Elecnorte en noviembre 2023 (COP + 22.7 mM) y de los ingresos del proyecto *UPME STR 13-2015 La Loma* desde enero de 2024 (COP +7.5 mM)
  - Mayores ingresos de activos por convocatoria STN explicados por la incorporación de los ingresos del proyecto UPME 10-2019 Bonda desde diciembre 2023 (COP +1.4 mM), sumado al efecto de mayor TRM en el 3T24 vs 3T23. En USD, los ingresos por convocatoria se incrementaron +8.3% a/a.
  - Mayores ingresos por proyectos privados (COP +1.3 mM; +18% a/a) producto del ingreso del proyecto Drummond Puerto desde marzo 2024.
  - Complementariamente, los ingresos de activos por uso (COP +8.5 mM; 19% a/a), debido principalmente a la finalización de las medidas adoptadas voluntariamente mediante la adición al pacto tarifario vigente hasta octubre de 2023.

- Las filiales en Guatemala reflejan los ingresos de Trecca, EEBIS y Conecta Energías (Transnova). En su moneda funcional los ingresos crecieron 18.7% a/a (USD +1.6 M), principalmente por la proporción de habilitación comercial y nuevos ingresos por la adquisición de Transnova; proyectos de iniciativa propia y finalización de tramos de los siguientes proyectos:
  - Subestación Modesto Mendez y Lote Modesto Mendez - Río Dulce Tramo Norte, habilitación comercial y puesta en servicio a partir de Julio 2024.
  - Ampliación Subestación Morales, Lote Izabal - Torre 90 (Río Dulce Tramo Norte), habilitación comercial y puesta en servicio a partir de Julio 2024.

El efecto por conversión de dólares a COP es COP -28 mM, contrarrestando el crecimiento evidenciado en moneda funcional.

### Distribución de electricidad:

- Los ingresos del Grupo Dunas<sup>2</sup> crecieron 3% (PEN 13 M) al compararse con el cierre del 3T23 principalmente por mayores ingresos en ventas de energía a clientes libres y regulados. Adicionalmente, el segmento presenta un efecto por conversión de COP -15 mM (depreciación COP frente al PEN de 10.3%).

## Costos operacionales

**Tabla N°4 - Costos por Segmento**

COP mM	3T23	3T24	Var \$	Var %	9M23	9M24	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	642	717	75	11.7	2,158	2,030	-128	-5.9
Transporte Gas Natural	167	184	17	10.2	504	541	36	7.2
Transmisión Electricidad	97	113	16	17.0	297	325	28	9.4
Distribución Electricidad*	25	12	-13	-51.6	259	225	-34	-13.2
<b>Total</b>	<b>931</b>	<b>1,026</b>	<b>96</b>	<b>10.3</b>	<b>3,218</b>	<b>3,120</b>	<b>-98</b>	<b>-3.0</b>

\* En 3T23 se reclasifica Cantaloc como compañía no operativa.

### Distribución de gas natural:

El segmento presenta un efecto por conversión de COP -63 mM en sus costos operacionales, adicionalmente se presentaron las siguientes variaciones en moneda funcional:

- En Cálidda este rubro aumenta USD 18.4 M (+14.7% a/a) por efecto de mayores costos *pass-through* (USD +20.9 M a/a), en línea con los ingresos por los conceptos de gas, transporte y ampliación de la red. Estos costos no generan margen para Cálidda. Lo anterior, compensado en parte por menores costos por instalaciones internas (USD -2.5 M a/a), alineados con la reducción del número de conexiones realizadas en el último año y la menor participación de contratistas de la compañía en la construcción de redes internas.
- Los costos de Contugas cayeron 37% frente a los niveles registrados en 3T23 debido a que ya no se registran costos de los proyectos FISE, luego de haberse culminado en 2T24.

<sup>2</sup> Incluye ElectroDunas, Dunas y PPC.

### *Transporte de gas natural:*

Los costos de TGI aumentaron COP 17.4 mM (+10.2% a/a) durante el trimestre en comparación con el 3T23 principalmente por:

- Los otros costos crecieron COP +11.6 mM; 33.5% a/a principalmente por el incremento de gas combustible, considerando el aumento en el precio de la molécula, así como por el incremento en el rubro gestión ambiental y social relacionado con mantenimientos forestales, pagos a autoridades ambientales y convenios con comunidades.
- Crecimiento en servicios profesionales COP +8.1 mM; 50.2% a/a resultado del incremento salarial 2024 y nuevos beneficios de convención colectiva, en conjunto con el aumento en honorarios y asesorías técnicas por mayor ejecución en actividades de ingeniería y diagnóstico.
- La variación de depreciaciones y amortizaciones de COP +1.5 mM; 1.5% a/a debido al reconocimiento del contrato consorcio transporte especial dentro de las cuentas de costo de depreciación, dado que en el 3T23 estaba en cuentas de gasto por depreciación.
- Aumento en impuestos, tasas y contribuciones en COP +648 M a/a por una mayor contribución de solidaridad por gas combustible y la contribución de aportes a demanda de Gas Natural Vehicular.
- Todo lo anterior, parcialmente contrarrestado por la reducción de COP 4.5 mM en los costos por mantenimiento (-31.3% a/a), principalmente por menor ocurrencia de incidentes de emergencias.

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 16 mM; +17% a/a principalmente por el incremento de costos en el rubro Transmisión Colombia.

- Los costos de Transmisión Colombia crecen en 12.8% a/a (COP 10.9 mM) principalmente por mayores depreciaciones COP +11.2 mM, en línea con el crecimiento de los activos de la compañía.
- Los costos de las filiales en Guatemala en su moneda funcional crecieron en USD 754.2 mil (+20.7%) explicados por el crecimiento de los activos de la compañía, dada la entrada del activo Transnova cuya adquisición se produjo en el 4T23.

### *Distribución de electricidad:*

- Para Grupo Dunas, los costos disminuyen COP 12.8 mM debido principalmente a menores costos de servicios (COP -2.0 mM) y el efecto por conversión de COP -10.2 mM.

## Gastos administrativos y de operación

**Tabla N°5 - Gastos administrativos por segmento**

COP mM	3T23	3T24	Var \$	Var %	9M23	9M24	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	81	104	23	28.5	264	267	3	1.3
Transporte Gas Natural	29	49	20	67.3	102	154	52	51.4
Transmisión Electricidad	18	17	-2	-8.9	54	60	6	11.9
Distribución Electricidad*	26	18	-8	-28.9	70	55	-15	-21.6
Corporativo	55	56	2	2.9	183	188	5	2.6
Otros*	71	40	-31	-43.9	84	50	-33	-39,8
<b>Total</b>	<b>281</b>	<b>285</b>	<b>4</b>	<b>1.5</b>	<b>757</b>	<b>775</b>	<b>18</b>	<b>2.4</b>

\* En 3T23 se reclasifica Cantaloc en Otros como compañía no operativa.

El aumento de COP 37 mM (+14.7% a/a) en gastos administrativos consolidados durante el 3T24 vs 3T23 es explicado principalmente por:

- El segmento Distribución de Gas Natural crece en COP 23.2 mM como resultado de mayores gastos en Cálidda (USD 2.7M; +11.5% a/a) dada la necesidad de atender a una base de clientes más amplia (+11.5% a/a; con 1.93 M de clientes al 3T24 vs 1.73 M al 3T23). Contugas refleja reducción de USD 0.2 M; -5.8% a/a por ahorros en primas de seguros y menores gastos de planillas del proyecto Synergy.
- El negocio de Transmisión de Electricidad disminuye COP 1.6 mM debido a menores gastos administrativos y de operación de Enlaza (COP -4.6 mM) parcialmente compensados por mayores depreciaciones y amortizaciones, así como por mayores servicios personales en GEB (COP +1.6 mM). Por su parte, Trecca, EEBIS y Transnova reflejan aumento de COP +1.6 mM (USD 256 mil) principalmente por la implementación del plan de optimización de asignación de personal (USD 227 mil) a proyectos en ejecución.
- Distribución de electricidad disminuye COP 7.5 mM (28.9% a/a), debido principalmente a menores gastos de personal, impuestos, gastos generales y suministros. En moneda funcional, los gastos administrativos del Grupo Dunas disminuyen PEN 1.5 M; -8.3% a/a. Adicionalmente, el segmento presenta un efecto por conversión de COP -6.6 mM por depreciación del COP frente al PEN de 10.3%.
- En Transporte de Gas Natural el aumento de COP 20.0 mM está mayormente relacionado con el aumento de depreciaciones, amortizaciones y provisiones (COP 17.0 mM; +249.8% a/a), el cual se explica por la provisión de COP 17.3 mM por las glosas que se generaron durante el 3T24 con algunos remitentes, dada la controversia en los valores facturados por el servicio de transporte.
- En el segmento Corporativo se observa un aumento de COP 1.6 mM asociado con mayores impuestos (COP 1.7 mM).
- El segmento Otros disminuye COP 31.2 mM por menores costos de servicios (COP -17 mM) así como por menores costos de ventas de obras en curso (COP -14.1 mM).

## Otros ingresos (gastos) netos

El saldo neto de esta cuenta revela un ingreso por COP 35.4 mM, aumentando 195.4% a/a (COP +23.4 mM), principalmente por mayores ingresos de servicios de Cantaloc (COP +6.6 mM),

mayores honorarios de ElectroDunas (COP +8.8 mM) y otros ingresos no operacionales de Cálidda (COP +4.9 mM).

## EBITDA consolidado ajustado<sup>3</sup>

**Tabla N°6 - EBITDA ajustado por compañía**

COP mM	3T23	3T24	Var \$	Var %
TGI	442	429	-13	-3.0
Cálidda	217	234	18	8.2
Transmisión Colombia	135	168	32	23.7
Dunas*	89	109	20	23.0
Contugas	28	26	-2	-6.2
Trecca, EEBIS & Conecta	27	34	7	25.7
Gebbras	0	0	0	468.8
Otros*	-32	-5	28	-85.4
<b>Total controladas</b>	<b>906</b>	<b>995</b>	<b>89</b>	<b>9.8</b>
Enel Colombia	0	0	0	-
REP & CTM	0	0	0	-
Promigas	0	0	0	-
Vanti	0	0	0	-
EMSA	0	0	0	-
Argo	0	213	213	-
<b>Total Asociadas</b>	<b>0</b>	<b>213</b>	<b>213</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>906</b>	<b>1,208</b>	<b>302</b>	<b>33.4</b>

\* En 3T23 se reclasifica Cantalloc como compañía no operativa. Otros incluye compañías no operativas: Energy y Cantalloc.

- El EBITDA controlado del trimestre está compuesto en un 83.5% por tres Compañías: TGI, Cálidda y el negocio de Transmisión en Colombia. La variación trimestral positiva de 9.8% a/a obedece principalmente al aumento registrado en Transmisión Colombia (COP +32.1 mM) debido a la mayor ganancia operacional (COP +45.6 mM; 32.4% a/a) del trimestre y a Dunas (COP +20.4 mM) resultado de mayores márgenes de distribución. En moneda funcional (USD) el EBITDA de Cálidda y Dunas aumenta en 6.9% y 12.5%, respectivamente.
- En cuanto al EBITDA de las compañías asociadas, este trimestre se registra el primer pago de dividendos decretados por Argo (COP 213 mM).

## Ingreso (Gasto) Financiero neto

Los ingresos financieros aumentaron (COP 3.6 mM; 9.5% a/a) principalmente por mayores rendimientos financieros de las inversiones temporales (COP 3.0 mM).

Los gastos financieros disminuyen 6.9% (COP -34.9 mM), totalizando COP 334.9 mM, resultado principalmente de: i) la capitalización de intereses (COP 25 mM) correspondientes a la asignación de USD 91 M al segmento de transmisión, ii) menor gasto en la valoración de las coberturas TGI (COP -14.7 mM) y iii) disminución del pago de intereses de bonos locales de GEB (COP -4.6 mM); lo anterior, parcialmente compensado por mayores intereses a/a del crédito Club Deal suscrito

<sup>3</sup> Incluye los dividendos de las compañías asociadas y negocios conjuntos.

por TGI en diciembre 2023 (COP +37.1 mM), intereses del Bono Sostenible de GEB emitido en noviembre 2023 y mayor ingreso por instrumentos de coberturas en Cálidda y GEB.

## Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio refleja un aumento del gasto de COP -53.1 mM resultado del efecto trimestral que tienen las fluctuaciones de tasas de cambio. Para el 3T24 se presenta una depreciación de COP 16.2 equivalente a un 1% en comparación con la tasa de junio 2024, y para el 3T23 se observó un efecto de apreciación de COP 137.2 equivalente al 3% en comparación con la tasa de junio 2023. Por lo anterior, para el 3T23 se presentó un gasto de COP 6.0 mM y para 3T24 un gasto de COP 59.1 mM.

## Método de Participación

**Tabla N°7 - Método de Participación**

COP mM	3T23	3T24	Var \$	Var %	9M23	9M24	Var \$	Var %
Enel Colombia	411	296	-115	-27.9	975	923	-52	-5.3
CTM	36	76	41	114.8	121	154	34	27.8
Vanti	30	35	5	18.2	88	100	12	13.4
REP	29	42	13	44.1	89	102	13	14.5
EMSA	2	3	2	98.9	4	7	4	98.6
Promigas	34	35	1	3.2	111	130	19	17.2
Argo	52	60	8	14.5	183	191	8	4.1
Gebbras	63	26	-37	-59.0	143	99	-44	-30.9
Ágata	-1	0	1	-93.0	-3	-3	-1	22.2
<b>Total</b>	<b>655</b>	<b>574</b>	<b>-81</b>	<b>-12.4</b>	<b>1,711</b>	<b>1,703</b>	<b>-8</b>	<b>-0.5</b>

La reducción del método de participación patrimonial (MPP) en COP 81.4 mM a/a, obedece principalmente a dos eventos: i) los resultados de Enel Colombia, cuyo EBITDA del trimestre cayó 13.0% y consecuentemente, registra menores utilidades (COP 228.7 mM; -23.6% a/a) debido a los altos precios de la energía en el mercado spot derivados de los bajos aportes hídricos entre agosto y septiembre y menores ingresos por cargo por confiabilidad como resultado de la apreciación del COP frente al USD. ii) la caída en la Utilidad Neta de Gebbras (BRL -38.9 M; 52.3%) como resultado de una revisión tarifaria periódica realizada por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil – ANEEL, que ajusta la RAP para dos de las *SPEs*<sup>4</sup> y adicionalmente disminuye los ingresos por ajuste del IPCA que en promedio bajó un 4.5%. El efecto de la apreciación del COP frente al BRL genera un efecto por conversión de COP -8.8 mM.

De otra parte, ISA REP & CTM reflejan un aumento conjunto de COP 53.7 mM explicado por otros ingresos operacionales por recuperación de provisión de mantenimiento, venta de bases y devoluciones e indemnización de siniestro en el 3T24 frente a los ingresos de 3T23.

<sup>4</sup> Vehículos de Propósito Especial (TER, TSP, GOT y MGE). En TER se redujo la tasa de ingresos del 3.9% al 0.1%, en TSP se ajustó la RAP con índice negativo en -3.6%. Para GOT hubo disminución de la tasa de ingresos a partir del IPCA del 7.9% al 3.5% y en MGE también cayó la tasa de ingresos a partir del IPCA del 9.6% al 3.9%.

## Utilidad neta

- El impuesto a las ganancias cayó 38.4% por menor impuesto a las ganancias de TGI, correspondiente principalmente al efecto en el impuesto diferido por las coberturas y menor impuesto de renta durante el 3T24.
- La utilidad neta consolidada del 3T24 fue COP 848.6 mM, aumentando 5.4% a/a frente al mismo periodo en 2023 (COP 805.2 mM), explicado principalmente por mejores resultados operativos, menores gastos financieros y menor gasto de impuestos.

## Perfil de la deuda

**Tabla N°8 - Perfil de la deuda**

USD M	2024	25	26	27	28	29	+30
Vencimiento	74	140	647	1167	642	211	1,810
<b>Total</b>	<b>4,692</b>						

*Valores nominales*

- Contugas: completó el proceso de refinanciación del crédito sindicado por USD 320 M luego de obtener la autorización de la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia. Las nuevas condiciones son: SOFR + 2.35% y vencimiento en septiembre 24 de 2027.
- TGI: renegotió la tasa del Club Deal con banca local pasando de IBR 3M + 4.183% a IBR 3M + 3.75% y realizó prepago parcial en septiembre por COP 112 mM.
- Cálida: obtuvo desembolso de crédito con Nova Scotia por USD 90 M, bullet a 5 años y tasa SOFR +2.05% con *sustainability link* de +/- 5 pbs para financiación de capex y otros fines corporativos.

**Tabla N°9 - Clasificación de la deuda y ratios**

COP mM	3T23	3T24	Var \$	Var %
EBITDA UDM	5,262	5,001	-262	-5.0
Deuda total neta	16,533	17,987	1,453	8.8
Deuda total bruta	17,931	19,651	1,721	9.6
Gastos financieros neto UDM	769	1,067	298	38.8
Deuda total neta / EBITDA	3.1x	3.6x	0.5	14.5
EBITDA / Gastos financieros neto	6.8x	4.7x	-2.2	-31.5

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

La composición por moneda en pesos (COP) pasó de 29% (3T23) a 32% (3T24), debido a la cobertura de tipo de cambio efectuada sobre el Bono Internacional 2028 de TGI, y resultado de la celebración del Club Deal de la misma Compañía en 4T23. En términos de tasa de interés (tasa variable vs tasa fija) la composición pasó de (62%/38%) a (63%/37%).

## CAPEX

**Tabla N°10 - CAPEX ejecución y proyección anual**

USD M	3T24	9M24	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2024P - 2028P
Cálida	33	84	113	95	13	6	8	235
Transmisión	67	183	242	232	247	56	56	832
TGI	7	18	56	45	32	30	33	195
Trecca & EEBIS	3	10	19	18	14	8	7	65
Contugas	2	6	9	18	14	1	1	42
Grupo Dunas	4	24	29	24	19	23	25	120
Transnova	1	3	6	50	38	19	20	133
Adquisiciones	0	0	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>117</b>	<b>328</b>	<b>474</b>	<b>482</b>	<b>375</b>	<b>142</b>	<b>149</b>	<b>1,623</b>

El CAPEX orgánico ejecutado durante el 3T24 ascendió a USD 116.9 M, USD 14.3 M más frente al ejecutado en el 3T23 (USD 102.6 M), explicado principalmente por una mayor ejecución en el segmento de Transmisión (USD +14.5 M) representando el 58% del total ejecutado durante el trimestre. En el negocio de Transmisión Colombia la ejecución fue destinada principalmente a los proyectos Colectora, Sogamoso y Refuerzo Suroccidental.

La proyección de CAPEX de 5 años asciende a USD 1.6 B, aumentando 14% frente a la cifra compartida en 2T24 por cambios en: i) los proyectos de transmisión Chivor II Norte, Membrillar y Huila; ii) en Cálida por compromisos adquiridos con el regulador y el gobierno peruano; y iii) en Transnova por actualización del plan de inversiones.

## Actualización Riesgo de Mercado

Durante el 3T24 no se evidenciaron cambios cualitativos ni cuantitativos materiales en el riesgo de mercado respecto a la información reportada en el informe con corte a 2T24, que ameriten ser revelados al 30 de septiembre de 2024, de conformidad con las instrucciones impartidas en la Circular Básica Jurídica – RNVE<sup>5</sup>.

## Actualización de Riesgos Estratégicos

Durante el tercer trimestre del año 2024 se reportó la materialización de dos riesgos estratégicos, como se describe a continuación:

- **Enlaza:** ante el riesgo “Accidentes laborales en las operaciones y actividades desarrolladas” materializado en julio y agosto de 2024, se realizó el análisis de causa raíz y la investigación de los accidentes, se adoptan las medidas correspondientes de acuerdo con los resultados. Teniendo en cuenta la efectividad de los controles se revisa y actualiza la probabilidad de ocurrencia (de media a baja) de los siguientes riesgos: i) Incumplimiento de las metas de infraestructura; ii) Incumplimiento al marco ético y regulatorio en materia de cumplimiento; iii) No continuidad del negocio de transmisión.

<sup>5</sup> Numeral 8.4.1.1.4 del Anexo 1 «Información periódica de los emisores», Capítulo I del Título V, Parte III.

- **TGI:** el riesgo “No continuidad de las funciones críticas del negocio” materializado por la emergencia presentada en el Gasoducto Ballena – Barrancabermeja en julio de 2024, representó afectación en contratos para 9 clientes y costo de reparación de COP 439 M.

## Avances en Prácticas ASG 3T24

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 julio y el 30 de septiembre de 2024:

### Dimensión social

- ElectroDunas y Contugas incluyeron el riesgo de vulneración de derechos humanos en sus matrices de riesgos estratégicos. Esto sumado a los sistemas de debida diligencia de ambas compañías que garantizarán el seguimiento y gestión efectiva de los asuntos de derechos humanos desde el más alto nivel.
- GEB elaboró un diagnóstico organizacional e inició la implementación de un plan de acción para la inclusión laboral de personas con discapacidad.
- GEB y Enlaza celebraron la graduación de los participantes de los programas de formación de su iniciativa “Legado para los Territorios” en la Guajira, beneficiando a 120 personas, en su mayoría pertenecientes a comunidades étnicas. A través de esta iniciativa se realizaron 3 programas, “Contrata un joven”, “Guajira Emprende” y “*Flamingo Keepers*”. *Flamingo Keepers* se enfocó en formación en inglés para el turismo sostenible y la conservación del flamenco rosado en Camarones, Riohacha.
- GEB y Enlaza, en conjunto con el ICBF estructuraron el primer Centro de Recuperación Nutricional en Colombia bajo el mecanismo de obras por impuestos. Este proyecto se desarrollará en el Resguardo Iroka en el municipio de Agustín Codazzi en Cesar y beneficiará a niños y niñas de la región. Este proyecto fue adjudicado para ejecución al GEB en septiembre.
- Enlaza estructuró y recibió la adjudicación de “EnlazaNet” a través del mecanismo de obras por impuestos. Con este proyecto se llevará internet a 62 comunidades en La Guajira.

### Dimensión ambiental

- ElectroDunas implementó un proyecto de economía circular con su proveedor “Eco-Muretes” que busca minimizar la producción de desechos de estructura y accesorios de concreto Armado Centrifugado para transformarlos en muretes porta medidor.
- ElectroDunas logró el tercer puesto del premio CIER de innovación en la categoría descarbonización con el proyecto Subestación resiliente que consiste en la aplicación real de un sistema de generación distribuida híbrida solar fotovoltaica y almacenamiento de energía BESS en el sistema eléctrico Nasca.

## Indicadores de sostenibilidad

Empresa	GEB		TGI		Cálidda		Contugas		ElectroDunas		Conecta		Enlaza		Consolidado	
	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M
No. total de empleados	182	224	305	114	291	118	79	33	216	70	75	30	229	147	1377	736
No. de empleados en alta gerencia*	10	5	11	6	8	2	5	0	11	4	6	4	5	1	56	22
No. de empleados en gerencia media**	33	31	25	17	20	11	4	3	15	7	14	4	18	11	129	84
LGBTIQ+	11	1	10	0	0	0	0	0	8		ND	ND	3	1	32	2
Minorías étnicas/raciales	2	4	0	0	0	0	0	0	200		ND	ND	0	1	202	5
No. de empleados entre 18 y 28 años	7	11	4	6	12	22	4	3	20	13	3	4	2	3	52	62
Discapacidad	2	1	0	0	2	1	0	0	0	1	0	0	0	0	4	3
														<b>Total</b>	<b>1,852</b>	<b>914</b>

\* Cargos gerenciales con reporte directo a Presidencia/Gerencia General (1a línea de reporte)

\*\* Otros cargos gerenciales sin reporte directo a Presidencia/Gerencia General

## Inversiones sociales y ambientales

(1 de enero al 30 de septiembre)

Inversión social USD miles	GEB	TGI	Cálidda	Contugas	ElectroDunas	Conecta	Enlaza	Consolidado
Inversión total acumulada	\$ 50.4	\$ 688.0	\$ 483.5	\$ 38.5	\$ 15.9	\$ 102.2	\$7,107.7	\$ 8,486.3
Inversión voluntaria acumulada	\$ 50.4	\$ 263.6	\$ 359.7	\$ 0	\$ 14.4	\$ 102.2	\$ 0	\$ 790.2
Inversión obligatoria acumulada	\$ 0	\$ 0	\$ 25.5	\$ 38.5	\$ 1.8	\$ 0	\$ 0	\$ 65.9
Recursos apalancados con aliados	\$ 0	\$ 424.4	\$ 98.3	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 522.7
No. de beneficiarios	228	1,002	40,562	152	1,201	301	70,572	114,018

Inversión ambiental USD miles	TGI	Cálidda	Contugas	ElectroDunas	Conecta	Enlaza	Consolidado
Inversión total acumulada	\$ 316.2	\$ 31.1	\$ 72.4	\$ 12.8	\$ 125.4	\$ 2,529.0	\$ 3,076.2
Inversión voluntaria acumulada	\$ 10.7	\$ 31.1	\$ 0	\$ 12.8	\$ 125.4	\$ 47.4	\$ 227.4
Inversión obligatoria acumulada	\$ 305.5	\$ 0	\$ 72.4	\$ 0	\$ 0	\$ 2,481.6	\$ 2,870.3

## Gobierno corporativo

- El 9 de agosto de 2024, se realizó una capacitación para la Junta Directiva del GEB y sus filiales sobre "Responsabilidad de los Administradores en materia de Derechos Humanos", con la participación del Dr. Carlos Bernal Pulido, Comisionado en la Comisión Interamericana de Derechos Humanos. La capacitación abordó el papel crucial de la Junta en la promoción y protección de los derechos humanos, analizando el marco legal y las mejores prácticas para implementar políticas de respeto a estos derechos. Se discutieron los riesgos de incumplimiento y la importancia de una cultura organizacional inclusiva, enfatizando cómo esto contribuye a la sostenibilidad y reputación de la empresa.

- El 26 de septiembre de 2024, la Junta Directiva participó en la capacitación impartida por la Dirección Corporativa de Cumplimiento sobre el Programa de Ética y Cumplimiento. Durante la sesión, se presentó el marco normativo, internacional y nacional, incluyendo el *Foreign Corrupt Practices Act* (FCPA) y se abordaron también los impactos de la corrupción, el fraude y el soborno, así como las medidas implementadas por el Grupo para prevenir, analizar, monitorear y gestionar estos riesgos.
- En la Junta Directiva del 26 de septiembre de 2024, el vicepresidente jurídico del GEB presentó la metodología del proceso de evaluación y autoevaluación de las Juntas Directivas y Comités de apoyo del GEB y sus filiales. El proceso será adelantado por un asesor externo independiente durante el último trimestre del año.

## Actualización Regulatoria durante el 3T24 y Posteriores

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	CREG 101 055-2024	Por la cual se complementa la regla de evaluación de la condición del sistema en el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía establecido en la Resolución CREG 026 de 2014	Generación EE	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 101 054-2024	Por la cual se establece un programa transitorio para la participación activa de la demanda en la bolsa de energía	Generación EE	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 501 059-2024	Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento del tercer transformador 500/230 kV de 450 MVA, en la subestación Bolívar, de acuerdo con la convocatoria UPME 05-2023	Transmisión EE	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 102 010-2024	Por la cual se modifica la Resolución CREG 185 de 2020	Transporte GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 502 031-2024	Por la cual se oficializan los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto IPAT Ampliación de la capacidad de transporte ramal Jamundí - Valle del Cauca de la TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P.	Transporte GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 502 030-2024	Por la cual se oficializan los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto IPAT Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena de TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P.	Transporte GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 502 029-2024	Por la cual se oficializan los flujos de ingresos anuales para remunerar la inversión y los gastos de AOM del proyecto IPAT Capacidad de Transporte en el tramo Mariquita – Gualanday de TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P.	Transporte GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 102 009-2024	Por la cual se modifica la Resolución CREG 186 de 2020	Varios GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 101 048-2024	Por la cual se amplía el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022	Transmisión EE	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 502 063-2024	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	Transporte GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
CREG 502 062-2024	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	Transporte GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>	

	CREG 502 061-2024	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa TGI S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 502 029 de 2023	Transporte GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 102 008-2024	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	Transporte GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	Resolución SSPD No. 20241000531665 2024	Por la cual se ordena la toma de posesión los bienes, haberes y negocios de AIR-E S.A.S. ESP	Varios EE	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
Perú	Osinermin N° 133-2024-OS/CD	Resolución de Consejo Directivo que resuelve el recurso de reconsideración interpuesto por Contugas S.A.C. contra la Resolución N° 081-2024-OS/CD, mediante la cual se dispone la actualización de la Demanda Anual Proyectada y se aprueba el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para el Periodo de Aplicación de junio 2024 a agosto 2024 para la Concesión de Ica	Distribución GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	Osinermin N° 144-2024-OS/CD	Resolución de Consejo Directivo que resuelve el recurso de reconsideración interpuesto por Electro Dunas S.A.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD, mediante la cual, se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión 2025 - 2029	Distribución GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	Osinermin N° 163-2024-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 setiembre 2024 a noviembre 2024 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao	Distribución GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	Osinermin N° 164-2024-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 setiembre 2024 a noviembre 2024 de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica	Distribución GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>

## Resultados Compañías Controladas



**Tabla N°11 - Indicadores financieros GEB transmisión**

COP mM	3T23	3T24	Var \$	Var %	9M23	9M24	Var \$	Var %
Ingresos	245	282	37	15	720	829	109	15
Utilidad Bruta	141	189	48	34	477	555	78	16
EBITDA	188	209	21	11	497	595	98	20
Margen EBITDA	77%	74%	-2.7 pp		69%	72%	0.0 pp	
Utilidad Operacional	136	185	49	36	461	523	61	13

**Tabla N°12 - Ingreso por tipo de activo**

COP mM	3T23	3T24	Var \$	Var %	9M23	9M24	Var \$	Var %
Activos de Uso	44	53	8	19.2	133	157	25	18.5
Activos de Convocatoria	129	174	45	35.1	427	506	79	18.5
Proyectos Privados	8	9	1	17.9	24	29	6	23.5
Contribuciones	35	35	0	0.4	107	102	-5	-4.6
<b>Total</b>	<b>216</b>	<b>271</b>	<b>55</b>	<b>25.6</b>	<b>690</b>	<b>794</b>	<b>104</b>	<b>15.1</b>

### Hechos relevantes:

- La Resolución MME 40246 de 2024: por medio de la cual se revoca la Resolución 40098 del 15 de marzo de 2024 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, adicionalmente otorga 132 días al proyecto Sogamoso 500 kV, por lo tanto, la Fecha de Puesta en Operación del proyecto es el 1 de febrero de 2025.
- La Resolución MME 40273 de 2024: por la cual se resuelve la solicitud de modificación de la fecha de puesta en operación del proyecto "Línea de transmisión Río Córdoba — Bonda (Termocol) 220 kV", objeto de la convocatoria UPME 10-2019. La resolución resuelve otorgar 93 días calendario a partir del 31 de julio de 2024, en consecuencia, la Fecha de Puesta en Operación del proyecto es el 1 de noviembre de 2024.
- La Resolución MME 40338 de 2024: por la cual se resuelve recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 40183 del 31 de mayo de 2024, el cual resolvió la solicitud de modificación de la fecha de puesta en operación del proyecto "Subestación Chivor 11 y Norte 230kV y líneas de transmisión asociadas". La resolución resuelve otorgar 244 días calendario a partir del 2 de junio de 2024, en consecuencia, la Fecha de Puesta en Operación del proyecto es el 1 de febrero de 2025.
- La Resolución CREG 501 059 de 2024: por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento del tercer transformador 500/230 kV de 450 MVA, en la subestación Bolívar, de acuerdo con la convocatoria UPME 05-2023.
- La Resolución CREG 101 048 de 2024: por la cual se amplía el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022. Establece nuevo periodo para financiar a comercializadores el pago de cargos del STN (cargos de julio a octubre de 2024, con un período de repago de 18 meses que inicia en noviembre de 2024 y finaliza en abril de 2026).
- Se obtuvo en septiembre, dentro de la ejecución del proyecto Colectora 500 kV, la licencia ambiental para las dos líneas del tramo Colectora – Cuestecitas 500 kV.

Tabla N°13 - Panorámica general GEB Transmisión	3T24
Disponibilidad de la infraestructura	99.9%
Compensación por indisponibilidad	0.01%
Cumplimiento programa mantenimiento	99.3%
Participación en la actividad de transmisión	20.9%

### Proyectos:

- Proyecto UPME 06 – 2017 S/E Colectora y líneas Colectora - Cuestecitas (CC) y Cuestecitas - La Loma (CLL) 500kv: i) El 28 de agosto se notificó a ENLAZA la Res. 001871 del 27 de agosto de 24 por parte de la ANLA, la cual resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Res. 1060 del 7 de junio de 2024. Con lo cual se tiene en firme la licencia para el tramo CC. Durante el mes de agosto se formalizaron las actas de inicio de los contratos para las obras de construcción de la línea-Tramo CC y la interventoría de estas, iniciando el proceso pre-constructivo. Para el tramo CLL a septiembre 2024 avanza la construcción, 416 Cimentaciones finalizadas, 316 torres montadas y 9 km (lineales) de tendido. ii) A septiembre de 2024 el proyecto presenta un avance total del 44%.

- Proyecto UPME 01 – 2013 S/E Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza y líneas de transmisión asociadas 500 kv: A corte de 30 de septiembre de 2024, el proyecto presenta un avance de 60%. El proyecto cuenta con 454 torres cimentadas y 287 torres montadas, cursan procesos de modificación de licencia ambiental ante la ANLA para viabilidad constructiva en diferentes sectores del proyecto, actualmente dos procesos suspendidos por necesidad de respuesta procesos de sustracción reserva MADS (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible). La Fecha Oficial de Puesta en Operación vigente es el 01 de febrero de 2025.
- Proyecto UPME 03-2010 S/E Chivor II, Norte, Bacatá y líneas de transmisión asociadas 230 kv: i) El 30 de agosto de 2024 – GEB/Enlaza fue notificada de la Res. 40338 del 26 de agosto 2024 del Ministerio de Minas y Energía – MME, por la cual la Fecha Oficial vigente de Puesta en Operación FOPO es 01 de febrero de 2025. ii) A septiembre de 2024 el proyecto presenta un avance de 75%, 262 torres cimentadas, 256 torres montadas y 32 Km (lineales) de tendido, cursan 2 procesos de modificación de licencia ambiental ante la ANLA para viabilidad constructiva en diferentes sectores del proyecto, ambos actualmente suspendidos por necesidad de respuesta procesos de sustracción reserva MADS (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible).
- Proyecto UPME 04-2014 refuerzo suroccidental 500 kv: i) Licenciamiento Ambiental - Tramo II (La Virginia -Alfárez) el 2 de agosto de 2024 fue levantada la suspensión, el 30 de septiembre se finalizaron las audiencias públicas en el marco del proceso de licenciamiento, el 08 de octubre se reactivó proceso de evaluación por parte de la ANLA, la expectativa de emisión de resolución de licencia para noviembre 2024, ii) A corte 30 de septiembre de 2024, el proyecto presenta un avance del 81%. iii) Continúa la construcción del tramo III para entrar en operación en el primer semestre de 2025.
- Proyecto Membrillal, conexión subestación Bolívar 230kv y línea de transmisión asociada: A 30 septiembre de 2024 el proyecto presenta un avance de 72%, con 62 torres cimentadas de 80 Torres y montadas 52; los avances en las subestaciones Bolívar 79% y Membrillal 74%. La Fecha Oficial de Puesta en Operación vigente es el 25 de enero de 2025.
- Proyecto UPME 10 – 2019: Línea Río Córdoba – Bonda (Termocol) 220kv: El 30 de julio de 2024 – GEB/Enlaza fue notificada de la Res. 40273 del Ministerio de Minas y Energía -MME por la cual la fecha oficial vigente de puesta en operación FOPO es 01 de noviembre de 2024. Sobre el Licenciamiento Ambiental - Tramo II: mediante Auto No. 003361 del 22 de mayo de 2024 de la ANLA, se suspende el proceso de evaluación de la Licencia Ambiental, hasta finalizar consulta a la comunidad NAARA KAJMANTA, el proceso de consulta es derivado de actuación judicial en segunda instancia. i) El 7 de septiembre se formaliza la protocolización acuerdos consulta Previa con la comunidad NAARA KAJMANTA. ii) el 08 octubre se levantó la suspensión del proceso y se reactivó el proceso de evaluación por la ANLA. La expectativa de obtención licenciamiento es diciembre 2024. iii) A corte 30 de septiembre de 2024, el proyecto presenta un avance del 37%.
- Proyecto UPME 01 – 2022: Subestación Huila 230kv y líneas de transmisión asociadas: a septiembre de 2024 el proyecto cuenta con un avance del 9% alineado a la programación, avanza proceso de elaboración del estudio de impacto ambiental -EIA- que se radicará en 2024 a la autoridad ambiental (ANLA) para viabilizar la construcción del proyecto.
- Proyecto UPME 05 – 2023: Tercer Transformador Bolívar: finalizaron espacios de coordinación con Propietario de la Subestación Bolívar (ISA-INTERCOLOMBIA – ITCO), para socializar y acordar la solución para la ubicación de los activos objeto del proyecto. A septiembre 2024

el proyecto cuenta con un avance del 2% alineado a la programación. La Fecha Oficial de Puesta en Operación vigente es el 30 de junio de 2026.

**Tabla N°14 - Estatus Proyectos**

	Avance	Ingreso Anual Esperado (USD M)	Fecha Oficial Puesta en Operación*
<b>Proyectos UPME</b>			
Chivor II 230 kV	75%	5.5	1T25
Sogamoso Norte 500 kV	60%	21.1	1T25
Refuerzo Suroccidental 500 kV	81%	24.4	1T25
Colectora 500 kV	44%	21.5	3T25
Río Córdoba-Bonda 220kV	37%	1.2	4T24
Huila 230 kV	9%	1.9	3T26
Tercer transformador Bolívar	2%	1.6	2T26
<b>Proyectos Privados</b>		<b>6.6</b>	

\*No incluye las prórrogas que se puedan generar posteriormente



**Tabla N°15 - Indicadores financieros TGI**

COP mM	3T23	3T24	Var \$	Var %
Ingresos	518	528	10	2.0
Utilidad operacional	322	296	-26	-8.1
EBITDA	423	419	-4	-0.8
Margen EBITDA	82%	79%	-2.2 pp	
Utilidad neta	77	117	40	52.7
Deuda bruta / EBITDA	2.7x	2.0x	-0.7x	
EBITDA / Gastos financieros	4.1x	3.0x	-1.1x	

Calificación crediticia internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 26 | 24:

BBB, estable

Moody's – Calificación Bono – Feb. 26 | 24:

Baa3, negativa

- Durante el 3T24 se realizó un abono al crédito en modalidad "Club Deal" con entidades financieras locales por COP 112 mM.
- Las inversiones del portafolio de proyectos durante el 3T24 corresponden a COP 14.5 mM, presentando un aumento de COP 10.1 mM vs 3T23, principalmente por el avance en la ejecución de las actividades de los Proyectos IPAT Ampliación de capacidad: i) Mariquita – Gualanday; y ii) Ramal-Jamundí.

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

**Tabla N°16 - Panorámica general TGI**

	3T24
Volumen transportado – Promedio Mpcd	493
Capacidad contratada en firme – Mpcd	660

**Tabla N°17 - Indicadores financieros Cálidda**

USD M	3T23	3T24	Var \$	Var %
Ingresos	206	235	29	14.1
Ingresos ajustados*	93	101	8	8.6
Utilidad operacional	66	73	7	11.2
EBITDA	60	64	4	6.9
Margen EBITDA - Ingresos	29%	27%	-1.8 pp	
Margen EBITDA - Ingresos ajustados	64%	63%	-1.0 pp	
Utilidad neta	25	28	3	11.5
Deuda bruta / EBITDA	4.0x	3.8x	-0.2x	
EBITDA / Gastos financieros	7.2x	7.3x	0.1x	

\*Ingresos Ajustados = Ingresos sin considerar ingresos del tipo pass-through.

- En el mes de julio de 2024, Cálidda presentó una nueva propuesta del anteproyecto relacionado con la posibilidad de extender la concesión, la cual considera comentarios realizados por parte del Estado respecto del alcance del proyecto y la posibilidad de incorporar más ciudades, entre otros. Actualmente, se mantiene un ejercicio dinámico con las autoridades.
- El proyecto abarcaría 7 regiones, tendría una inversión estimada entre USD 400 y 500 M, y contempla la construcción de más de 2,400Km de redes y diversas plantas de regasificación de gas natural licuado. Esto permitiría atender una demanda de gas natural estimada en más de 3.5 millones de pies cúbicos por día (MPCD) y más de 170 mil clientes.

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**
**3T24**

Cientes acumulados	1,928,240
Cientes potenciales	2,445,209
Extensión total de la red (Km)	17,657
Volumen facturado (Mpcd)	797
Penetración de la red (%)	78.9%

**Tabla N°19 - Indicadores financieros Contugas**

USD m	3T23	3T24	Var \$	Var %
Ingresos	22,443	18,817	-3,626	-16.2
Utilidad Bruta	11,180	11,693	513	4.6
Margen bruto	50%	62%	12.3 pp	
Utilidad operacional	3,560	4,272	712	20.0

EBITDA	7,864	8,568	704	9.0
Margen EBITDA	35%	46%	10.5 pp	
Utilidad neta	-2,094	-1,019	1,076	-51.4

- A partir de la segunda quincena de junio 2024, el margen de distribución del cliente Tengda pasó de 1 línea a 2, sumando USD +0.6M de ingreso por distribución mensual.
- En septiembre se habilitó al cliente de generación ElectroDunas Nazca con una capacidad contratada de 43,000 m<sup>3</sup>/día.

Tabla N°20 - Panorámica general Contugas		3T24
Número de clientes		102,269
Volumen de ventas acumuladas (Mpcd)		24
Volumen transportado acumulado (Mpcd)		753
Capacidad contratada en firme (Mpcd)		20
Longitud de la red (km) distribución + transporte		1,773



Tabla N°21 - Indicadores financieros ElectroDunas				
PEN m	3T23	3T24	Var \$	Var %
Ingresos	126,923	130,995	4,072	3.2
Utilidad Bruta	38,994	40,476	1,482	3.8
Margen Bruto	30.7%	30.9%	0.2 pp	
Utilidad operacional	18,753	24,140	5,387	28.7
Margen operacional	14.8%	18.4%	3.7 pp	
EBITDA	31,546	37,923	6,377	20.2
Margen EBITDA	24.9%	28.9%	4.1 pp	
Utilidad neta	6,931	14,986	8,055	116.2

- A septiembre 2024, la recién anunciada nueva línea de negocio "CrediDunas" reportó 1,211 nuevos créditos desembolsados por un importe total de PEN 2.3 M, con cuotas de financiamiento de entre 12 y 24 meses.
- Como parte de las nuevas inversiones de los proyectos de distribución, entre nuevos suministros y renovaciones se ha hecho una inversión a septiembre 2024 de USD 4.0 M. El objetivo de estos proyectos es el de abastecer de forma oportuna la demanda y brindar confiabilidad al sistema de transmisión y distribución.

Tabla N°22 - Panorámica general ElectroDunas		3T24
Venta de Energía de ELD (MWh)		967,720
Venta de energía a clientes propios (GWh)		731,544
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (GWh)		236,176
Compra de energía y generación propia (MWh)		840,392

**Tabla N°23 - Indicadores financieros PPC**

PEN m	3T23	3T24	Var \$	Var %
Ingresos	7,447	7,405	-42	-0.6
Utilidad operacional	4,635	4,803	169	3.6
Margen operacional	62.2%	64.9%	2.6 pp	
EBITDA	7,223	7,062	-161	-2.2
Margen EBITDA	97.0%	95.4%	-1.6 pp	
Utilidad neta	2,133	3,370	1,237	58.0



**Tabla N°24 - Indicadores financieros Cantalloc**

PEN m	3T23	3T24	Var \$	Var %
Ingresos	17,449	18,426	977	5.6
Utilidad operacional	3,532	3,475	-57	-1.6
Margen operacional	20.2%	18.9%	-1.4 pp	
EBITDA	4,193	4,134	-60	-1.4
Margen EBITDA	24.0%	22.4%	-1.6 pp	
Utilidad neta	2,331	2,509	178	7.6



**Tabla N°25 - Indicadores financieros Trecca**

USD m	3T23	3T24	Var \$	Var %
Ingresos	6,270	7,000	730	11.6
Utilidad bruta	5,319	5,956	638	12.0
EBITDA	4,495	4,899	405	9.0
Margen EBITDA	71.7%	70.0%	-1.7 pp	
Utilidad neta	-2,336	-2,299	37	-1.6

- Se logró la Habilitación Comercial del proyecto por iniciativa propia Subestación Modesto Méndez y Línea de Transmisión asociada, para atender las condiciones vulnerables de las instalaciones que abastecen al departamento de Petén (Resol. GJ-ResolFin2024-36 de la CNEE). Dichos activos generarán ingresos anuales por Peaje por USD 3.4 M e ingresos anuales por Canon de USD 841 mil correspondientes al Tramo Norte del Lote D del PET-01-2009. Con esta energización se cierra el alcance del Lote D del PET-01-2009, y permite reducir la garantía de cumplimiento respaldada por GEB en USD 1.0 M.

**Tabla N°26 - Indicadores financieros EEBIS**

USD m	3T23	3T24	Var \$	Var %
Ingresos	2,448	2,348	-99	-4.1

Utilidad bruta	2,228	2,070	-158	-7.1
EBITDA	2,220	2,042	-178	-8.0
Margen EBITDA	90.7%	86.9%	-3.8 pp	
Utilidad neta	569	474	-95	-16.7

- EEBIS (EEB Ingeniería y Servicios, S.A.) continúa percibiendo ingresos asociados con el proyecto Anillo Pacífico Sur (APS). En el 2024 se materializaron ingresos adicionales en el Peaje del Sistema Principal producto de la revisión anual de factores macroeconómicos. Adicionalmente, la compañía continúa percibiendo los ingresos asociados al tramo Chixoy II-Uspantán y continúa con la ejecución de proyectos de iniciativa propia para diversificar la matriz de ingresos.

**Tabla N°27 - Indicadores financieros Conecta Energías<sup>6</sup>**

USD m	3T23	3T24	Var \$	Var %
Ingresos	-	878	878	-
Utilidad bruta	-	773	773	-
EBITDA	-	771	771	-
Margen EBITDA	-	87.8%	87.8 pp	-
Utilidad neta	-	685	685	-

- En octubre de 2024, se materializa el primer aniversario en la adquisición de Transnova (ahora Conecta Energías), generando ingresos anuales de USD 3.4M a través de la SE Uspantán, la SE Chixoy II y LT SE Uspantán-SE Chixoy II, vehículo para viabilizar finalización de obras del proyecto PET 01-2009.

## Resultados Compañías No Controladas



**Tabla N°28 - Indicadores financieros Enel Colombia**

COP mM	3T23	3T24	Var \$	Var %
Ingresos operacionales	4,479	4,204	-275	-6.1
Margen de contribución	2,153	1,931	-222	-10.3
EBITDA	1,880	1,636	-244	-13.0
Margen EBITDA	42.0%	38.9%	-3.1 pp	
EBIT	1,762	1,335	-427	-24.2
Utilidad neta	968	739	-229	-23.6

- Enel Colombia continúa avanzando con la construcción de la Subestación Eléctrica Tren de Occidente en Facatativá, alcanzando un avance del 80% logra consolidarse como un proyecto estratégico para respaldar el Regiotram de Occidente y el desarrollo industrial de la Sabana Occidente. Con una capacidad de 80 MVA y tecnología 100% digital, esta subestación beneficiará a más de 226 mil habitantes de la región, y su entrada en operación está prevista para diciembre de 2024.

<sup>6</sup> Resultados de activo de transmisión "Transnova" en Guatemala, adquirido durante el 2023.

- En el último trimestre, Enel instaló en Bogotá el primer transformador de potencia con aceite vegetal, una tecnología innovadora que reduce los riesgos de contaminación y mejora la seguridad contra incendios.
- En julio, Enel Colombia realizó el primer pago de dividendos ordinarios a sus accionistas, correspondientes a las utilidades del ejercicio 2023, por COP 616.0 mM. Adicionalmente, en ese mismo mes, la compañía recibió dividendos provenientes de su filial en Guatemala por COP 76.3 mM.

Para mayor información consultar boletín de prensa publicado por Enel Colombia en: <https://www.enel.com.co/es/inversionista/enel-colombia/boletines-y-reportes.html>

Tabla N°29 - Panorámica General Enel Colombia		3T24
<b>Generación Colombia</b>		
Generación Enel Colombia (Gwh)		11,360
Ventas totales (Gwh)		16,099
Disponibilidad de plantas (%)		85.6%
<b>Generación Centroamérica</b>		
Generación Enel Colombia (Gwh)		1,881
Capacidad instalada		705
<b>Distribución</b>		
Número de clientes		3,937,936
Participación de mercado en Colombia (%)		20.0%
Demanda energía nacional (Gwh)		82,032
Demanda energía zona Enel Colombia (Gwh)		16,685
Índice de pérdidas (%)		7.6%
Control		Enel Energy Group
Participación de GEB		42.5%



Tabla N°30 - Indicadores financieros ISA CTM				
USD m	3T23	3T24	Var \$	Var %
Ingresos	60	94	34	56.2
Utilidad operacional	37	72	35	95.3
EBITDA	58	92	34	58.6
Margen EBITDA	89.6%	91.4%	1.8 pp	
Utilidad neta	22	47	25	114.0
Deuda neta / EBITDA	5.0x	3.6x	-1.4x	
EBITDA / Gastos financieros	4.1x	4.9x	0.8x	

Tabla N°31 - Panorámica General ISA CTM		3T24
Demanda del mercado (Gwh)		4,987
Cuota de mercado (%)		42
Disponibilidad de la infraestructura (%)		99.6

Cumplimiento programa mantenimiento (%)	91.0
Líneas de transmisión o Red (Km)	4,698
Control	ISA
Participación GEB	40%



**Tabla N°32 - Indicadores financieros ISA REP**

USD m	3T23	3T24	Var \$	Var %
Ingresos	51	62	12	22.8
Utilidad operacional	28	35	7	24.7
EBITDA	37	46	8	22.3
Margen EBITDA	73.9%	73.6%	-0.3 pp	
Utilidad neta	18	26	8	44.4
Deuda neta / EBITDA	1.5x	1.2x	-0.3x	
EBITDA / Gastos financieros	10.9x	12.1x	1.2x	

- Red de Energía del Perú (ISA REP) ha iniciado la implementación de un nuevo proyecto denominado "Ampliación 24", obra de alto impacto que fortalecerá la capacidad de transmisión de la ciudad de Trujillo y sus alrededores, impactando positivamente en la calidad de vida de cerca de un millón de personas.
- El proyecto, que involucra el diseño y construcción de la "Subestación Nueva Virú 220/60 kV", contará con dos etapas, las cuales involucran seccionamientos a líneas actuales e instalación de equipos de transformación, además del uso de metodología BIM<sup>7</sup>, demandará una inversión aproximada de USD 40 millones y tiene previsto iniciar operación comercial en junio de 2027.

**Tabla N°33 - Panorámica General ISA REP**

**3T24**

Demanda del mercado (Gwh)	4,987
Cuota de mercado (%)	27
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	84
Líneas de transmisión o Red (Km)	6,319
Control	ISA
Participación GEB	40%



**Tabla N°34 - Indicadores financieros Argo (IFRS)**

BRL M	3T23	3T24	Var \$	Var %
Ingresos	190	243	54	28.5
EBITDA	171	220	49	28.4
Margen EBITDA	90.3%	90.3%	0.0 pp	

<sup>7</sup> Building Information Modeling

Utilidad neta	142	177	35	24.5
Margen Neto	75.1%	72.8%	-2.3 pp	
Activo	10,935	12,276	1,340	12.3
Patrimonio	5,247	5,349	103	2.0
Deuda Bruta	3,664	3,362	-302	-8.2
Deuda Neta	3,087	2,896	-191	-6.2

- En Argo se observó un mayor ingreso IFRS en el 3T24 vs 3T23 (BRL +54 M; 28.5% a/a) impulsado principalmente por mayor ingreso financiero, producto de una mayor variación monetaria (IPCA 0.8% en el 3T24 vs 0.6% en el 3T23).
- La Utilidad Neta IFRS aumenta 24.5% a/a debido a i) menor gasto financiero neto en el período vs el trimestre del año anterior debido a la menor posición de deuda y a los indicadores macro de IPCA, CDI y TJLP<sup>8</sup> que son inferiores a los del año pasado, ii) incremento en el Método de Participación derivado de mayor utilidad neta IFRS de Argeb en el período (BRL 52.6M en el 3T23 vs BRL 58.6M en el 3T24).

**Tabla N°35 - Indicadores financieros Argo (Regulatorio)**

BRL M	3T23	3T24	Var \$	Var %
Ingresos	212	352	139	65.6
EBITDA	195	318	124	63.5
Margen EBITDA	91.6%	90.5%	-1.2 pp	
Utilidad neta	114	116	2	2.2
Margen Neto	53.7%	33.1%	-20.6 pp	



**Tabla N°36 - Indicadores financieros Promigas**

COP mM	3T23	3T24	Var \$	Var %
Ingresos	299	272	-26	-8.8
EBITDA	354	348	-6	-1.8
Margen EBITDA	118.6%	127.8%	9.2 pp	
Utilidad operacional	305	294	-11	-3.6
Margen Operacional	102.1%	108.0%	5.8 pp	
Utilidad neta	251	240	-11	-4.4
Margen neto	84.1%	88.2%	4.1 pp	

- Al 30 de septiembre de 2024, la utilidad neta acumulada ascendió a \$854.7 mM (Ejecución del 113%).

**Tabla N°37 - Panorámica General Promigas**

	3T24
Red de gasoductos (Km)	3,284
Capacidad instalada - máxima (Mpcd)	1,165
Capacidad contratada (Mpcd)	879

<sup>8</sup> CDI (Certificado de Depósito Interbancário) & TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo)

Usuarios acumulados (mm)	7.0
Control	Corficolombiana
Participación GEB	15.2%



**Tabla N°38 - Indicadores financieros Vanti**

COP mM	3T23	3T24	Var \$	Var %
Ingresos	942	1,077	135	14.3
Utilidad operacional	161	256	95	58.7
EBITDA	173	194	20	11.7
Margen EBITDA	18.4%	18.0%	-0.4 pp	
Utilidad neta	118	140	22	18.2
Deuda neta / EBITDA UDM	1.1x	0.9x		
EBITDA / Gastos financieros UDM	13.7x	13.8x		

- En el tercer trimestre, Vanti aumentó su nivel de ventas a térmicas, reflejado en el crecimiento de sus ingresos en 14.3%.

**Tabla N°39 - Panorámica General Vanti**

	3T24
Volumen de ventas (Mm3)	2,466
Número de clientes	3,657,038
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%

## Anexo: Estados Financieros Consolidados

**Tabla N°40 – Estados Consolidados de Resultados Trimestrales**

COP mM	3T23	3T24	Var	Var %	9M23	9M24	Var \$	Var %
Distribución de gas natural	923	1,026	103	11.1	3,036	2,891	-145	-4.8
Transporte de gas natural	518	528	10	2.0	1,480	1,573	93	6.3
Transmisión de electricidad	284	324	41	14.3	900	945	45	5.0
Distribución de electricidad*	145	143	-1	-1.0	516	448	-68	-13.3
<b>Total ingresos</b>	<b>1,870</b>	<b>2,022</b>	<b>152</b>	<b>8.1</b>	<b>5,932</b>	<b>5,857</b>	<b>-75</b>	<b>-1.3</b>
Distribución de gas natural	-642	-717	-75	11.7	-2,158	-2,030	128	-5.9
Transporte de gas natural	-167	-184	-17	10.2	-504	-541	-36	7.2
Transmisión de electricidad	-97	-113	-16	17.0	-297	-325	-28	9.4
Distribución de electricidad*	-25	-12	13	-51.6	-259	-225	34	-13.2
<b>Total costos</b>	<b>-931</b>	<b>-1,026</b>	<b>-96</b>	<b>10.3</b>	<b>-3,218</b>	<b>-3,120</b>	<b>98</b>	<b>-3.0%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>939</b>	<b>996</b>	<b>56</b>	<b>6.0</b>	<b>2,714</b>	<b>2,737</b>	<b>23</b>	<b>0.9%</b>
Gastos administrativos y de operación*	-281	-285	-4	1.5	-757	-775	-18	2.4%
Otros ingresos (gastos), neto	12	35	23	195.4	44	91	47	107.9%
<b>Resultado de actividades operacionales</b>	<b>670</b>	<b>746</b>	<b>76</b>	<b>11.3</b>	<b>2,001</b>	<b>2,052</b>	<b>52</b>	<b>2.6%</b>
Ingresos financieros	38	41	4	9.5	215	138	-77	-35.9%
Gastos financieros	-360	-335	25	-6.9	-1,126	-1,102	23	-2.1%
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	-6	-59	-53	888.1	170	-156	-326	-192.0%
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	655	574	-81	-12.4	1,711	1,703	-8	-0.5%
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>997</b>	<b>967</b>	<b>-30</b>	<b>-3.0</b>	<b>2,971</b>	<b>2,635</b>	<b>-336</b>	<b>-11.3%</b>
Gasto por impuesto corriente	-164	-168	-5	2.8	-455	-443	12	-2.5%
Gasto por impuesto diferido	-28	50	78	-275.3	-82	77	160	-193.9%
<b>Utilidad neta</b>	<b>805</b>	<b>849</b>	<b>43</b>	<b>5.4</b>	<b>2,434</b>	<b>2,270</b>	<b>-165</b>	<b>-6.8%</b>
Participación Controladora	764	802	38	5.0	2,297	2,138	-159	-6.9%
Participación no Controladora	41	46	5	13.2	138	132	-6	-4.3%

\*En 3T23 se reclasifica Cantalloc como compañía no operativa.

**Tabla N°41 – Estado de Situación Financiera**

COP mM	sep-23	sep-24	Var	Var %
<b>ACTIVOS</b>				
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	1,397	1,664	267	19.1
Inversiones	0	0	0	0.0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1,438	1,627	189	13.1
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	712	796	84	11.8
Inventarios	425	461	36	8.4
Activos por impuestos	349	314	-35	-10.0
Operaciones de coberturas	605	314	-291	-48.1
Otros activos no financieros	117	134	16	14.0
Activos clasificado como mantenidos para la venta	181	0	-181	-100.0
<b>Total activos corrientes</b>	<b>5,225</b>	<b>5,310</b>	<b>85</b>	<b>1.6</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	14,430	14,330	-100	-0.7
Propiedades, planta y equipo	15,884	16,526	642	4.0
Activos por derecho de uso	68	81	13	19.6
Propiedades de inversión	30	187	157	519.9
Inversiones	52	98	46	87.7
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	270	406	136	50.5
Crédito mercantil	566	579	13	2.3
Activos intangibles	7,528	8,020	492	6.5
Activos por impuestos	123	246	123	100.1
Activos por impuestos diferidos	5	0	-5	-100
Otros activos no financieros	0	0	0	9.1
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>38,955</b>	<b>40,472</b>	<b>1,517</b>	<b>3.9</b>
<b>Total activo</b>	<b>44,180</b>	<b>45,782</b>	<b>1,602</b>	<b>3.6</b>
<b>PASIVOS Y PATRIMONIO</b>				
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>				
Obligaciones financieras	2,725	959	-1,766	-64.8
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	1,652	1,999	347	21.0
Obligaciones por arrendamientos	27	22	-5	-20.2
Cuentas por pagar a partes relacionadas	0	0	0	-29.9
Instrumentos financieros derivados de cobertura	370	175	-195	-52.6
Beneficios a empleados	134	134	-1	-0.5
Provisiones	107	101	-6	-5.3
Ingresos recibidos por anticipados	68	109	41	61.1
Pasivo por impuestos	441	407	-34	-7.7
Otros pasivos no financieros	15	16	2	10.5
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>5,540</b>	<b>3,923</b>	<b>-1,616</b>	<b>-29.2</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>				
Obligaciones financieras	15,206	18,692	3,486	22.9
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	68	62	-6	-8.5
Obligaciones por arrendamientos	57	59	2	3.6
Pasivos por impuestos	0	0	0	0.0
Beneficios a empleados	95	109	14	15.1
Provisiones	591	551	-40	-6.7
Ingresos recibidos por anticipados	56	51	-5	-9.1
Pasivos por impuestos diferidos	2,839	2,848	9	0.3
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>18,910</b>	<b>22,372</b>	<b>3,462</b>	<b>18.3</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>24,450</b>	<b>26,296</b>	<b>1,846</b>	<b>7.5</b>
<b>PATRIMONIO</b>				
Capital emitido	492	492	0	0.0
Prima en colocación de acciones	838	838	0	0.0
Reservas	5,693	5,981	288	5.1
Resultados acumulados	7,508	7,348	-160	-2.1
Otro resultado integral	4,573	4,214	-359	-7.8
<b>Total patrimonio de la controladora</b>	<b>19,103</b>	<b>18,872</b>	<b>-231</b>	<b>-1.2</b>
Participación no controlada	627	614	-13	-2.0
<b>Total patrimonio</b>	<b>19,730</b>	<b>19,487</b>	<b>-244</b>	<b>-1.2</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>44,180</b>	<b>45,782</b>	<b>1,602</b>	<b>3.6</b>

**Tabla N°42 – Estado de Flujo de Efectivo**

COP mM	sep-23	sep-24
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:</b>		
Resultado del periodo	2,434	2,270
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:		
Impuesto a las ganancias	537	366
Ingreso por método participación	-1,711	-1,703
Gastos financieros	1,126	1,102
Ingresos financieros	-215	-138
Depreciación y amortización	682	697
Pérdida en venta o baja de activos fijos	15	-7
Deterioro de cuentas por cobrar, neto	21	37
Diferencia en cambio	-183	225
Recuperación de deterioro de activos a largo plazo	0	0
Intereses por arrendamiento	0	0.0
Provisiones (recuperaciones), neto	-11	53
Impuesto a las ganancias pagado	0	0
Baja de activos intangibles	0	0
Terminación contrato de arrendamiento	0	0
	<b>2,695</b>	<b>2,902</b>
<b>Cambios netos en activos y pasivos de la operación</b>		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-287	-163
Inventarios	-119	7
Activos por impuestos	-147	-111
Otros activos no financieros	-37	-45
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-86	-44
Beneficios a empleados	-20	-53
Provisiones	-23	-2
Otros pasivos	45	34
Pasivos por impuestos	151	-30
Pasivos por derechos de uso	0	0
Impuestos pagados	-325	-159
<b>Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación</b>	<b>1,848</b>	<b>2,335</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:</b>		
Capitalización en subordinadas	0	0
Capitalizaciones a empresas asociadas	0	-4
Consideración pagada en la adquisición de negocios conjuntos	0	0
Dividendos recibidos	977	847
Cuentas por cobrar relacionadas	0	0
Producto de la venta de activos fijos	0	0
Intereses recibidos	273	190
Préstamos a partes relacionadas	0	0
Inversiones en activos financieros	60	-6
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-551	-762
Adquisición de activos intangibles	-436	-393
Adquisición de grupo de activos - Transnova	0	0
<b>Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión</b>	<b>322</b>	<b>-130</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:</b>		
Dividendos pagados	-1,195	-1,309
Intereses pagados	-1,028	-1,107
Préstamos recibidos	2,944	973
Pagos por arrendamientos	-27	-37
Préstamos pagados	-2,693	-1,350
Cuentas por pagar relacionadas - asociadas	0	-1
<b>Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación</b>	<b>-2,000</b>	<b>-2,831</b>
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo</b>	<b>170</b>	<b>-626</b>
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	-251	1
<b>EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO</b>	<b>1,478</b>	<b>2,290</b>
<b>EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>	<b>1,397</b>	<b>1,664</b>

## 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.
- 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.
- 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](mailto:ir@geb.com.co)

[www.geb.com.co](http://www.geb.com.co)

[www.grupoenergiabogota.com/inversionistas](http://www.grupoenergiabogota.com/inversionistas)



Grupo Energía Bogotá