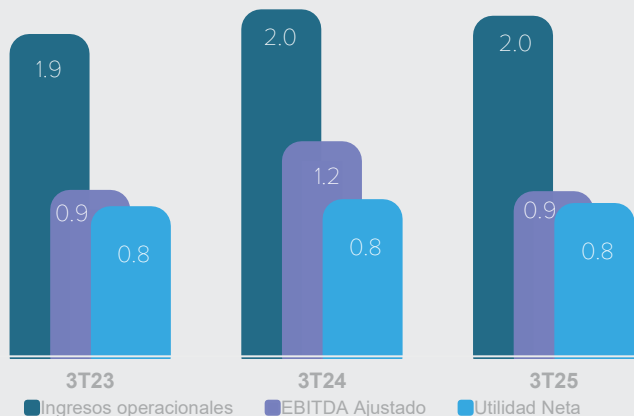




## FINANCIEROS

COP B



### COMPOSICIÓN EBITDA 3T25



190 (54%)  
Transmisión energía



410 (4%)  
Transporte Gas Natural



79 (33%)  
Distribución energía



234 (10%)  
Distribución Gas Natural

COP mM

Dividendo aprobado \$ 238

Rentabilidad por dividendo<sup>1</sup> 9.8%

Ingresos

1,982  
(1.9%) a/a

Utilidad Operacional

577  
(23%) a/a

EBITDA Ajustado<sup>2</sup>

900  
(26%) a/a

Utilidad Neta Controlada

778  
(3%) a/a

Capex orgánico

USD 153 M  
31% a/a

3T  
25

COP mM

## OPERATIVOS

### ENERGÍA

#### TRANSMISIÓN

##### BRASIL

- ARGO

Decreto de dividendos para GEB por BRL 731 M / ~COP 528 mM en octubre

##### GUATEMALA

- CONECTA

Inauguración de la SE GuateOeste, correspondiente al PET-01-2009

### GAS NATURAL

#### DISTRIBUCIÓN

##### PERÚ

- Proyecto de Masificación de Gas Natural – 7 Regiones. Inversión potencial de ~USD 600 M en 10 años
- Moody's mejoró la perspectiva de calificación crediticia de Negativa a Estable, destacando la posición financiera de Cálidda

#### DISTRIBUCIÓN Y GENERACIÓN

##### COLOMBIA

- Enel consolidó recuperación sostenida en operaciones, apalancadas por condiciones hidrológicas favorables. La utilidad neta consolidada fue COP 2.6 B aumentando 14%.
- Enel avanza hacia la fase de operación de los proyectos solares Guayepo III y Atlántico (1GW).

#### TRANSPORTE

##### COLOMBIA

##### TGI

- Potencial regasificadora en La Guajira. Inversión directa: USD 100-150 M, Capacidad: 300 MPCD desde el 1er año (2027)

## SOSTENIBILIDAD



GEB recibió la calificación más alta en su historia en la evaluación CSA de S&P, obteniendo 84 puntos de 100



Forbes Colombia destacó a GEB y TGI como parte de las 50 empresas líderes en Sostenibilidad en 2025 de Colombia

# Informe Periódico de Resultados Trimestrales

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 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](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
Bonos Reg S/144A	5.750% USD Bono 2035	US\$500	SGX	Euroclear & Clearstream

<sup>1</sup> 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> .....	4
<i>Distribución de electricidad:</i> .....	5
Costos operacionales .....	5
<i>Distribución de gas natural:</i> .....	5
<i>Transporte de gas natural:</i> .....	6
<i>Transmisión de electricidad:</i> .....	6
<i>Distribución de electricidad:</i> .....	6
Gastos administrativos y de operación .....	6
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 .....	11
Actualización de Riesgos Estratégicos .....	11
Avances en Prácticas ASG 3T25 .....	13
Dimensión social .....	13
Dimensión ambiental .....	14
Gobierno corporativo .....	14
Actualización Regulatoria durante el 3T25 y Posteriores .....	14
Resultados Compañías Controladas .....	15
Resultados Compañías No Controladas .....	22
Anexo: Estados Financieros Consolidados .....	26
Glosario .....	30

## Resultados Financieros GEB

Grupo Energía Bogotá S.A. ESP (BVC: GEB), es una *holding* de compañías del sector de energía 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 4.8 millones de clientes en distribución de gas natural; además de una infraestructura de más de 22,164 km de redes eléctricas, 5,223 MW de capacidad instalada de generación y 4,328 km de gasoductos incluyendo operaciones controladas y no controladas.

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

En términos generales, las variaciones entre ambos trimestres se explican principalmente por la apreciación promedio del peso colombiano (COP) frente al Dólar estadounidense (USD) en un 2%, frente a la depreciación del 1.5% presentada en el 3T24. A esto se suman efectos relevantes en el resultado neto del ejercicio, derivados de la actualización quinquenal tarifaria en Brasil y de provisiones asociadas a Air-e. Sin embargo, el incremento en los ingresos registrados bajo el método de participación por parte de Enel que, tras dos años de impactos negativos, muestra una recuperación notable, que compensa los efectos ya mencionados, impulsa y mitiga el impacto en el resultado neto.

### Ingresos operacionales

**Tabla N°1- Ingresos por Segmento**

COP mM	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	1,026	983	-44	-4.2	2,891	3,011	120	4.1
Transporte Gas Natural	528	504	-25	-4.6	1,573	1,503	-69	-4.4
Transmisión Electricidad	324	341	17	5.2	945	1,016	71	7.6
Distribución Electricidad	143	156	13	9.0	448	494	46	10.3
<b>Total</b>	<b>2,022</b>	<b>1,983</b>	<b>-39</b>	<b>-1.9</b>	<b>5,857</b>	<b>6,025</b>	<b>168</b>	<b>2.9</b>

Los ingresos operativos presentaron una disminución de 1.9% para el 3T25 frente al mismo periodo del 2024, principalmente por la apreciación del Peso colombiano (COP -16mM). Así mismo, estas variaciones son explicadas por:

#### **Distribución de gas natural:**

**Tabla N°2- Detalle Ingresos por Distribución Gas**

COP mM	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Cálida	953	927	-26	-2.7	2,674	2,795	120	4.5
Contugas	73	55	-18	-24.5	217	217	0	-0.2
<b>Total</b>	<b>1,026</b>	<b>983</b>	<b>-44</b>	<b>-4.2</b>	<b>2,891</b>	<b>3,011</b>	<b>120</b>	<b>4.1</b>

El comportamiento de los ingresos por segmento de distribución de gas natural presentó una caída de 4.2% año a año (3T25 vs 3T24) y un efecto por conversión de COP -20 mM.

- Los ingresos de Cálida presentaron una variación de -2.7% en COP, explicado en gran medida por el efecto de apreciación del COP en los últimos 3 meses. En moneda funcional, los ingresos cayeron 1.1% a/a (USD -2.5 M a/a) debido a:

- i) Menor ingreso por distribución de gas natural: USD -0.9 M a/a, dado el menor volumen facturado en sectores de Generación e Industrial, parcialmente compensado por mayor demanda Residencial, Comercial y GNV, y aumento de tarifa media +0.9% y ii) menores ingresos en USD 2.9 M a/a, principalmente por menor ingreso por ampliación de red USD 4.3 M (*Pass Through*), compensado parcialmente por mayores ingresos por suministro y transporte de gas USD +1.4 M, sin impacto en margen para Cálidda.
- En Contugas, los ingresos disminuyeron 24.5% en COP. Así mismo, en moneda funcional decrecieron 13.4% (USD -1.5 M a/a), explicado por:
  - Menores ingresos principalmente por cliente Tengda (USD 2.3 M), debido a que no se consideran ingresos desde junio 2025 mientras que en el 2024 se consideraba la capacidad contratada de 2 líneas, que fue compensado parcialmente por mayores ingresos en clientes industriales categoría D por USD +0.4 M, sector pesca USD +0.3 M dado el mayor volumen consumido (2.6 millones de m<sup>3</sup> vs 0.05 millones de m<sup>3</sup>) frente al 3T24.

### Transporte de gas natural:

- Los ingresos operacionales de TGI fueron de COP 504 mM en el 3T25 y mostraron una reducción de COP 24 mM, -4.6% respecto al 3T24, principalmente por:
  - Reducción en ingresos regulados: Los cargos fijos por inversión COP 319 mM y AO&M COP 120 mM disminuyeron 4.2% y 7.2% respectivamente frente al 3T24, debido al ajuste en la contratación de transporte por parte de EPM y Vanti, quienes redujeron su demanda estructural en 27,345 KPCD (mil pies cúbicos por día) y 27,624 KPCD respectivamente.
  - Menores ingresos variables: Los cargos variables COP 58 mM bajaron 8.9% a/a por ausencia de despacho térmico y menor uso de contratos con componente variable y desvíos.
  - Lo anterior, parcialmente contrarrestado por crecimiento de 164.5% a/a en ingresos no regulados por +4.3 mM, provenientes de servicios complementarios, impulsados por mayores ingresos por pérdidas operativas de gas COP+1.8 mM, servicio de parqueo COP +1.8 mM y otros rubros COP +0.63 mM.

Para más 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	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Transmisión Colombia	283	292	10	3.4	829	875	46	5.6
Conecta	42	49	7	16.9	116	141	25	21.7
<b>Total</b>	<b>324</b>	<b>341</b>	<b>17</b>	<b>5.2</b>	<b>945</b>	<b>1,016</b>	<b>71</b>	<b>7.6</b>

Los ingresos del segmento de transmisión reflejan un incremento de 5.2% a/a, COP 17 mM, explicado así:

- Los ingresos del negocio de Transmisión Colombia crecieron 3.4%, representados en COP 10 mM, tras el ingreso del proyecto privado Membrillal que no se tenían en 2024; así como

por ingresos de activos de uso que aumentaron COP 1.5 mM (+3% a/a), debido a la variación del IPP con el que se actualiza este segmento.

- Adicionalmente, los ingresos de las filiales en Guatemala alcanzaron un crecimiento de 16.9% en COP; al comparar los ingresos en moneda funcional, el incremento en USD fue de 18.5% en el 3T25 vs 3T24 representados en USD +1.9M reflejando un mayor resultado operacional.
  - TRECSA en su moneda funcional creció 10.3% a/a (USD +0.9M) comparado con el 3T24, por un crecimiento continuo apalancado en la habilitación comercial e incorporación de la Subestación GuateOeste a finales de Julio 2025. Los ingresos que percibe por estos activos son una combinación de Canon y Peaje del Sistema Principal.
  - Por su parte, Transnova creció 105.1% a/a en su moneda funcional (USD +0.9M), comparado con el 3T24. Principalmente por los servicios de propuesta de conexión y Uso asociados a los activos de la subestación San Juan Comalapa.

### Distribución de electricidad:

- Los ingresos del Grupo Dunas<sup>2</sup> durante el trimestre crecieron 9%. En su moneda funcional (PEN), aumentaron +6.1% a/a, representados en PEN +8.0 M, impulsados principalmente por mayores ingresos por servicios de distribución de energía (PEN + 7.5 M) debido al mayor volumen de energía distribuida a clientes regulados de baja tensión y por el uso de redes por terceros. También, por mayores ingresos por modulación (PEN +1.0 M).

## Costos operacionales

**Tabla N°4 - Costos por Segmento**

COP mM	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	717	694	-23	-3.2	2,030	2,090	60	3.0
Transporte Gas Natural	184	195	11	5.9	541	596	56	10.3
Transmisión Electricidad	113	121	8	6.6	325	364	39	12.1
Distribución Electricidad	37	86	48	128.9	225	268	43	19.0
<b>Total</b>	<b>1,052</b>	<b>1,095</b>	<b>44</b>	<b>4.2</b>	<b>3,120</b>	<b>3,317</b>	<b>197</b>	<b>6.3</b>

Los costos operacionales crecieron 4.2% (COP 44 mM), durante el 3T25 se presentó un efecto por conversión de +14mM. A continuación explicamos cada uno de los segmentos a mayor detalle:

### Distribución de gas natural:

- Los costos del segmento disminuyeron 3.2% en COP principalmente por:
  - Para Cálidda debido a menores costos relacionados con el servicio de transporte de gas e instalaciones internas. En moneda funcional cayeron 1.2% a/a (USD -2.0 M a/a).
  - Los costos de Contugas crecieron +15.6% (USD 1.1 M) principalmente por Mayores costos *pass through* de suministro y transporte derivados de un mayor volumen consumido.

<sup>2</sup> Incluye Dunas Energía, Electro Dunas y PPC

### Transporte de gas natural:

- Los costos operacionales aumentan COP 10.8 mM (+5.9%) trimestralmente por:
  - Incremento por servicios y mantenimiento: Aumentaron los servicios profesionales (COP +4.9 mM; +20%) por mayor ejecución en ingeniería y diagnóstico ambiental, y los costos de mantenimiento (COP +9.5 mM; +95.9%) por mayor consumo de gas de reposición, compensados parcialmente por menor uso de servicios de terceros.
  - Compensado parcialmente por la disminución en impuestos, tasas y contribuciones: en COP 1.5 mM; -46.1% por ausencia de costos asociados a conversiones de vehículos GNV, mientras que las depreciaciones y amortizaciones crecieron COP +4.9 mM; +4.9% por mayor depreciación de activos y pasivos por derecho de uso.
  - Reducción en otros costos: Se registró una caída de COP 7.0mM (-15.2%) en rubros como gas combustible y gestión ambiental, parcialmente compensada por mayores costos en seguros todo riesgo COP +0.6 mM y actividades de relacionamiento comunitario.

Para más 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 aumentan +6.6% a/a (COP 8.0 mM) principalmente por:

- Los costos de Transmisión Colombia crecieron principalmente por aumento en la cuenta de contribuciones (COP +2.5 mM), costo por servicios personales (COP +2.4 mM) e incrementos en mantenimiento y operación por COP +2.1 mM.
- Los costos de Conecta en su moneda funcional decrecieron USD 0.23M -16.5% a/a) comparado con el 3T24, principalmente por política de austeridad y priorización de mantenimiento de Subestaciones y Líneas de Transmisión.

### Distribución de electricidad:

- Los costos en Grupo Dunas revelados en COP tuvieron una variación de +129%, debido al efecto contable en 3T24 sobre costos por contratos de servicios, los anteriores fueron normalizados en el 4T24.

## Gastos administrativos y de operación

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

COP mM	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	104	120	15	14.6	267	323	56	20.9
Transporte Gas Natural	49	42	-8	-15.5	154	139	-15	-9.8
Transmisión Electricidad	17	54	38	225.9	60	187	127	211.5
Distribución Electricidad	17	25	7	43.3	51	55	4	8.3
Corporativo	56	77	21	37.1	188	217	29	15.2
Otros	16	14	-1	-9.5	55	63	8	14.0
<b>Total</b>	<b>260</b>	<b>332</b>	<b>72</b>	<b>27.8</b>	<b>775</b>	<b>984</b>	<b>208</b>	<b>26.9</b>

El aumento de COP 72 mM (+27.8% a/a) en gastos administrativos durante el trimestre es explicado principalmente por:

- El segmento de distribución de gas tuvo un incremento de 14.6%, representado en COP +15 mM.
  - Cálidda, presentó un aumento de sus gastos consolidados en moneda funcional de +9.6% a/a (USD +2.2 M), explicado por mayor necesidad de atender a la base de clientes más amplia, 127,619 usuarios adicionales conectados a/a; totalizando 2.06 millones de clientes al 3T25 vs 1.9 M de clientes frente al 3T24. También por atender la mayor red de distribución, que adicionó 896 km llegando a 18,840 km de red en el 3T25 vs 17,944 km al 3T24, incrementando +5.0% a/a.  
En Contugas, el aumento en los gastos administrativos y de operación, es debido principalmente a mayor provisión del cliente Tengda por USD 2.1 M.
- En el segmento de transporte de gas (TGI), los gastos operacionales disminuyeron 15.5% (COP -8 mM), principalmente por menores costos en servicios personales (COP -0.6 mM), por menores gastos en salarios, indemnizaciones y bonificaciones, servicios informáticos (COP -2.3 mM) y honorarios (COP -4.0 mM). Este efecto se compensó parcialmente con un aumento en depreciaciones (COP +5.0 mM) y menores provisiones de glosas de remitentes (COP -2.5 mM). Además, el neto de otros ingresos/gastos creció COP +1.6 mM (+145.6%) por la recuperación de provisiones, contribuyendo positivamente al resultado final.
- En cuanto al segmento de transmisión de electricidad, los gastos incrementan 225.9% (COP 38 mM), debido a:
  - Incremento en la provisión de deudores en la línea de transmisión Colombia por la cartera de Air-e por COP 34.8 mM, con lo cual al corte de septiembre acumula un monto de COP 129mM.
- En el segmento Corporativo, se presenta un aumento de 37.1%, representados en COP +21mM, principalmente por el efecto presentado en 3T24 de la reversión de costos amortizados de crédito a empleados por COP 9.0 mM e impuestos por industria y comercio por COP 8.0 mM, debido al pago anticipado de Vanti de sus dividendos.
- Por el lado del segmento de distribución de electricidad, incrementan 43.3% (COP +7 mM), corresponde a mayor gasto de actividades de servicios comerciales, lectura, facturación y servicios de mantenimiento; adicionalmente se presentó un mayor efecto por conversión de COP 1.0 mM.

## Otros ingresos (gastos) netos

El saldo neto de esta cuenta revela un ingreso por COP 20.7 mM, decreciendo 41% a/a, principalmente por menores recuperaciones y menores otros ingresos frente al mismo periodo del 2024 (3T24).

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

Tabla N°6 - EBITDA ajustado por compañía

COP mM	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
TGI	429	410	-19	-4.3	1,282	1,198	-85	-6.6
Cálidda	234	223	-11	-4.7	640	693	53	8.2
Transmisión Colombia	168	133	-35	-20.7	467	435	-32	-6.9
Dunas	116	79	-38	-32.5	246	238	-8	-3.3
Contugas	26	11	-15	-58.8	73	70	-3	-4.3
Conecta	34	56	21	62.2	92	133	41	44.2
Gebbras	-0.4	1.4	2	424.2	-2	2	4	-181.4
Otros	-12.0	-13	-1	-11.4	-35	-29	6	-16.3
<b>Total controladas</b>	<b>995</b>	<b>900</b>	<b>-96</b>	<b>-9.6</b>	<b>2,765</b>	<b>2,739</b>	<b>-25</b>	<b>-0.9</b>
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	213	0	-213	-100.0	215	153	-63	-29.1
<b>Total Asociadas</b>	<b>213</b>	<b>0</b>	<b>-213</b>	<b>-100.0</b>	<b>1,430</b>	<b>1,542</b>	<b>112</b>	<b>7.8</b>
<b>Total</b>	<b>1,208</b>	<b>900</b>	<b>-309</b>	<b>-25.5</b>	<b>4,195</b>	<b>4,281</b>	<b>86</b>	<b>2.1</b>

El EBITDA consolidado ajustado del 3T25 disminuye 25.5% frente al 3T24, principalmente por la contribución que tuvo Argo en el 2024 referente a compañías asociadas. El EBITDA de las compañías controladas representa el 64% del EBITDA ajustado 9M y el restante 36% corresponde a la contribución de las asociadas.

- En Dunas, el EBITDA disminuyó en COP 38 mM (-32.5%), principalmente por incremento en los costos de COP 45 mM, debido a que en 3T24 no se reconocieron costos por contratos de servicios. Este fue un efecto contable que fue normalizado en el 4T24. Sin el anterior efecto, los costos de Distribución habrían crecido 15 mM o 21% a/a, de los cuales el efecto por conversión son 5 mM.
- En Transmisión Colombia, la contribución al EBITDA consolidado cae COP 35 mM (-20.7%) incluyendo efectos del Corporativo, principalmente por mayores costos y gastos de COP 31 mM (23.9%), por ajuste en el cálculo del costo amortizado de los créditos de vivienda otorgados a empleados en 3T24 (COP 13 mM), mayor impuesto de industria y comercio (COP 8 mM), mayores retenciones en la fuente del exterior (COP 2 mM), mayores costos de contribuciones (COP 2.5 mM) y mayores costos de mantenimiento (COP 2 mM). Aislado los efectos del Corporativo, y el del ajuste del costo amortizado de los créditos de vivienda, el EBITDA del negocio de Transmisión en Colombia creció COP 4 mM (+2,1%).
- En TGI, el EBITDA disminuyó COP 19 mM (-4.3%), explicado por una reducción en los ingresos operacionales de COP 25 mM (-4.6%), compensada por un incremento de COP 5 mM en los ingresos financieros por mayores saldos en caja, y una disminución neta en costos y gastos de COP 1 mM (-0.6%).

- En Contugas, el EBITDA disminuyó COP 15 mM (-58.8%), por menores ingresos de COP 17 mM (-24.5%) debido principalmente al cese de facturación al cliente Tengda.
- En Cálidda, la contribución al EBITDA consolidado cae COP 11 mM (-4.7%), de los cuales COP 3 mM se deben al efecto por conversión y al menor servicio de transporte de gas. Los ingresos operacionales y otros ingresos caen COP 18 mM (-3.3%), y se compensan por una disminución neta en costos y gastos de COP 12 mM (-3.2%).
- En Guatemala, el EBITDA aumentó COP 21 mM (62.2%), principalmente por mayores ingresos dada la habilitación comercial e incorporación de nuevos activos.
- El aporte de Argo al EBITDA consolidado cae COP 213 mM (-100%) con motivo del decreto de dividendos realizado en 3T24 vs 3T25.

## Ingreso (Gasto) Financiero neto

En el 3T25 las actividades financieras netas (obligaciones e inversiones) presentan un aumento del gasto en 2% representados en COP 5.5 mM. Principalmente por el desembolso de nuevos créditos a nivel de GEB, explicados en la sección de perfil de deuda.

## Diferencia en Cambio

Para el 3T25, la diferencia en cambio presenta una variación de COP 178 mM, debido a la apreciación del Peso colombiano del 4.1%, frente a una devaluación del 3T24 del (0.4%) principalmente por mayores ingresos de diferencia en cambio en las obligaciones financieras en moneda extranjera de GEB en \$269 mM compensado por mayores gastos de inversiones de tesorería y otras cuentas por cobrar en moneda en extranjera en \$91 mM.

## Método de Participación

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

COP mM	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Enel Colombia	296	381	85	28.6	923	1,036	113	12.2
CTM	76	49	-28	-36.0	154	134	-20	-13.1
Vanti	35	33	-2	-6.2	100	113	13	12.8
REP	42	38	-4	-10.4	102	105	3	3.3
Promigas	35	47	11	31.5	130	136	6	4.6
Argo	60	26	-34	-56.3	191	160	-30	-16.0
Gebbras	26	-1	-27	-104.2	99	73	-26	-25.9
Otros	3,1	3	0	-15.4	4,2	7.2	3	72.1
<b>Total</b>	<b>574</b>	<b>575</b>	<b>1</b>	<b>0.1</b>	<b>1,703</b>	<b>1,765</b>	<b>62</b>	<b>3.6</b>

El método de participación patrimonial (MPP) presenta un incremento de COP +1 mM a/a, como resultado de: i) Enel Colombia, registró mejores resultados por menores compras de energía en bolsa y normalización de los precios de energía en bolsa. Sin embargo, en ii) ISA Perú presentó una caída de COP 32 mM debido a que en el 3T24 se realizó un ajuste en la provisión de mantenimientos mayores. iii) Argo y Gebbras que tuvieron una caída de COP 61mM, principalmente por el método de participación de Argeb, donde hubo revisiones tarifarias en las SPEs de Argo V, VI y VII, generando menores ingresos en estas concesiones.

## Utilidad neta

La Utilidad neta para el 3T25 fue de COP 825 mM, decreciendo -2.8% (COP -23.4 mM a/a), principalmente por la provisión de cartera de Air-e y el ajuste tarifario en Argo V, VI y VII. Parcialmente contrarrestado por un ingreso de diferencia en cambio, efecto de la apreciación del COP frente al USD de 2% y por mejores resultados operacionales de ENEL.

## Perfil de la deuda

**Tabla N°8 - Perfil de la deuda**

USD M	2025	26	27	28	29	+30
Vencimiento	121	196	1,121	1,003	212	2,364
<b>Total</b>	<b>5,015</b>					

Valores nominales

- GEB: En julio de 2025, se suscribió un crédito interno con BBVA por COP 500mM, a 3 años, con amortización bullet y tasa IBR + 2.30%, destinado a financiar CAPEX. Además, en septiembre se prepagaron COP 50 mil millones del crédito con Bancolombia, quedando un saldo de COP 150 mil millones con vencimiento en diciembre de 2025.
- TGI: Gracias a una sólida posición de caja, el 19 de septiembre de 2025, se prepagaron COP 50 mM del crédito Club Deal. El nuevo saldo de esta obligación es de COP 771 mM.
- Cálidda: El 15 de agosto de 2025 suscribió un A/B loan con la CAF hasta por USD 500 M con plazo de 5 años, amortización al vencimiento y tasa de interés de SOFR 6M +1.65%. Los recursos serán destinados para refinanciar deuda existente y financiar parcialmente el Capex de la compañía. Al 30 de septiembre de 2025, se han desembolsado USD 395 M, prepagando crédito sindicado de USD 350 M con vencimiento diciembre de 2026.
- Trecca: El 9 de septiembre de 2025 se realizó la primera colocación privada (*Private Placement*) del Grupo empresarial, bajo el formato 4(a)(2), por USD 110 M a 10 años para refinanciación de obligaciones de la compañía. Esta operación cuenta con garantía corporativa del GEB, amortización de capital al vencimiento y tasa cupón de 6.58%.

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

COP mM	3T24	3T25	Var \$	Var %
EBITDA UDM	5,001	5,181	180	3.6
Deuda total neta	17,987	18,103	117	0.6
Deuda total bruta	19,651	19,525	-127	-0.6
Gastos financieros neto UDM	1,067	1,046	-21	-2.0
Deuda total neta / EBITDA	3.60x	3.49x	-10 pp	
EBITDA / Gastos financieros neto	4.69x	4.95x	27 pp	

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

La composición por moneda en pesos (COP) se mantuvo frente al trimestre anterior en 33% para el 3T25, 64% está concentrado en USD y 3% en PEN. En términos de tasa de interés (tasa variable vs tasa fija) la composición se mantuvo en (66%/34%), de la cual 36% se concentra en SOFR, 21% en IBR y 9% en IPC. El GEB concentra el 50% del total de la deuda mientras que Cálidda concentra el 19% y TGI el 16%.

## CAPEX

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

USD M	9M24	9M25	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2025P - 2029P
Cálidda	84	71	93	50	9	9	7	168
Transmisión Colombia	183	244	262	232	172	56	56	777
TGI	18	40	74	93	98	110	43	419
Conecta	10	9,6	12	8	2	1	16	39
Contugas	6	2,3	4	1	1	14	12	32
Grupo Dunas	24	7,1	34	26	19	13	13	105
Transnova	3	9,4	13	38	19	20	17	106
Adquisiciones	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>328</b>	<b>383</b>	<b>492</b>	<b>448</b>	<b>321</b>	<b>223</b>	<b>163</b>	<b>1,647</b>

El CAPEX orgánico ejecutado a septiembre de 2025 ascendió a USD 383M vs a USD 328M en el mismo periodo 2024, aumentando 16.7% a/a, principalmente por: i) Mayor ejecución en las inversiones de transmisión, Colectora, Refuerzo Suroccidental, Sogamoso Norte, Chivor II-Norte y Segundo Circuito Colectora; ii) Ejecución en Cálidda destinada a la distribución de redes; iii) Ejecución y mantenimiento en transporte de gas, IPAT's, térmicas, GNV, Industrias y proyectos base, plantas y ductos.

La proyección de CAPEX de 5 años asciende a USD 1.6 mM, en donde los segmentos de Transmisión Colombia y Transporte de Gas lideran las inversiones proyectadas, representando el 81% del total, seguido por Cálidda con el 19%. En el caso de Transmisión Colombia, dichas inversiones están concentradas en los proyectos Colectora, Sogamoso Norte, Chivor II-Norte, Refuerzo Suroccidental, Segundo Circuito Colectora y privados; a nivel de TGI la proyección se concentra en los proyectos IPAT's en curso y mantenimiento.

## Actualización Riesgo de Mercado

Durante el 3T25 no se evidenciaron cambios cualitativos o cuantitativos materiales en el riesgo de mercado.

Es relevante mencionar que GEB enfrenta exposición cambiaria por operar en múltiples monedas distintas al COP, lo que genera una diversificación natural del riesgo. Esta diversificación se refleja en una correlación inferior al 100% entre las tasas de cambio USD-COP, USD-BRL y USD-PEN, lo que contribuye a mitigar el riesgo consolidado mediante el VaR correlacionado. Adicionalmente, el GEB utiliza coberturas naturales y financieras para reducir el impacto de la volatilidad cambiaria, y evalúa constantemente nuevas estrategias de cobertura para mitigar riesgos tanto de corto como de largo plazo.

## Actualización de Riesgos Estratégicos

Durante el 3T25 se reportó la materialización de los siguientes riesgos estratégicos:

- **Enlaza:** se mantienen los impactos de la materialización del riesgo R8: Incumplimiento del Plan de Negocios por la intervención de la SSPD a AIR-e, impacto económico causado por las obligaciones vencidas de Air-e por concepto de cuentas facturadas por el LAC y el cubrimiento de sus garantías, acumulando a la fecha una cartera post- intervención total de COP 129,270 M (acumulado GEB: COP 85,520 M; ENLAZA: COP 43,750 M)

### Acciones realizadas:

- Seguimiento permanente a la liquidación de cuentas efectuada por XM.
  - Se adelantaron las acciones ante la Fiduciaria de Air-e para el reclamo de los pagarés por los valores certificados por XM (Resolución CREG 031-21). Se adelantarán las acciones administrativas para que GEB y Enlaza presenten sus acreencias en el proceso de administración o de liquidación según se defina por parte de la SSP.
  - Discusiones gremiales (ANDESCO) para avanzar en estrategias conjuntas tanto jurídicas como de relacionamiento.
  - Interposición de acciones judiciales contra la resolución 40307 del MME.
  - 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.
  - Intervención en distintos asuntos judiciales asociados a la situación del sector (acción popular por subsidios, tutela para lograr la declaratoria del Estado de Cosas Inconstitucional, acción popular por demoras en trámites ambientales).
- TGI: Se mantiene la materialización del riesgo Cambios Regulatorios y Normativos frente a la remuneración del servicio por expediente tarifario. La CREG expidió resolución de cargos para TGI Res. CREG 502163 de 2025, la cual fue notificada a TGI el 21 de agosto de 2025 y recurrida por la empresa el 28 de agosto por diferencias en temas clave como la demanda, inversiones y gastos de AO&M.

### Acciones realizadas:

- Ingresos incrementales por contratación adicional de transporte (COP 108.8 M a sep). A fin de año se proyectan COP 38.6 M adicionales
- Ahorros y eficiencias de opex (COP 44.5 M a sep)
- Reducción del saldo en la deuda (- gastos financiero) Prepago de COP 50 mM durante el 3T25.
- Seguimiento exhaustivo y reuniones permanentes con la CREG, MME y DNP para enfatizar impactos y lograr agilizar proceso.
- Disposición de un equipo calificado para realizar la revisión de cargos y tarifas y argumentar la posición de TGI sobre el particular.
- Se solicitó nuevamente la agregación al sistema de estampillamiento de TGI.

Se reporta la materialización del riesgo de Interrupción en la Continuidad de las Funciones Críticas del Negocio por:

- Emergencia 1. Gasoducto Villavicencio – Usme (Estaqueca – Quetame): Rotura de gasoducto originada por esfuerzos sobre la tubería. Suspensión servicio del 14 – 26 sep, afectando a Vanti y Llanogas.  
Impactos: Reparación COP 2.5 M. Lucro cesante COP 1.3 M.
- Emergencia 2. gasoducto Cusiana - Miraflores: Fuga de gas por presencia de grieta originada por movimiento del terreno. Suspensión servicio a Orensa Páez (2 – 3 Oct) y al municipio de Páez (3 – 4 Oct) , afectando a Enercer.  
Impactos: Reparación COP 0.58 M

### Acciones realizadas:

- Maniobra operativa para minimizar suspensión y mantener entrega aguas abajo (gas en contraflujo desde Usme).
- Activación Plan de Gestión de Riesgos.
- Plan de comunicaciones con autoridades locales y remitentes de la zona.
- Activación póliza Todo Riesgo y Daño Material.
- Maniobras operativas para minimizar suspensión y mantener entrega a demás municipios aguas abajo (Desviar la capacidad de transporte hacia el Loop).
- Se activaron el Plan de Gestión de Riesgos y el Procedimiento de Contratación por Emergencias.

## Avances en Prácticas ASG 3T25

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 2025:

- El GEB recibió la calificación del CSA de S&P 2025, obteniendo 84 puntos, la calificación más alta que ha tenido el GEB desde que participa en esta evaluación, lo cual destaca su gestión robusta y responsable en asuntos ASG.
- GEB y TGI fueron destacadas por Forbes Colombia como parte de las 50 empresas líderes en Sostenibilidad en 2025 de Colombia.
- El GEB lideró la tercera jornada académica sobre Servicios Públicos y Derechos Humanos realizada en Cali, un espacio de reflexión y dialogo que fortalece el compromiso con las comunidades y visibiliza la importancia de la energía como habilitador de desarrollo local y de bienestar social.

### Dimensión social

- En Enlaza se han ejecutado más de 200 iniciativas sociales en el marco de las consultas previas del Proyecto Colectora, y actualmente se encuentran en ejecución 118, se realizaron más de 6,600 actividades de relacionamiento en los territorios, 11 consultas previas; donde se entregaron 44 iniciativas sociales y 79 están en ejecución, beneficiando así más de 24,000 personas. Adicionalmente, se han concertado 26 acuerdos de reasentamiento de un total de 35 planeados.
- TGI conectó a 471 hogares a gas natural en el municipio de Miraflores en Boyacá, mejorando así su calidad de vida y bienestar. Con este hito, a corte de septiembre, TGI ha alcanzado 1,700 conexiones de 3,000 planeadas en 2025.
- A nivel de Cálidda 5,600 personas han sido beneficiadas a través de "Comedores Cálidda". Este programa busca conectar a gas natural a los comedores de Lima y Callao y capacitar a sus socias generando ahorros en su consumo y mejorando su calidad de vida.
- GEB realizó la primera jornada de Reciclación, iniciativa que promueve la entrega de residuos reciclables, eléctricos y electrónicos por parte de los colaboradores del GEB en Colombia y que beneficia a la Fundación Sanar, que brindar acompañamiento integral a niños, niñas, adolescentes con cáncer, y a sus familias. Se tenía una meta de recolectar 50 kg y se recolectaron 124 kg de residuos.

## Dimensión ambiental

- TGI certificó 16 sedes en eficiencia energética bajo la ISO 50.001 por Bureau Veritas.
- En el tercer trimestre el GEB y sus filiales consumieron 375,727 kwh provenientes de fuentes de energía renovable. Además, se aprovecharon / reusaron 137 toneladas de residuos. Estos indicadores contribuyen a disminuir la huella de carbono y fortalecer la gestión ambiental.

## Gobierno corporativo

- En septiembre se realizó el primer Encuentro Jurídico Regional del GEB, con más de 70 abogados de Colombia, Perú y Guatemala, en alianza con la Universidad Externado de Colombia. El evento promovió el aprendizaje, la reflexión jurídica y el fortalecimiento de la colaboración regional, abordando temas clave como el gobierno corporativo de las empresas públicas y el rol del Estado como regulador de los servicios públicos en el derecho comparado, y los desafíos que enfrentan empresas del sector y el estado en su rol como accionista. Esta iniciativa reafirma el compromiso del GEB con la excelencia técnica, la gestión del conocimiento y la integración regional desde una perspectiva jurídica estratégica.
- Reafirmando su compromiso con las buenas prácticas, la transparencia y la sostenibilidad El GEB adoptó al español las Directrices de la OCDE sobre Gobierno Corporativo de Empresas Públicas, esta iniciativa busca facilitar su apropiación en el contexto latinoamericano y fortalecer la cultura corporativa en el sector público empresarial.

## Actualización Regulatoria 3T25

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	CREG 101 079-2025	Por la cual se fija la oportunidad para llevar a cabo la subasta de asignación de las obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2029 y el 30 de noviembre de 2030 y se modifican otras disposiciones	Generación EE	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 101 082-2025	Por la cual se modifica la Resolución CREG 101 067 de 2024	Generación EE	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 701 103-2025	Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías en el Sistema Interconectado Nacional	Varios EE	Proyecto	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 701 099-2025	Por la cual se establecen disposiciones para aumentar la fortaleza de la red en el Sistema Interconectado Nacional	Transmisión EE	Proyecto	<a href="#">Ver más</a>
	Decreto 0972 2025	Por el cual se adiciona la Sección 4C al Capítulo 2 del Título 111 Sector de Energía Eléctrica de la Parte 2 del Libro 2 del Decreto número 1073 de 2015, que habilita el desarrollo de la energía solar como fuente de autogeneración para los usuarios de los estratos 1, 2 Y 3 del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de las Zonas No Interconectadas (ZNI) como una alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad y crea el Programa Colombia Solar.	Varios EE	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	Resolución MME 40379 2025	Por la cual se definen las reglas, requisitos y obligaciones habilitantes para que los autogeneradores y productores marginales utilicen las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y puedan entregar sus excedentes y/o consumir la energía que producen en sitios diferentes a los de producción y se dictan otras disposiciones	Varios EE	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>

Perú	Osinerghin N° 144-2025-OS/CD	Resolución de Consejo Directivo con la que se dispone la publicación en la página web de Osinerghin del proyecto de "Metodología para Fijar las Características y el Número de Sectores de Distribución Típicos"	Distribución EE	Proyecto	<a href="#">Ver más</a>
	Osinerghin N° 145-2025-OS/CD	Resolución de Consejo Directivo con la que se dispone la publicación en la página web de Osinerghin del Informe Técnico que contiene el Proyecto de Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución	Distribución EE	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	Osinerghin N° 150-2025-OS/CD	Resolución de Consejo Directivo que aprueba los costos administrativos incurridos por Gas Natural de Lima y Callao S.A. con motivo de la implementación del FISE en el marco del Programa de Promoción de Nuevos Suministros Residenciales de Gas Natural correspondientes al periodo comprendido del 01 de febrero de 2023 al 30 de abril de 202	Distribución GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>

## Resultados Compañías Controladas

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

COP mM	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Ingresos	282	292	10	3.5	829	875	46	5.6
Utilidad Bruta	189	189	0	0.1	555	564	8	1.5
EBITDA	209	219	10	4.9	595	637	42	7.1
Margen EBITDA	74%	75%	1.0 pp		72%	73%	1.0 pp	
Utilidad Operacional	185	70	-116	-62.4	523	411	-111	-21.3

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

COP mM	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Activos de Uso	53	54	1	2.8	157	164	6	4.1
Activos de Convocatoria	174	175	1	0.4	506	533	27	5.4
Proyectos Privados	9	14	5	58.5	29	33	4	14.3
Contribuciones	35	37	2	5.7	102	110	7	7.3
<b>Total</b>	<b>271</b>	<b>281</b>	<b>9</b>	<b>3.5</b>	<b>794</b>	<b>840</b>	<b>45</b>	<b>5.7</b>

**Tabla N°13 - Panorámica general GEB Transmisión**

	3T25
Disponibilidad de la infraestructura	100.0%
Compensación por indisponibilidad	0.01%
Cumplimiento programa mantenimiento	100.0%
Participación en la actividad de transmisión	20.4%

### Proyectos:

- UPME 06–2017 – S/E Colectora y líneas Colectora–Cuestecitas–La Loma (500 kV)
  - Adjudicación: 16 feb 2018
  - Nueva fecha operación: 22 abr 2026 (tras prórroga MME No. 40325 de jul 2025, +274 días)
  - Avance total: 68% al 30 sep 2025
  - Tramo Colectora–Cuestecitas: 51% torres cimentadas, 20% montadas
  - Tramo Cuestecitas–La Loma: 100% cimentadas, 98% montadas, 89% tendido
  - Ingresos desde: dic 2022

- UPME 01–2013 – Sogamoso–Norte–Nueva Esperanza (500 kV)
  - Adjudicación: 7 may 2014
  - Fecha operación: 13 abr 2026
  - Avance: 65% al 30 sep 2025
  - Torres: 519 cimentadas (61%), 425 montadas (50%), 31 km tendido (8%)
  - Licencia ambiental: tres modificaciones suspendidas (pendientes de respuesta MinAmbiente y CAS)
  - Ingresos desde: oct 2017
- UPME 03–2010 – Subestaciones Chivor II, Norte, Bacatá (230 kV)
  - Adjudicación: 16 abr 2013
  - Nueva fecha operación: 31 may 2026 (+243 días desde 30 sep 2025)
  - Avance: 78% al sep 2025
  - Torres: 266 cimentadas (73%), 263 montadas (72%), 47 km tendido (29%)
  - Licencia ambiental: dos modificaciones suspendidas
  - Ingresos desde: nov 2015
- UPME 04–2014 – Refuerzo Suroccidental (500 kV)
  - Adjudicación: 12 feb 2015
  - Fecha operación: 5 abr 2026
  - Avance total: 85% al 30 sep 2025
  - Tramo II (La Virginia–Alfárez): 32 torres cimentadas (7%)
  - Tramo III (Alfárez–San Marcos): construcción 100%, pruebas para operación en 2S-2025
  - Ingresos desde: sep 2018
- UPME 10–2019 – Línea Río Córdoba–Bonda (TERMOCOL) 220 kV
  - Adjudicación: 11 ago 2020
  - Fecha operación: 25 oct 2025 (+91 días desde 26 jul 2025)
  - Avance: 95% al 30 sep 2025
  - Obras: 45 cimentaciones (100%), 40 torres montadas (89%), 8 km tendido (28%)
  - Ingresos desde: dic 2023
- UPME 01–2022 – Subestación Huila 230 kV
  - Adjudicación: 29 sep 2023
  - Fecha operación: 31 ago 2026
  - Avance: 18% al sep 2025
  - Licencia ambiental: otorgada por ANLA (Res. 002036 del 10 sep 2025, en firme 26 sep 2025)
  - UPME 05–2023 – Tercer Transformador Bolívar
    - Fecha operación: 30 jun 2026
    - Avance: 21% al sep 2025
    - Gestión ambiental: cambio menor radicado ante ANLA (6 ago 2025)
    - Acta de inicio: firmada el 30 sep 2025 con aliado para obras civiles y montaje.

**Tabla N°14 - Estatus Proyectos**

	Avance	Ingreso Anual Esperado (USD M)	Fecha Oficial Puesta en Operación(*)
<b>Proyectos UPME</b>			
Chivor II 230 kV	78%	5.5	2T26
Sogamoso Norte 500 kV	65%	21.1	2T26
Refuerzo Suroccidental 500 kV	85%	24.4	2T26
Colectora 500 kV	68%	21.5	2T26
Río Córdoba-Bonda 220kV	95%	1.2	4T25
Huila 230 kV	18%	1.9	3T26
Tercer transformador Bolívar	21%	1.6	2T26
<b>TOTAL</b>		<b>77.2</b>	
<b>Proyectos Privados</b>		<b>8.0</b>	

\*No incluye las prórrogas que se puedan generar posteriormente


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

COP mM	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Ingresos	528	504	-25	-4.65	1,573	1,503	-69	-4.42
Utilidad operacional	296	265	-32	-10.67	906	764	-142	-15.67
EBITDA	419	391	-29	-6.81	1,239	1,143	-97	-7.79
Margen EBITDA	79.4%	77.6%	-1.8 pp		78.8%	76.0%	-2.8 pp	
Utilidad neta	117	107	-10	-8.41	355	315	-40	-11.21
Deuda neta / EBITDA	0.0x	1.7x	1.7x					
EBITDA / Gastos financieros	3.0x	3.7x	0.7x					

Calificación crediticia internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Ago. 22 | 25:

BBB, negativo

Moody's – Calificación Bono – Jan. 29 | 25:

Baa3, estable

- En el 3T25, los sectores residencial e industrial concentraron el 92.6% de los ingresos, destacándose el sector residencial como el de mayor crecimiento absoluto con un aumento de COP 61.7 mM (+17.3%), al pasar de COP 357.6 mM en el 3T24 a COP 419.3 mM en el 3T25. El sector refinera también registró incremento de COP 1.8 mM (+26.9%), mientras que los sectores: industrial, GNV, comercial, térmico y petroquímico presentaron caídas de -54.2%, -64.0%, -14.0%, -77.9% y -100.0% respectivamente, equivalentes a COP -41.9 mM, COP -13.4 mM, COP -2.0 mM, COP -36.1 mM y COP -146 M

Para más 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	3T25
Volumen transportado – Promedio Mpcd	493	448
Capacidad contratada en firme – Mpcd	660	604

- En el 3T25 la disponibilidad fue del 99.94 %, debido al evento de fuerza mayor del tramo Apiay – Usme; adicionalmente, se presentó una disminución del factor de uso de -0.9% con respecto al mismo período del 2024 ocasionado principalmente por la disminución en el consumo térmico.
- Respecto al volumen por transportador, en el 3T25 se observó una disminución del 9.1% en el volumen transportado promedio día por TGI respecto al 3T24 y en el total del sector la reducción fue del 9.0%. En cuanto al volumen total transportado en la red de gasoductos a nivel nacional, en el 3T25 TGI transportó 447.8 MPCD que equivalen a una participación del 51.2%, la cual es inferior en 0.1% a la participación del 51.3% que tenía TGI en el 3T24.
- Las inversiones del portafolio de proyectos durante el 3T25 corresponden a COP 15.7 mM, presentando un aumento de COP 1.0 mM vs 3T24, principalmente por el avance en la ejecución en el tercer trimestre del 2025 de las actividades de los Proyectos IPAT Ampliación de capacidad Mariquita – Gualanday y Ampliación de Capacidad Ramal Jamundí.


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

USD M	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Ingresos	234	232	-2	-1.1	674	679	5	0.7
Utilidad bruta	73	72	0	-0.7	292	216	-76	-26.0
EBITDA	64	63	-1	-1.7	207	194	-14	-6.6
Margen EBITDA - Ingresos	27.4%	27.2%	-0.2 pp		30.8%	28.5%	-2.2 pp	
Utilidad neta	28	85	56	199.1	83	167	84.4	102.0
Deuda neta / EBITDA	3.8x	3.7x	-0.1x		0.0x	0.0x	0.0x	
EBITDA / Gastos financieros	7.3x	6.3x	-1.0x		0.0x	0.0x	0.0x	

- Menores gastos financieros (USD -3.8 M a/a; -38.8%) explicado por un ingreso extraordinario al reconocer el mark to market de un derivado financiero asociado al prepago del préstamo sindicado.
- Moody's ratings mejoró la perspectiva de Cálidda de Negativa a Estable, tras considerar exitosa su gestión de pasivos.

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

**Tabla N°18 - Panorámica general Cálidda**

	3T24	3T25
Cientes acumulados	1,928,240	2,055,850
Cientes potenciales	2,445,209	2,530,536
Extensión total de la red (Km)	17,657	18,840
Volumen facturado (Mpcd)	797	796
Penetración de la red (%)	78.86%	81.20%

- Cruz del Sur incorporó 6 camiones a GNV marca Dong Feng, impulsando una flota más limpia y eficiente, con la proyección de sumar 9 tractocamiones adicionales durante 2025.
- Polimix, líder regional en servicios de concreto en siete países, integró 10 mixers a GNV (y 10 más proyectadas), reduciendo 708 tCO<sub>2</sub>e y generando ahorros de USD 114 mil anuales, reforzando su compromiso con la sostenibilidad.
- Se inauguró la Estación de Servicio Aerogás del Norte en Comas (Trapiche), fortaleciendo la presencia del GNV en Lima Norte y permitiendo atender hasta 750 vehículos diarios, impulsando una movilidad más limpia en la ciudad.



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

USD m	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Ingresos	18,817	17,759	-1,058	-5.6	57,386	61,902	4,516	7.9
Utilidad Bruta	11,693	9,522	-2,172	-18.6	33,506	35,381	1,875	5.6
Margen bruto	62.1%	53.6%	-8.5 pp		58.4%	57.2%	-1.2 pp	
Utilidad operacional	4,272	-493	-4,765	-111.5	11,374	9,604	-1,770	-15.6
EBITDA	8,568	6,289	-2,279	-26.6	24,495	26,215	1,721	7.0
Margen EBITDA	45.5%	35.4%	-10.1 pp		42.7%	42.3%	-0.3 pp	
Utilidad neta	-1,019	-5,233	-4,214	413.6	-3,954	-4,821	-867	21.9

Contugas realizó un prepago de USD 15 M al crédito sindicado en marzo 2025. El saldo de la deuda a 3T25 es USD 305 M.

**Tabla N°20 - Panorámica general Contugas**

	3T25
Número de clientes	105,112
Volumen de ventas acumuladas (Mpcd)	28
Volumen transportado acumulado (Mpcd)	729
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	20
Longitud de la red (km) distribución + transporte	2,299

## Dunas Energía

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

PEN m	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Ingresos	131,208	139,562	8,354	6.4	423,232	440,016	16,784	4.0
Utilidad Bruta	43,935	50,787	6,852	15.6	149,134	159,708	10,574	7.1
Margen Bruto	33.5%	36.4%	2.9 pp		35.2%	36.3%	1.1 pp	
Utilidad operacional	26,431	32,488	6,057	22.9	101,250	107,029	5,779	5.7
Margen operacional	20.1%	23.3%	3.1 pp		23.9%	24.3%	0.4 pp	
EBITDA	40,278	43,769	3,491	8.7	131,224	140,137	8,913	6.8
Margen EBITDA	30.7%	31.4%	0.7 pp		31.0%	31.8%	0.8 pp	
Utilidad neta	14,489	18,657	4,168	28.8	54,587	65,004	10,417	19.1

- Durante el 3T25, Electro Dunas tuvo una menor ejecución del CAPEX (USD 10.3 M) con respecto a lo presupuestado (USD 10.7 M) principalmente por: menor gasto en inversiones en distribución (USD +2.5 M) y en inversiones obras por encargo y capitalización (USD +0.12M) frente a lo presupuestado. Por otro lado, con respecto a PPC, hubo una mayor ejecución del CAPEX (USD 0.4M) con respecto a lo presupuestado (USD 0.2M), principalmente en las centrales Pedregal y Luren.

Comportamiento del tipo de cambio USDPEN: Durante 3T25, el tipo de cambio tuvo una tendencia bajista hasta cerrar en septiembre en promedio 3,507, debido a factores mixtos como la debilidad del dólar y la fortaleza de la cuenta externa de la balanza de pagos por flujo de capital positivo.



**Tabla N°22 - Indicadores financieros ElectroDunas**

PEN m	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Ingresos	130,995	138,076	7,081	5.4	422,622	435,212	12,590	3.0
Utilidad Bruta	40,476	45,305	4,829	11.9	138,387	142,935	4,548	3.3
Margen Bruto	30.9%	32.8%	1.9 pp		32.7%	32.8%	0.1 pp	
Utilidad operacional	24,140	26,957	2,817	11.7	85,899	89,077	3,178	3.7
Margen operacional	18.4%	19.5%	1.1 pp		20.3%	20.5%	0.1 pp	
EBITDA	37,923	42,311	4,388	11.6	125,843	134,407	8,565	6.8
Margen EBITDA	28.9%	30.6%	1.7 pp		29.8%	30.9%	1.1 pp	
Utilidad neta	14,986	15,037	51	0.3	47,649	52,755	5,106	10.7

**Tabla N°23 - Panorámica general ElectroDunas**

	3T24	3T25
Venta de Energía de ELD (MWh)	967,720	1,024,960
Venta de energía a clientes propios (GWh)	731,544	738,334
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (GWh)	236,176	286,626
Compra de energía y generación propia (MWh)	840,392	849,423

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

PEN m	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Ingresos	7,405	9,316	1,911	25.8	22,209	27,888	5,680	25.6
Utilidad operacional	4,803	6,380	1,577	32.8	14,950	19,075	4,125	27.6
Margen operacional	64.86%	68.48%	3.6 pp		67.32%	68.40%	1.1 pp	
EBITDA	7,062	9,138	2,076	29.4	21,456	28,546	7,091	33.0
Margen EBITDA	95.36%	98.09%	2.7 pp		96.61%	102.36%	5.7 pp	
Utilidad neta	3,370	4,253	883	26.2	8,827	13,804	4,978	56.4

- En el 3T25 se realizó un aporte de EUR 0.6 M en inversiones en el Fondo Adara Energy Ventures, acumulando un 32% del total comprometido (EUR 10 M) al cierre de septiembre,

con el fin de participar activamente en proyectos de almacenamiento de energía, generación distribuida, y eficiencias operativas.

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

USD m	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Ingresos	7,000	13,823	6,823	97.5	19,500	30,266	10,766	55.2
Utilidad bruta	5,956	12,328	6,372	107.0	16,533	27,098	10,565	63.9
EBITDA	4,899	11,116	6,216	126.9	13,583	23,830	10,247	75.4
Margen EBITDA	70.0%	80.4%	10.4 pp		69.7%	78.7%	9.1 pp	
Utilidad neta	-2,299	-1,865	434	-18.9	-8,574	-6,632	1,942	-22.7

- Durante el 3T25, TRECSA logró hitos clave como la inauguración de la Subestación GuateOeste, que activó un canon anual de USD 1.38 M y redujo garantías del PET-01-2009, y su primera colocación privada por USD 110 M a 10 años respaldada por el GEB para refinanciar deuda. También obtuvo aprobaciones ambientales para los proyectos Atlántico y Buenaventura, recibió de la CNEE el peaje de EEBIS por USD 9,3 M anuales, y redujo su valor afianzado total a USD 8.47 M tras la cancelación de una garantía del Lote D. El trimestre reflejó avances financieros, operativos y regulatorios que fortalecen su gestión.

**Tabla N°26 - Indicadores financieros Gebbras (IFRS)**

BRL M	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Ingresos por Equivalencia Patrimonial	36	-2	-37	-105.0	130	100	-30	-22.8
EBITDA	35	-3	-38	-109.0	126	96	-30	-23.8
Margen EBITDA	97.1%	174.3%	77.2 pp		97.1%	95.8%	-1.4 pp	
Utilidad Neta	29	-4	-33	-112.8	103	91	-12	-11.9
Margen Neto	82.2%	209.6%	127.4 pp		79.5%	90.7%	11.2 pp	
Activo	2,127	2,267	140	6.6				
Patrimonio	1,950	2,090	140	7.2				
Deuda Bruta	176	176	0	0.0				
Deuda Neta	168	54	-114	-67.7				

- Utilidad Neta 3T25 de Gebbras menor en BRL -33M vs. 3T24. El EBITDA fue ligeramente compensado por:
  - Mayor ingreso financiero por mayor disponibilidad de caja (Caja de Gebbras 3T25 de BRL 122M vs. la de 3T24 de BRL 8.3M). Se recibieron dividendos de las inversiones (Argeb + SPEs) de BRL 73M (acumulado al 3T25).
  - Menor gasto financiero en 3T25 (BRL-1.8M vs. 3T24), debido a que en 2024 se tenía gasto financiero por crédito intercompañía en dólares, sumado a la variación cambiaria que este generaba. Esta deuda fue cancelada en su totalidad en septiembre de 2024. En 3T24 el gasto financiero fue de BRL 5.7M (BRL 1.8M asociados al crédito en dólares que generó variación cambiaria pasiva y BRL 3.9 asociado al crédito en reales).

**Tabla N°27 - Panorámica General Gebbras**

<b>SPes: GOT, TER, TSP, MGE</b>	3T25
% 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
<b>Argeb Holding</b>	
% Participación Argo	62.5%
% Participación Gebbras	37.5%
Concesiones de transmisión	5
Kms de Líneas de Transmisión	2,416
RAP Total Ciclo 25/26	879

## Resultados Compañías No Controladas


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

COP mM	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Ingresos operacionales	4,204	4,073	-131	-3.1	12,520	12,134	-386	-3.1
Margen de contribución	1,931	2,316	385	19.9	5,873	6,747	873	14.9
EBITDA	1,636	1,977	341	20.9	4,980	5,704	724	14.5
Margen EBITDA	38.9%	48.5%	9.6 pp		39.8%	47.0%	7.2 pp	
EBIT	1,335	1,667	332	24.9	4,111	2,565	-1,546	-37.6
Utilidad neta	739	938	199	26.9	2,244	2,565	321	14.3

- Enel Colombia presentó un crecimiento de 9.6% en su margen Ebitda, llegando a niveles cercanos al 50%, mantuvo una participación de mercado del 19.3% en el país y el segundo puesto en capacidad instalada dentro del segmento de generación. La generación de energía medida en Gwh para septiembre 2025 fue de 12,688, del cual el 90% fue a través de fuente hídrica, 9% Solar y 1% térmica.
- En el segmento de Distribución de electricidad mantuvo una participación del 21.5% y el primer puesto en posición de mercado. El total de la demanda acumulada a septiembre 2025 fue de 12,478 Gwh, de la cual el 64% correspondió a demanda regulada de Enel Colombia y 33% a peajes.

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**
**3T25**
**Generación Colombia**

Generación Enel Colombia (Gwh)	11,360	12,688
Ventas totales (Gwh)	16,099	16,719
Disponibilidad de plantas (%)	85.60%	88.90%

**Distribución**

Número de clientes	4,013,198
Participación de mercado (%)	20.0%
Demanda energía nacional (Gwh)	83,136
Demanda energía zona Enel Colombia (Gwh)	16,703
Índice de pérdidas (%)	7.5%
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	42.5%


**Tabla N°30 - Indicadores financieros ISA CTM**

USD m	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Ingresos	94	74	-20	-21.4	225	219	-6	-2.6
Utilidad operacional	72	54	-18	-24.9	156	146	-10	-6.4
EBITDA	92	70	-22	-23.6	221	195	-26	-11.8
Margen EBITDA	98.1%	95.3%	-2.7 pp		98.4%	89.2%	-9.3 pp	
Utilidad neta	47	30	-17	-35.8	97	81	-16	-16.3
Deuda neta / EBITDA	3.6x	4.3x	0.7x					
EBITDA / Gastos financieros	4.86x	4.6x	-0.3x					

**Tabla N°31 - Panorámica General ISA CTM**
**3T24**
**3T25**

Demanda del mercado (Gwh)	4,987	5,055
Cuota de mercado (%)	42	42
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99.6	99.0
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	91.0	89.3
Líneas de transmisión o Red (Km)	4,698.00	4,698.40
Control		ISA
Participación GEB		40%


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

USD m	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Ingresos	62	61	-1	-1.6	165	167	3	1.6
Utilidad operacional	35	37	2	4.9	95	98	2	2.4
EBITDA	46	45	-1	-1.4	123	123	-1	-0.5
Margen EBITDA	73.6%	73.8%	0.2 pp		75.0%	73.4%	-1.6 pp	
Utilidad neta	26	23	-2	-9.3	64	64	0	-0.5
Deuda neta / EBITDA	1.2x	1.1x	-0.1x					
EBITDA / Gastos financieros	12.1x	12.2x	0.1x					

- La cuota de mercado de ISA CTM se mantuvo en 42% y la demanda del mercado en Gwh aumentó 2%, siendo de 5,055 Gwh.
- ISA ENERGÍA fue galardonada con el distintivo “Empresa con Gestión Sostenible” en Julio de este año, entregado por Perú Sostenible. Este reconocimiento reafirma su compromiso constante con una gestión responsable en los ámbitos ambiental, social y de gobernanza (ASG).

Tabla N°33 - Panorámica General ISA REP	3T24	3T25
Demanda del mercado (Gwh)	5,055	5,055
Cuota de mercado (%)	26.7	26.2
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99.2	99.2
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	83.8	78.6
Líneas de transmisión o Red (Km)	6,319	6,491
Control		ISA
Participación GEB		40%



Tabla N°34 - Indicadores financieros Argo (IFRS)								
BRL M	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Ingresos	243	250	7	2.9	794	843	50	6.2
EBITDA	220	225	6	2.5	729	780	51	7.0
Margen EBITDA	90.3%	90.0%	-0.3 pp		91.9%	92.5%	0.6 pp	
Utilidad neta	177	86	-91	-51.6	549	485	-64	-11.6
Margen Neto	72.8%	34.2%	-38.6 pp		69.2%	57.6%	-11.6 pp	
Activo	12,276	11,515	-761	-6.2				
Patrimonio	5,349	5,619	270	5.1				
Deuda Bruta	6,041	5,921	-120	-2.0				
Deuda Neta	5,298	5,032	-266	-5.0				

- La UN IFRS del 3T25 totalizó BRL 86 M, una reducción del -51.6% en relación con el 3T24. La disminución fue producto principalmente del método de participación de Argeb, donde hubo revisiones tarifarias en las SPEs de Argo V, Argo VI y Argo VII, con crecimiento real negativo de la RAP de estas concesiones en el ciclo 25/26.
- Crecimiento de los ingresos regulatorios en el 3T25 de 3.7% respecto al 3T24, impulsado por el ajuste del ciclo de RAP 25/26 y la entrada en operación, durante 2024, de los refuerzos en Argo V y Argo VII, e impactados a la baja por las revisiones tarifarias de Argo V, VI, y VII.

Tabla N°35 - Indicadores financieros Argo Proforma (Regulatorio)								
BRL M	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Ingresos	352	365	13	3.7	990	1,054	65	6.6
EBITDA	318	329	11	3.5	897	956	59	6.5
Margen EBITDA	90.4%	90.3%	-0.2 pp		90.7%	90.6%	0.0 pp	
Utilidad neta	116	122	6	5.1	277	303	26	9.5
Margen Neto	33.1%	33.5%	0.4 pp		28.0%	28.8%	0.8 pp	

Datos Proforma incluyen el 100% de Argo Holding - Argo 1 -4 y 62.5% de Argeb y Argo V -IX.  
La UN incluye MPP en Argeb.



## PROMIGAS

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

COP mM	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Ingresos	272	1,864	1,592	584.8	948	5,477	4,530	477.9
EBITDA	348	659	311	89.3	1,243	1,938	695	55.9
Margen EBITDA	127.80%	35.33%	-92.5 pp		131.14%	35.38%	-95.8 pp	
Utilidad operacional	294	544	250	85.0	1,090	1,606	516	47.4
Margen Operacional	107.95%	29.16%	-78.8 pp		114.96%	29.32%	-85.6 pp	
Utilidad neta	240	305	65	26.9	927	891	-36	-3.9
Margen neto	88.21%	16.35%	-71.9 pp		97.82%	16.27%	-81.5 pp	

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

	3T24	3T25
Red de gasoductos (Km)	3,284	3,293
Capacidad instalada - máxima (Mpcd)	1,165	1,165
Capacidad contratada (Mpcd)	879	903
Usuarios acumulados (mm)	7.0	7.4
Control		Corficolombiana
Participación GEB		15.20%

- Durante 3T25, Promigas avanzó en fortalecer la bidireccionalidad del transporte de gas entre el Caribe y el interior, realizando pruebas exitosas con TGI para incrementar la capacidad de transferencia de 66 a 100 MPCD a partir de diciembre de 2025.
- Desde septiembre de 2025 opera la ampliación de SPEC, aumentando la capacidad de regasificación de 450 a 475 MPCD, lo que refuerza el suministro en escenarios de baja hidrología y garantiza respaldo a los sectores térmico y esencial.
- La ejecución del CAPEX corporativo mantiene por tercer año consecutivo niveles superiores al 90%, impulsando la expansión de infraestructura.
- En sostenibilidad e innovación, Promigas lanzó junto al Foro Económico Mundial, Accenture, Ecopetrol y Frontera Energy la iniciativa Transitioning Industrial Clusters en Cartagena, para crear un ecosistema energético sostenible, y fue reconocida por tercer año consecutivo entre las 30 empresas más innovadoras de Colombia, destacada por su impacto digital y uso estratégico de datos.



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

COP mM	3T24	3T25	Var \$	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Ingresos	1,077	1,210	133	12.38	3,124	3,554	430	13.76
Utilidad operacional	256	186	-70	-27.22	652	583	-70	-10.71
EBITDA	194	200	6	3.27	545	623	78	14.28
Margen EBITDA	18.00%	16.54%	-1.5 pp		17.44%	17.52%	0.1 pp	
Utilidad neta	140	141	1	0.63	400	460	61	15.15
Deuda neta / EBITDA UDM	0.90x	2.10x						
EBITDA/Gastos financieros UDM	13.80x	9.80x						

**Tabla N°39 - Panorámica General Vanti**
**3T25**

Volumen de ventas (Mm3)	2,131
Número de clientes	2,618,175
Control	Brookfield
Participación de GEB	25.0%

## Anexo: Estados Financieros Consolidados

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

COP mM	3Q24	3Q25	Var	Var %	9M24	9M25	Var \$	Var %
Distribución de gas natural	1,026	983	-44	-4.2	2,891	3,011	120	4.1%
Transporte de gas natural	528	504	-25	-4.6	1,573	1,503	-69	-4.4%
Transmisión de electricidad	324	341	17	5.2	945	1,016	71	7.6%
Distribución de electricidad	143	156	13	9.0	448	494	46	10.3%
<b>Total ingresos</b>	<b>2,022</b>	<b>1,983</b>	<b>-39</b>	<b>-1.9</b>	<b>5,857</b>	<b>6,025</b>	<b>168</b>	<b>2.9%</b>
Distribución de gas natural	-717	-694	23	-3.2	-2,030	-2,090	-60	3.0%
Transporte de gas natural	-184	-195	-11	5.9	-541	-596	-56	10.3%
Transmisión de electricidad	-113	-121	-8	6.6	-325	-364	-39	12.1%
Distribución de electricidad	-37	-86	-48	128.9	-225	-268	-43	19.0%
<b>Total costos</b>	<b>-1,052</b>	<b>-1,095</b>	<b>-44</b>	<b>4.2</b>	<b>-3,120</b>	<b>-3,317</b>	<b>-197</b>	<b>6.3%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>970</b>	<b>888</b>	<b>-82</b>	<b>-8.5</b>	<b>2,737</b>	<b>2,708</b>	<b>-29</b>	<b>-1.1%</b>
Gastos administrativos y de operación	-242	-269	-27	11.3	-738	-795	-57	7.7%
Pérdidas por deterioro sobre cuentas por cobrar	-18	-63	-45	252.6	-37	-189	-151	405.0%
Otros ingresos (gastos), neto	35	21	-15	-41.4	91	64	-26	-29.2%
<b>Resultado de actividades operacionales</b>	<b>746</b>	<b>577</b>	<b>-169</b>	<b>-22.7</b>	<b>2,052</b>	<b>1,788</b>	<b>-264</b>	<b>-12.9%</b>
Ingresos financieros	41	50	8	19.9	138	122	-16	-11.9%
Gastos financieros	-335	-349	-14	4.1	-1,102	-1,055	47	-4.3%
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	-59	119	178	-301.1	-156	200	356	-227.9%
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	574	575	1	0.1	1,703	1,765	62	3.6%
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>967</b>	<b>971</b>	<b>4</b>	<b>0.4</b>	<b>2,635</b>	<b>2,820</b>	<b>185</b>	<b>7.0%</b>
Gasto por impuesto corriente	-168	-128	40	-23.9	-443	-392	52	-11.6%
Gasto por impuesto diferido	50	-18	-67	-135.2	77	-4	-81	-104.7%
<b>Utilidad neta</b>	<b>849</b>	<b>825</b>	<b>-23</b>	<b>-2.8</b>	<b>2,270</b>	<b>2,425</b>	<b>155</b>	<b>6.8%</b>
Participación Controladora	802	778	-24	-3.0	2,138	2,285	147	6.9%
Participación no Controladora	46	47	1	1.1	132	140	8	6.2%

**Tabla N°42 – Estado de Situación Financiera**

COP mM	sep-24	sep-25	Var	Var %
<b>ACTIVOS</b>				
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	1,664	1,421	-243	-14.6
Inversiones	0	0	0	0.0
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1,627	1,466	-161	-9.9
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	796	792	-4	-0.5
Inventarios	461	383	-78	-16.9
Activos por impuestos	314	272	-42	-13.3

Operaciones de coberturas	314	226	-88	-28.1
Otros activos no financieros	134	88	-46	-34.1
Activos clasificados como mantenidos para la venta	0	0	0	0.0
<b>Total activos corrientes</b>	<b>5,310</b>	<b>4,649</b>	<b>-661</b>	<b>-12.5</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	14,330	14,355	25	0.2
Propiedades, planta y equipo	16,526	17,465	939	5.7
Activos por derecho de uso	81	85	4	5.1
Propiedades de inversión	187	185	-1	-0.7
Inversiones	98	102	4	4.6
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	406	429	23	5.8
Crédito mercantil	579	579	0	0.0
Activos intangibles	8,020	7,868	-152	-1.9
Activos por impuestos	246	266	20	8.2
Activos por impuestos diferidos	0	24	24	-
Otros activos no financieros	0	9	9	77,500.0
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>40,472</b>	<b>41,368</b>	<b>896</b>	<b>2.2</b>
<b>Total activo</b>	<b>45,782</b>	<b>46,017</b>	<b>235</b>	<b>0.5</b>
<b>PASIVOS Y PATRIMONIO</b>				
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>				
Obligaciones financieras	959	1,149	189	19.8
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	1,999	1,963	-36	-1.8
Obligaciones por arrendamientos	22	18	-3	-15.7
Cuentas por pagar a partes relacionadas	0	92	91	130,441.9
Instrumentos financieros derivados de cobertura	175	494	318	181.6
Beneficios a empleados	134	151	17	12.9
Provisiones	101	158	57	56.4
Ingresos recibidos por anticipados	109	128	19	17.2
Pasivo por impuestos	407	355	-52	-12.9
Otros pasivos no financieros	16	44	28	169.9
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>3,923</b>	<b>4,551</b>	<b>628</b>	<b>16.0</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>				
Obligaciones financieras	18,692	18,376	-316	-1.7
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	62	57	-5	-8.4
Obligaciones por arrendamientos	59	77	19	32.2
Pasivos por impuestos	0	0	0	0.0
Beneficios a empleados	109	121	12	11.3
Provisiones	551	556	5	1.0
Ingresos recibidos por anticipados	51	25	-27	-52.1
Pasivos por impuestos diferidos	2,848	2,864	16	0.6
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>22,372</b>	<b>22,076</b>	<b>-296</b>	<b>-1.3</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>26,296</b>	<b>26,628</b>	<b>332</b>	<b>1.3</b>
<b>PATRIMONIO</b>				
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	7,348	5,902	-1,446	-19.7
Otro resultado integral	4,214	5,337	1,123	26.7
<b>Total patrimonio de la controladora</b>	<b>18,872</b>	<b>18,827</b>	<b>-45</b>	<b>-0.2</b>
Participación no controlada	614	562	-52	-8.5
<b>Total patrimonio</b>	<b>19,487</b>	<b>19,389</b>	<b>-98</b>	<b>-0.5</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>45,782</b>	<b>46,017</b>	<b>235</b>	<b>0.5</b>

**Tabla N°43 – Estado de Flujo de Efectivo**

COP mM	sep-24	sep-25
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:</b>		
Resultado del periodo	2,270	2,425
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:		
Impuesto a las ganancias	366	395
Ingreso por método participación	-1,703	-1,765
Gastos financieros	1,102	1,055
Ingresos financieros	-138	-122

Depreciación y amortización	703	774
Pérdida en venta o baja de activos fijos	-7	17
Deterioro de cuentas por cobrar, neto	37	183
Deterioro de propiedades, planta y equipo	0	0
Deterioro de inventarios, neto	0.38	0
Diferencia en cambio	225	-221
Recuperación de deterioro de activos a largo plazo	0	0
Intereses por arrendamiento	0	0
Provisiones (recuperaciones), neto	53	47
Impuesto a las ganancias pagado	0	0
Baja de activos intangibles	0	0
Terminación contrato de arrendamiento	0	0
<b>Cambios netos en activos y pasivos de la operación</b>	<b>2,908</b>	<b>2,788</b>
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-163	-92
Inventarios	7	85
Activos por impuestos	-111	19
Otros activos no financieros	-45	25
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-44	-86
Beneficios a empleados	-53	-30
Provisiones	-8	-11
Otros pasivos	34	-3
Pasivos por impuestos	-30	-28
Pasivos por derechos de uso	0	0
Impuestos pagados	-159	-537
<b>Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación</b>	<b>2,335</b>	<b>2,130</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:</b>		
Capitalización en subordinadas	0	0
Capitalizaciones a empresas asociadas	-4	-3
Consideración pagada en la adquisición de negocios conjuntos	0	0
Dividendos recibidos	847	916
Cuentas por cobrar relacionadas	0	7
Producto de la venta de activos fijos	0	-10
Intereses recibidos	190	121
Prestamos a partes relacionadas	0	0
Inversiones en activos financieros	-6	-69
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-762	-1,150
Adquisición de activos intangibles	-393	-369
Adquisición de grupo de activos - Transnova	0	0
<b>Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión</b>	<b>-130</b>	<b>-558</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:</b>		
Dividendos pagados	-1,152	-1,177.64
Intereses pagados	-1,107	-972
Préstamos recibidos	973	3,356
Pagos por arrendamientos	-37	-36
Préstamos pagados	-1,350	-2,868

Cuentas por pagar relacionadas - asociadas	-1	11
<b>Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación</b>	<b>-2,831</b>	<b>-1,686</b>
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo</b>	<b>-626</b>	<b>-114</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	0.9	-49
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO</b>	<b>2,290</b>	<b>1,584</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>	<b>1,664</b>	<b>1,421</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.
- VNR: Valor Nuevo de Reemplazo en Guatemala
- CNEE: Comisión Nacional de Energía eléctrica
- DNP: Departamento Nacional de Planeación.
- FISE: Fondo de Inclusión Social Energético de Perú.
- GBTUD: Giga British Thermal Unit per-Day.
- GWh: Gigavatio-hora.
- LAC: Liquidador y Administrador de Cuentas
- 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](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