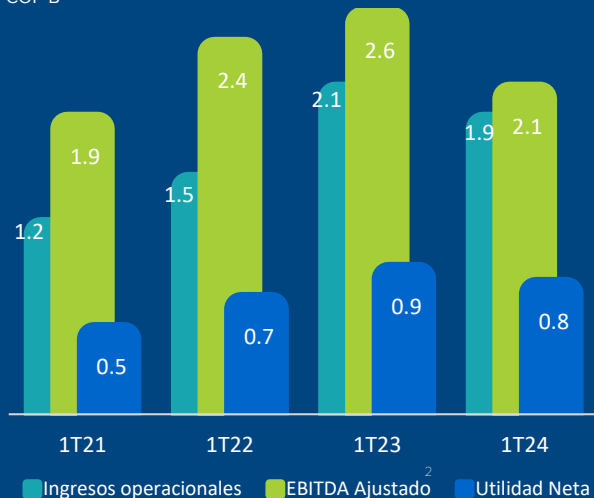




## FINANCIEROS

COP B



## COMPOSICIÓN EBITDA 1T24

COP mM



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>

1,911  
-9.9% a/a

687  
-2.7% a/a

2,145  
-17.6% a/a

747  
-11.1% a/a

USD 91 M  
+5.6% a/a

1T24

COP M

## OPERATIVOS

### ENERGÍA



#### TRANSMISIÓN

- Adjudicación nuevo transformador 500/220 kV en Bolívar (ingreso esperado USD 1.6 millones)
- Certificación de Conecta bajo norma ISO22301



#### DISTRIBUCIÓN

- Culminación subestación Chiribamba 220 kV en ElectroDunas
- Línea de negocio “Credidunas” con nuevos créditos por PEN > 1 millón
- Demanda de energía en zona influencia Enel Col +2.9% a/a



#### GENERACIÓN

- Inauguración parques solares La Loma 187 MW y El Paso 86.2 MW de Enel Colombia
- Disponibilidad del 84% en plantas de generación Enel Col

### GAS



#### TRANSPORTE

- Incremento del 0.9% a/a en volumen total transportado 473 Mpcd
- Aumento de factor de disponibilidad 0.7% a/a



#### DISTRIBUCIÓN

- 50,206 nuevas conexiones en Cálidda
- Ritmo de conexiones residenciales acelerado en Contugas: 5,358 al cierre del 1T24

## SOSTENIBILIDAD



Lanzamiento Enlazanet – internet de fibra óptica en La Guajira



Alta calificación en estudio sobre gestión de impactos ASG hecho por Corficolombiana



Nueva central de generación solar de ElectroDunas 500 kWp<sup>4</sup>

1. Calculado sobre el precio de la acción al cierre del año 2023. 2. EBITDA ajustado incluye los dividendos decretados de las compañías asociadas y negocios conjuntos. 3. Capex orgánico acumulado 3M24. 4. Kilovoltio pico es el potencial máximo de energía al que llega un panel solar.

## Resultados Financieros GEB

Grupo Energía Bogotá S.A. ESP (BVC: GEB), es una *holding* energética con 127 años de trayectoria, y 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 4.5 millones (M) de clientes en distribución de energía eléctrica y 5.5 millones de clientes en distribución de gas natural; además de una infraestructura de más de 19,100 km de redes eléctricas, 4,844 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 1T23 y 1T24 bajo las Normas Internacionales de Información Financiera aceptadas en Colombia.

### Ingresos operacionales

Tabla N°1- Ingresos por Segmento

COP mM	1T23	1T24	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	1,098	903	-195	-17.7
Transporte Gas Natural	495	526	31	6.2
Transmisión Electricidad	345	307	-38	-11.1
Distribución Electricidad	183	176	-8	-4.1
<b>Total</b>	<b>2,121</b>	<b>1,911</b>	<b>-210</b>	<b>-9.9</b>

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

Tabla N°2- Detalle Ingresos por Distribución Gas

COP mM	1T23	1T24	Var \$	Var %
Cálidda	1,030	830	-200	-19.4
Contugas	69	74	5	7.0
<b>Total</b>	<b>1,098</b>	<b>903</b>	<b>-195</b>	<b>-17.7</b>

#### Distribución de gas natural:

El segmento de distribución de gas natural presentó una reducción de COP 194.6 mil millones (mM) influenciada por la revaluación del Peso colombiano (COP), con un efecto de COP -195 mM.

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

- En Cálidda se observa reducción de USD 5 M a/a; (-2.2%) en sus Ingresos Totales, principalmente por efecto de:
  - Menores ingresos *pass through* de USD -7 M a/a, relacionados con la ampliación de la red (USD -16 M a/a), según plan de inversiones 2022 – 2026, siendo parcialmente compensados por el incremento en ingresos por el transporte de gas (USD +9 M a/a). Los ingresos *pass-through* no generan margen para Cálidda.
  - Los ingresos por distribución de gas natural, principal ingreso operativo de Cálidda, crecieron USD 4 M a/a debido a mayores volúmenes distribuidos (+ 14 Mpcd; + 1.8% a/a) principalmente en los sectores de Gas Natural Vehicular (GNV) por un aumento de vehículos a GNV en circulación, comparado al 1T23 (+5 Mpcd, +30mil vehículos) y, por los sectores

Residencial & Comercial con un aumento de más de 207 mil conexiones en los últimos doce meses, comparado al 1T23 (+4 Mpcd).

- Dichos ingresos fueron parcialmente contrarrestados por menores ingresos por instalaciones internas (USD -2 M a/a) debido a una menor cantidad de conexiones internas de nuevos usuarios (50,206 conexiones en 1T24 vs 64,397 conexiones en el 1T23; -22.7%), como resultado de menor cobertura en el periodo por la menor cantidad de kilómetros de redes de polietileno construidos (260km en 1T24 vs 279km en 1T23).
- Contugas refleja aumento de ingresos recurrentes en USD 5 M; +36% a/a, principalmente por:
  - El reconocimiento de los márgenes obtenidos por la ejecución de los proyectos financiados por el Estado Peruano a través de Osinergmin (USD +1.2 M).
  - Ingreso del cliente TENGDA, que está pendiente de iniciar la operación (USD +1 M), así como mayores ingresos en el sector de Generación (USD +0.1 M) y Gas Natural Vehicular (USD +0.1 M).
  - Incremento en el número de conexiones residenciales habilitadas en el 2024 vs 2023 (mayor a 4,000 nuevas conexiones), representando USD + 0.7 M.

#### Transporte de gas natural:

A partir del 1 de junio de 2023, TGI cambió su moneda funcional de USD a COP y ejecutó coberturas de tipo cambiario sobre la deuda denominada en dólares por la entrada en vigor de la Resolución CREG 175 de 2021. Adicionalmente, la aplicación del nuevo WACC regulatorio a partir del 01 de agosto de 2023, pasó de 10.94% a 11.88% en COP antes de impuestos, de conformidad con la Resolución 102 002 del 07 de junio de 2023.

TGI y GEB solicitaron con fundamento en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, modificación de la metodología tarifaria, de manera que se reconozca el costo de oportunidad a las inversiones que terminan el periodo de vida útil normativa, así como el reconocimiento del costo de las coberturas por cambio de la moneda de remuneración. Adicionalmente, se ha gestionado agenda con entidades de Gobierno (MME, DNP, SSPD, ANJE) para lograr las modificaciones mencionadas.

Para efectos comparativos se mantiene el análisis en USD.

- La evolución de los ingresos de TGI por tipo de cargos en el 1T24, se describe a continuación:
  - Los cargos fijos por inversión remunerados en COP durante el trimestre totalizaron USD 87.0 M (64.6% de los ingresos totales), aumentando USD 20.5 M (+30.8%) frente al 1T23, principalmente por: i) mayor ingreso asociado con la suscripción de contratación adicional de transporte en firme de varios remitentes, contratación de transporte de contingencia y condicionada durante el periodo de mantenimiento del campo de producción Cupiagua (USD 4.1 M); ii) por la variación de la TRM promedio del 1T23 vs a 1T24 (USD 14.7 M) y iii) menores suspensiones durante el 1T24 (USD 1.7 M a/a).
  - Los cargos fijos por AO&M, que se remuneran en COP, totalizaron USD 28.9 M (21.4% de los ingresos totales), aumentando USD 6.8 M (+30.7%) frente al 1T23, principalmente por i) mayor ingreso asociado a la suscripción de contratación adicional de transporte en firme de varios remitentes, contratación de transporte de contingencia y condicionada durante

el periodo de mantenimiento del campo de producción Cupiagua (USD 1.3 M); ii) variación de la TRM promedio del 1T23 vs 1T24 (USD 4.9 M) y iii) menores suspensiones durante el 1T24 (USD 0.6 M a/a).

- Los cargos variables, que se remuneran en COP, totalizaron USD 15.2 M (11.3% de los ingresos totales), incrementando USD 1.0 M (+7.0%) frente al 1T23, principalmente por: uso de la variable del contrato y transporte para generación térmica.
- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios, presentaron un crecimiento del 217.4% al cerrar en USD 3.7 M en el 1T24 principalmente por mayores ingresos por cobros por pérdidas de gas y servicio de parqueo durante el evento de mantenimiento del campo productor Cupiagua.

En cuanto a los ingresos por moneda, el 100% proceden de cargos denominados en COP y aumentan 479.8%, principalmente por el cambio de la remuneración de los cargos fijos y cargos variables a COP desde jun-23.

Finalmente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en abril de 2024 designó tres nuevos comisionados provisionales, contando con quorum suficiente para la toma de decisiones. Actualmente, seguimos a la espera de la emisión de la resolución definitiva que modifique la resolución 175 de 2021, basada en la propuesta de la Resolución 702 009 de diciembre 2022, en la cual se espera que se reconozca el costo de oportunidad de los activos que cumplen vida útil normativa calculado como el valor del activo por tasa de descuento.

#### Transmisión electricidad:

Tabla N°3- Detalle Ingresos Transmisión

COP mM	1T23	1T24	Var \$	Var %
Transmisión GEB & Enlaza	306	270	-36	-11.7
Trecca, EEBIS & Conecta Energías	39	37	-1.6	-4.0
<b>Total</b>	<b>345</b>	<b>307</b>	<b>-38</b>	<b>-11.1</b>

- Los ingresos por transmisión de energía reflejan disminución de 11.1% a/a, principalmente por el efecto de la revaluación del COP frente al USD equivalentes a COP 24 mM, dado que estos ingresos se liquidan en dólares.
  - El comportamiento del rubro de Transmisión Colombia, el cual está compuesto por Enlaza y Transmisión GEB (GEB y Elecnorte,) refleja un comportamiento mixto impactado por una menor TRM en el 1T24 vs 1T23. En USD, los ingresos por convocatoria STN se incrementaron 10% a/a, considerando la incorporación de los ingresos del proyecto UPME 10-2019 Bonda desde diciembre 2023 (COP +1.4 mM).
  - Así mismo, los ingresos por proyectos privados aumentaron 73% a/a, (COP +3.5 mM) debido a asuntos operativos y al nuevo ingreso de Drummond Puerto.
  - Complementariamente, los ingresos por uso de activos aumentaron (COP +8.2 mM; +19% a/a), dada la finalización de las medidas adoptadas voluntariamente mediante la adición al pacto tarifario vigente hasta octubre de 2023 (COP 7.5mM) y por el ingreso del Proyecto Termocandelaria a partir de febrero de 2023 (COP 726 M).

- Finalmente, los ingresos por contribuciones (*pass-through*) disminuyeron COP 3.7 mM; -10% a/a, principalmente por la menor participación por ingresos en el Sistema de Transmisión.
- Las filiales en Guatemala reflejan los ingresos de Trecca; EEBIS y Conecta Energías (Transnova): En su moneda funcional los ingresos crecieron 16.3% a/a (USD 1.3 M), principalmente por la proporción de habilitación comercial y nuevos ingresos por la adquisición de Transnova, asociados a proyectos de iniciativa propia y finalización de tramos de diferentes proyectos. Sin embargo, se presenta un efecto por conversión de COP -7 mM, que contrarresta el crecimiento evidenciado en moneda funcional.

#### Distribución de electricidad:

- Los ingresos del Grupo Dunas<sup>2</sup> crecieron 8.1% (PEN +11.9 M) al compararse con el cierre del 1T23 principalmente por mayores ingresos en ventas de energía a clientes libres y regulados (PEN +10.5M). El segmento presenta un efecto por conversión de COP -30 mM (revaluación COP frente al PEN de 16%), que compensa el crecimiento en moneda funcional.

### Costos operacionales

Tabla N°4 - Costos por Segmento

COP mM	1T23	1T24	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	795	629	-166	-20.8
Transporte Gas Natural	165	176	11	6.4
Transmisión Electricidad	96	102	6	6.2
Distribución Electricidad	131	107	-24	-18.3
<b>Total</b>	<b>1,187</b>	<b>1,014</b>	<b>-173</b>	<b>- 14.6</b>

#### Distribución de gas natural:

El segmento presenta un efecto por conversión de COP -141 mM en sus costos operacionales, adicionalmente se presentaron las siguientes variaciones en moneda funcional:

- En Cálidda este rubro disminuye USD 8.8 M (-5.7% a/a) vía menores costos *pass-through* (USD 7 M a/a; -5.9% a/a), explicados principalmente por los menores costos por ampliación de red (USD 16 M; -41.9% a/a), compensado en parte por el mayor costo asociado al gas y transporte, en línea con el comportamiento de los ingresos por este concepto (USD +9M; + 10.0% a/a). Estos costos no generan margen para Cálidda.
- Los costos trimestrales de Contugas reflejan una disminución marginal de 0.6% a/a.

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

### Transporte de gas natural:

- Los costos de TGI aumentaron USD 10.4 M (29.9%) durante el trimestre en comparación con el 1T23 principalmente por: i) incremento de USD 5.1 M (70.7%) en Otros Costos, principalmente por el incremento de gas combustible, considerando el aumento en el precio de la molécula y en menor medida, por el efecto de normalización generado con el cambio de moneda funcional a partir del 01 de junio de 2023. ii) mayor costo de depreciaciones y amortizaciones USD +3.0 M (13.6%) por variación de la TRM al cierre de cada periodo. iii) mayores costos de mantenimiento por USD 0.9 M (112.3%), principalmente por mayor ejecución en actividades de integridad y en la operación y mantenimiento del gasoducto de la Sabana. Esto último generado por un efecto base del 1T23, en el cual se presentó una subejecución temporal.
- Aumento en tasas y contribuciones en USD 0.9 (+323.9%) por una mayor contribución de solidaridad por gas combustible y aportes por incremento de demanda GNV.

### Transmisión de electricidad:

Los costos del segmento de transmisión aumentan (+6.2% a/a) principalmente por el incremento de costos en el rubro Transmisión Colombia.

- Los costos de Transmisión Colombia crecen COP 7 mM a/a principalmente por mayores costos de personal (ajuste salarial por IPC) y un mayor porcentaje de ejecución en los contratos de mantenimiento con respecto al 1T23.
- Los costos de las filiales en Guatemala en su moneda funcional crecieron 2.1% (USD +0.02 M) explicados principalmente por el crecimiento de los activos de la compañía, dada la entrada del activo Transnova cuya adquisición tuvo lugar en el 4T23.

### Distribución de electricidad:

- Para Grupo Dunas, los costos en moneda funcional disminuyen PEN 2.4 M (-2.3% a/a) resultado de menores costos de operación en PPC, Cantaloc y Dunas (PEN -12 M) parcialmente compensados por mayores costos de compra de energía a clientes libres y regulados (PEN +9 M). De la reducción en COP 24 mM a/a, el efecto por conversión equivale a COP -21 mM.

## Gastos administrativos y de operación

Tabla N°5 - Gastos administrativos por Segmento

COP mM	1T23	1T24	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	101	82	-19	-18.4
Transporte Gas Natural	39	47	7	18.9
Transmisión Electricidad	14	15	1	4.0
Distribución Electricidad	23	18	-5	-23.3
Corporativo	68	58	-9	-14.0
Otros	0.2	9.1	9	4,603.3
<b>Total</b>	<b>245</b>	<b>229</b>	<b>-16</b>	<b>-6.7</b>

La reducción de COP 16.5 mM (-6.7% a/a) en gastos administrativos consolidados durante el 1T24 vs 1T23 es explicado principalmente por menores presiones inflacionarias y también por el efecto de la

revaluación del COP. Una visión ampliada de cada línea de gasto por segmento se describe a continuación:

- El segmento de Distribución de Gas Natural disminuye en COP 19 mM (-18.4% a/a), por efecto revaluación de 17% del COP frente al USD.
- En cuanto al rubro Transporte de Gas Natural, el aumento de COP 7 mM está mayormente relacionado con el incremento en depreciaciones, amortizaciones y provisiones principalmente por provisión de cuentas por cobrar que se generaron durante el 1T24 con algunos remitentes por diferencias en los valores facturados por el servicio de transporte y el registro del deterioro de la cartera del trimestre.
- En el segmento Corporativo se observa mejora de COP 9 mM (-14.0% a/a), por menores honorarios y gastos de personal.
- Por último, el segmento Distribución de Electricidad beneficiado principalmente de menores gastos de tasas y contribuciones a reguladores (PEN 1.3 M; -65.0%) y gastos de suministros (PEN 0.9 M; -49.1%).

### Otros ingresos (gastos) netos

El saldo neto de esta cuenta revela un ingreso por COP 18.6 mM, aumentando 8.2% a/a (COP 1.4 mM), principalmente por disminución de otros gastos en Cálidda (COP -5 mM) y aumento en los ingresos de EEB Energy (COP 3 mM) y de otros ingresos por recuperaciones en COP 3 mM.

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

Tabla N°6 - EBITDA ajustado por compañía				
COP mM	1T23	1T24	Var \$	Var %
TGI	432	444	12	2.8
Cálidda	229	197	-32	-14.1
GEB Transmisión & Enlaza	154	158	3	2.1
Dunas	108	77	-31	-29.1
Contugas	23	24	0	2.0
Trecca, EEBIS & Conecta Energías	26	30	3	12.6
Gebbras	0	-1	0	343.1
Otros	14	4	-10	-69.8
<b>Total controladas</b>	<b>986</b>	<b>932</b>	<b>-55</b>	<b>-5.6</b>
Enel Colombia	1,164	768	-396	-34.0
REP & CTM	265	242	-23	-8.8
Promigas	89	89	1	0.6
Vanti	88	111	23	26.2
EMSA	2	3	1	76.0
Argo	9	0	-9	-100.0
<b>Total Asociadas</b>	<b>1,617</b>	<b>1,213</b>	<b>-404</b>	<b>-25.0</b>
<b>Total</b>	<b>2,603</b>	<b>2,145</b>	<b>-458</b>	<b>- 17.6</b>

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

- El EBITDA de compañías controladas disminuye 5.6% a/a, principalmente por efecto cambiario dada la revaluación del COP y el ajuste en metodología que incluye impuestos operativos en el cálculo. El EBITDA en moneda funcional (USD) de Cálidda y Dunas aumenta 6.6% y 10.6%, respectivamente.
- En cuanto al EBITDA de las compañías asociadas, la disminución está relacionada con Enel Colombia (COP -396 mM) por menores dividendos decretados sobre resultados del 2023, explicado principalmente por el deterioro contable resultado de la puesta en venta del proyecto de energía eólica Windpeshi y eliminación de cuenta por cobrar de “Chucas” en Costa Rica. Así mismo, ISA CTM (COP -23.2 mM) refleja deterioro asociado con la reubicación de la subestación Nueva Yanango y otros relacionados con el proyecto Nueva Huánuco; finalmente, al 1T24 Argo aún no decreta dividendos.

### Ingreso (Gasto) Financiero neto

Los gastos financieros aumentaron 19.9% a/a (COP +67.8 mM), totalizando COP 408.3 mM, resultado principalmente de: i) gastos por intereses de la emisión internacional del bono sostenible del GEB (COP +30 mM) y los correspondientes a los bonos en moneda local (COP +16 mM); ii) mayores gastos de TGI resultado del nuevo crédito Club Deal suscrito en COP (COP +21 mM). La revaluación del COP (COP 37 mM) amortiguó los gastos por intereses de las obligaciones financieras del Grupo, así como el efecto de las coberturas cambiarias de TGI.

Los ingresos financieros disminuyen (COP 35.6 mM; -40.7% a/a) principalmente por menor valor del ingreso financiero de las coberturas (COP 41 mM).

### Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio refleja menor ingreso de COP 17.3 mM en el 1T24 vs 1T23, como resultado de la revaluación del Peso (COP 31 mM) y los efectos de pesificación en TGI (COP 33 mM).

### Método de Participación

Tabla N°7 - Método de Participación

COP mM	1T23	1T24	Var \$	Var %
Enel Colombia	327	322	-5	-1.5
CTM	39	38	-1	-2.0
Vanti	33	35	2	6.5
REP	27	30	3	11.2
EMSA	-2	1	3	-156.0
Promigas	34	48	13	38.8
Argo	84	71	-13	-15.9
Gebbras	34	41	6	18.6
Ágata	1	0	-1	-109.5
<b>Total</b>	<b>578</b>	<b>586</b>	<b>7</b>	<b>1.3</b>



Se presentó un crecimiento del método de participación patrimonial (MPP) en COP 7 mM a/a, pese al impacto por parte de Argo que refleja disminución de COP 13 mM principalmente por efecto de conversión FX (COP -12 mM), así como por el efecto del menor IPCA<sup>4</sup> registrado en 1T24 vs 1T23 en Brasil; Enel Colombia con COP -5 mM por menores utilidades del trimestre (-1.6% a/a). Lo anterior, es parcialmente compensado por mayores contribuciones de Promigas dada mayor utilidad por mejores niveles de ingresos operacionales, así como por negocios conjuntos de Gebbras.

## Utilidad neta

- El impuesto a las ganancias pasó de COP 161.3 mM en 1T23 a COP 128.9 mM en 1T24, disminuyendo 20.1% por menor impuesto corriente dados los menores resultados principalmente a nivel de Cálida y Enlaza.
- La utilidad neta consolidada del 1T24 fue COP 788.4 mM, decreciendo 11.2% a/a frente al mismo periodo en 2023 (COP 887.9 mM), explicado principalmente por mayores gastos financieros por concepto de intereses en GEB y TGI (COP 44 mM) y un mayor gasto de cobertura a nivel de TGI (COP 54 mM). La participación controlada se ubicó en COP 746.6 mM (-11.1% a/a).

## Perfil de la deuda

Tabla N°8 - Perfil de la deuda

USD M	2024	25	26	27	28	29	+30
Vencimiento	409	142	646	926	687	120	1,855
<b>Total</b>	<b>4,784</b>						

- GEB: realizó el pago del principal de los dos lotes del bono local emitido en 2017 (ISIN COE01CB00014) por ~COP 317.2 mM.
- Contugas: prepagó USD 25 M del Crédito Sindicado que vence en 2024. Frente a este crédito se están adelantando las gestiones correspondientes para refinanciarlo.
- TGI: el 19 de marzo prepagó COP 200 mM (~USD 54 M) del crédito Club Deal que tiene actualmente vigente con la banca local.

Tabla N°9 - Clasificación de la deuda y ratios

COP mM	1T23	1T24	Var \$	Var %
EBITDA UDM	5,036	4,739	-297	-5.9
Deuda total neta	18,315	16,370	-1,944	-10.6
Deuda total bruta	20,171	18,332	-1,839	-9.1
Gastos financieros neto UDM	703	1,014	311	44.3
Deuda total neta / EBITDA	3.6x	3.5x	-0.2x	-5.0
EBITDA / Gastos financieros neto	7.2x	4.7x	-2.5x	-34.8

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

<sup>4</sup> Índice de Precios al Consumidor Amplio, Brasil.

La composición por moneda en pesos (COP) pasó de 14% (1T23) a 33% (1T24), explicado principalmente por la celebración del Club Deal de TGI y la cobertura Fx efectuada sobre su Bono Internacional 2028. En términos de tasa de interés (tasa variable vs tasa fija) la composición pasó de (48%/52%) a (63%/37%).

## CAPEX

Tabla N°10 - CAPEX ejecución y proyección anual

USD M	1T24	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2024P - 2028P
Cálida	22	111	44	13	6	8	182
Transmisión	50	215	232	139	56	56	698
TGI	5	58	46	32	31	33	200
Trecca & EEBIS	3	19	12	8	2	1	42
Contugas	2	8	18	14	1	1	41
Grupo Dunas	8	30	24	19	23	25	121
Transnova	0.01	16	28	35	32	20	131
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>91</b>	<b>457</b>	<b>404</b>	<b>259</b>	<b>150</b>	<b>145</b>	<b>1,415</b>

El CAPEX total ejecutado durante el 1T24 fue USD 90.8 M, USD 4.9 M más en comparación al CAPEX ejecutado en el 1T23 (USD 86 M), explicado principalmente por una mayor ejecución en el segmento de Transmisión (USD +19.3 M) representando el 55% del total ejecutado durante el trimestre. En el negocio de Transmisión Colombia la ejecución fue destinada principalmente a los proyectos Sogamoso, Colectora y Refuerzo Suroccidental; en línea con la ejecución del plan de inversiones 2022 – 2026.

## Actualización Riesgo de Mercado

Sobre los instrumentos financieros, cabe destacar el cambio en la desagregación de los flujos de caja del endeudamiento durante el 1T24:

- **Flujos de efectivo de los próximos cinco años:** si bien es cierto que los COP 4.8 B de deuda del Grupo implican flujos de caja de cupones / intereses entre los últimos tres trimestres del año 2024 y 2028, el 66% de estas deudas finalizan durante los próximos cinco años.
- **Por monto,** las obligaciones financieras, relacionadas según la empresa deudora o emisora, que superan el 5% del total de la deuda corresponden a:
  - GEB: crédito sindicado noviembre 2027 (10.6%), Bonos Internacionales mayo 2030 (8.4%), Bono Internacional noviembre 2033 (8.4%) y crédito Banco Davivienda marzo 2032 (6.3%).
  - TGI: bono internacional noviembre 2028 (12.5%) y Crédito Club Deal banca local (6.2%)
  - Cálida: crédito internacional diciembre 2026 (7.3%)
  - Contugas: crédito sindicado septiembre 2024 (6.7%)

## Actualización de Riesgos Estratégicos

Durante el 1T24 se reportó el siguiente evento de materialización de riesgos estratégicos:

- En TGI la variación negativa del IPP a cierre de 2023 (a septiembre de 2023 IPP 3.15 y real cierre año IPP -0.72), impacta el presupuesto 2024 en COP 60 mM.
- No se reportó materialización de riesgos estratégicos en GEB, Enlaza, Conecta, Grupo Dunas, Contugas y Cálidda. Así mismo, no se reportó identificación de nuevos riesgos durante el trimestre evaluado.

## Avances en Prácticas ASG 1T24

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 enero y el 31 de marzo de 2024:

### Dimensión social

- Lanzamiento de la última convocatoria del programa “Todos a la U” en alianza con ATENEA, la Agencia Distrital para la Educación Superior, la Ciencia y la Tecnología de Bogotá, que beneficiará a más de 1,500 personas con formación en temas de tecnología y sector digital, habilidades blandas y transición energética.
- TGI finalizó la entrega de 42 aulas solares interactivas en los departamentos de Antioquia, Bolívar, Cesar y Valle del Cauca. Este proyecto se realizó a través del mecanismo de obras por impuestos con una inversión de COP 17.0 mM, beneficiando más de 20,000 menores de edad.
- Cálidda obtuvo la certificación inclusiva por Yapaykuy como reconocimiento por las prácticas implementadas en centros de atención de clientes para promover la inclusión y servicios de calidad.
- Enlaza logró la concertación de más de 300 iniciativas de inversión social con comunidades étnicas en el marco de las compensaciones socioculturales de consulta previa del proyecto Colectora en La Guajira, Colombia. Estas iniciativas beneficiarán a más de 23,000 personas de 199 comunidades.

### Dimensión ambiental

- Publicación del informe de Gestión de Cambio Climático del GEB y sus filiales controladas siguiendo las recomendaciones del marco TCFD (*Task Force on Climate-Related Financial Disclosures*) en los ejes de gobierno, riesgos, estrategia, y metas e indicadores.
- El GEB recibió la calificación B+ en la evaluación de *Carbon Disclosure Project* (CDP) por su alto desempeño en la gestión de los asuntos de cambio climático.
- Cálidda obtuvo financiamiento del BID para el desarrollo de un piloto de Biogás por USD 49 m. El proyecto incluirá la caracterización de biomasa, análisis técnico, económico y plan de escalamiento.

- Cálidda recibió por tercer año consecutivo el premio Yanapay en la categoría Ecoeficiencia por gestión de residuos reciclables.

#### Indicadores de sostenibilidad:

Empresa	GEB		TGI		Cálidda		Contugas		ElectroDunas		Conecta		Enlaza		Consolidado	
Género	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M	H	M
No. total de empleados	181	215	312	119	292	115	81	33	208	66	88	39	224	148	1,386	735
No. de empleados en alta gerencia*	10	5	14	8	6	2	5	0	1	0	6	4	5	1	47	20
No. de empleados en gerencia media**	36	30	26	18	21	12	4	4	10	3	14	7	11	3	122	77
LGBTIQ+	8	1	10	0	0	0	0	0	13	0	0	0	3	0	35	0
Minorías étnicas/raciales	1	4	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	52	0
No. de empleados entre 18 y 28 años	5	10	5	4	12	20	5	2	18	12	4	5	2	4	51	57
Discapacidad	1	1	0	0	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	2	3

Inversión social USD	GEB	TGI	Cálidda	Contugas	ElectroDunas	Conecta	Enlaza	Consolidado
Inversión total acumulada \$	15,305	22,130	235,204	30,960	0	51,085	1,253,726	1,608,410
Inversión voluntaria acumulada \$	15,305	22,130	222,336	0	0	51,085	428,390	739,246
Inversión obligatoria acumulada \$	0	0	12,868	30,960	0	0	825,336	869,164
Recursos apalancados con aliados \$	0	0	11,500	0	0	0	302,173	313,673
No. de beneficiarios	41	90	6,860	12	0	500	22,229	29,732

Inversión ambiental USD \$	GEB	TGI	Cálidda	Contugas	ElectroDunas	Conecta	Enlaza	Consolidado
Inversión total acumulada	0	336,334	9,190	0	0	10,277	918,274	1,274,075
Inversión voluntaria acumulada	0	11,414	0	0	0	0	0	11,414
Inversión obligatoria acumulada	0	324,920	9,190	0	0	10,277	918,274	1,262,661

#### Gobierno corporativo

- El 26 de marzo de 2024 se celebró la reunión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas, con un total de acciones representadas de 8,768,507,350 equivalente al 95.50526% de las acciones de la sociedad. En la reunión se logró la aprobación de todas las proposiciones puestas a consideración, en especial, la designación de la Junta Directiva para el periodo 2024-2026, los informes de fin de ejercicio, los Estados Financieros, la

garantía corporativa de GEB a las obligaciones de pago de Contugas, el Proyecto de Distribución de Utilidades y Pago de Dividendos. El Informe Anual de Gobierno Corporativo de 2023 fue debidamente presentado y aprobado, se encuentra publicado en la página web del GEB.

- En el proceso de designación de la nueva Junta Directiva, la Vicepresidencia Jurídica del GEB realizó la verificación de los requisitos mínimos y calidades de la lista única de candidatos a conformar la Junta Directiva, remitida por la Alcaldía Mayor de Bogotá D.C. como representante del Distrito Capital, accionista mayoritario del GEB. De dicha verificación la Vicepresidencia Jurídica emitió el Informe de Evaluación de Candidatos, el cual fue sometido a consideración de los Comités de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad, y de Talento, Cultura e Innovación quienes aprobaron presentar a la Asamblea General de Accionistas la lista única de candidatos a conformar la Junta Directiva. En esa medida la Asamblea General de Accionistas designó, por el periodo 2024 - 2026, una Junta Directiva conformada por 7 miembros independientes, 4 mujeres y 3 miembros reelectos de la Junta Directiva saliente:

Renglón	Nombre	Calidad
1	Ana María Cadena Ruiz	No independiente
2	Sylvia Escovar Gómez	Independiente
3	Jaime Ardila Gómez	Independiente
4	Silvana Habib Daza	Independiente
5	Gustavo Ramírez Galindo	No independiente
6	Juan Benavides Estévez-Bretón	Independiente
7	Luis Ricardo Ávila Pinto	Independiente
8	Maria Mercedes Cuéllar López	Independiente
9	Andrés Escobar Arango	Independiente

- Adicionalmente, se hicieron reformas a los Estatutos Sociales, la Política de Nominación, Sucesión y Remuneración de la Junta Directiva y el Reglamento de la Asamblea General de Accionistas. Dichas modificaciones tienen el propósito de direccionar y promover la Estrategia de Sostenibilidad en todo el Grupo Empresarial, a través de un sistema articulado de Gobernanza de la sostenibilidad, que permita hacer seguimiento a las metas fijadas en el Plan Estratégico Corporativo e identificar los riesgos y oportunidades frente a los desafíos a los que se enfrentan los diferentes negocios.
- Se realizó el diligenciamiento y cargue del cumplimiento de las recomendaciones de la Circular 028 de 2004 de la Superintendencia Financiera de Colombia, conocida como Código País, evidenciando un cumplimiento del 96.6% de las recomendaciones contenidas en la Circular.
- Se culminó el proceso de Evaluación y Autoevaluación de las Juntas Directivas, Directorios y Consejos de Administración de las sociedades que conforman el Grupo Empresarial, identificando una gestión sobresaliente de los órganos colegiados de dirección, sus comités de apoyo y el relacionamiento con la Alta Gerencia. Durante el 2024 será implementado el plan de acción para el cierre de las brechas identificadas.

## Actualización Regulatoria durante el 1T24 y Posteriores

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	CREG 101 034-2024	Por la cual se establecen disposiciones temporales para la entrega de excedentes de generación de energía al Sistema Interconectado Nacional, SIN	Generación Energía Eléctrica	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 101 036-2024	Por la cual se dictan disposiciones transitorias para las compras de energía con destino al mercado regulado y su correspondiente traslado en el componente de costo de energía (G) del costo unitario de prestación del servicio (CU)	Comercialización Energía Eléctrica	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 501 025-2023	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 de la subestación Huila 230 kV y líneas de transmisión asociadas de acuerdo con la convocatoria UPME 01-2022	Transmisión Energía Eléctrica	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	CREG 105 007-2024	Por la cual se modifican transitoriamente los artículos 37 y 38 de la Resolución CREG 108 de 1997	Distribución Energía Eléctrica	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	MME 40042 2024	Por la cual se establecen lineamientos sobre la modificación de Fecha de Puesta en Operación (FPO) y las Garantías para los proyectos de generación, cogeneración, autogeneración, contratos de suministro de energía a largo plazo y almacenamiento de energía con baterías y se adoptan otras disposiciones	Varios Energía Eléctrica	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	MME 40116 2024	Por la cual se adoptan medidas transitorias para el abastecimiento de la demanda debido a las condiciones energéticas del verano 2023-2024 durante el fenómeno de El Niño del mismo período, y se dictan otras disposiciones	Generación Energía Eléctrica	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	MME 40115 2024	Por la cual se adoptan medidas transitorias sobre las exportaciones de electricidad debido a las condiciones energéticas del verano 2023-2024 durante el Fenómeno de El Niño del mismo período, y se dictan otras disposiciones	Generación Energía Eléctrica	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
MHCP 0268 2024	Por el cual se sustituye el Capítulo 12 del Título 7 de la Parte 6 del Libro 2 del Decreto 1068 de 2015, Único Reglamentario del Sector Hacienda y Crédito Público, en relación con la línea de crédito directo con tasa compensada de la Financiera de Desarrollo Territorial S.A.- Findeter, destinada a irrigar recursos de capital de trabajo y/o liquidez a las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica de naturaleza oficial, mixta y/o privada, que hayan aplicado a la opción tarifaria regulatoria establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG	Comercialización Energía Eléctrica	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>	
Perú	Osinergmin N° 014-2024- OS/CD	Resolución de Consejo Directivo que aprueba la Actualización del Plan Quinquenal de Inversiones 2022-2026, actualiza la Demanda Anual Proyectada para el periodo 2022-2026, aprueba los Factores de Ajuste Tarifario, así como el valor de la alícuota aplicable a la Tarifa Única de Distribución de la Concesión de Distribución de Gas Natural por red de ductos de Lima y Callao	Distribución GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	Osinergmin N° 015-2024- OS/CD	Resolución de Consejo Directivo que aprueba el Plan Anual 2024 para la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao	Distribución GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	Osinergmin N° 019-2024- OS/CD	Resolución de Consejo Directivo que aprueba el "Procedimiento de reajuste de la tarifa de distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión de Ica"	Distribución GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>
	Osinergmin N° 022- 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 marzo 2024 a mayo 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>

Osinerghmin N° 023- 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 marzo 2024 a mayo 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>
Osinerghmin N° 027- 2024-OS/CD	Resolución de Consejo Directivo mediante el cual se aprueba el Plan Anual 2024 para 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>
Osinerghmin N° 036- 2024-OS/CD	Resolución de Consejo Directivo que modifica la Resolución N° 014-2024-OS/CD que aprueba la Actualización del Plan Quinquenal de Inversiones 2022 – 2026 y los Factores de Ajuste Tarifario de la Concesión de Distribución de Gas Natural por red de ductos de Lima y Calla	Distribución GN	Definitiva	<a href="#">Ver más</a>

## Resultados Compañías Controladas



Tabla N°11 - Indicadores financieros GEB transmisión

COP mM	1T23	1T24	Var \$	Var %
Ingresos	243	270	27	11.1
Utilidad Bruta	178	182	5	2.5
EBITDA	149	191	41	27.7
Margen EBITDA	61%	71%	9 pp	
Utilidad Operacional	173	172	-1	-0.5

Tabla N°12 - Ingreso por tipo de activo

COP mM	1T23	1T24	Var \$	Var %
Activos de Uso	43	52	8	19.3
Activos de Convocatoria	157	164	7	4.5
Proyectos Privados	5	8	3	73.2
Contribuciones	37	34	-4	-9.9
<b>Total</b>	<b>243</b>	<b>258</b>	<b>15</b>	<b>6.3</b>

### Resoluciones:

- Resolución MME 40097 del 15 de marzo de 2024: resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución 40736 del 15 de diciembre de 2023 que decidió sobre la solicitud de modificación de la fecha de puesta en operación del Proyecto Segundo Circuito Cuestecitas — La Loma 500 kV - Ampliación del STN. La resolución resuelve no modificar la Fecha de Puesta en Operación (FPO) del proyecto, manteniéndola al 27 de junio de 2026.
- Resolución MME 40098 del 15 de marzo de 2024: resuelve un recurso de reposición presentado en contra de la Resolución No. 40735 del 15 de diciembre de 2023 que resolvió la solicitud de modificación de la fecha de puesta en operación del proyecto “Subestación Norte 500 kV y Líneas de transmisión Sogamoso - Norte 500 kV - Nueva Esperanza”. La resolución resuelve otorgar 88 días calendario a partir del 22 de septiembre de 2024, en consecuencia, la FPO del proyecto, es el 19 de diciembre de 2024.

- Resolución CREG 501 025 de 2023: 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 de la subestación Huila 230 kV y líneas de transmisión asociadas de acuerdo con la convocatoria UPME 01-2022.

Tabla N°13 - Panorámica general GEB Transmisión		1T24
Disponibilidad de la infraestructura		100%
Compensación por indisponibilidad		0.09%
Cumplimiento programa mantenimiento		97%
Participación en la actividad de transmisión		21%

#### Proyectos:

- Proyecto UPME 06 – 2017 S/E Colectora y líneas Colectora - Cuestecitas (CC) y Cuestecitas - La Loma (CLL) 500kv y líneas de transmisión asociadas: i) sobre el tramo Colectora-Cuestecitas, el 27 de marzo de 2024, ANLA notificó el Auto No. 1633 del 22 de marzo de 2024, por medio del cual la Agencia levanta la suspensión del proceso de evaluación licencia de CC. Se estima obtención de resolución de licencia en el mes de mayo/2024; ii) sobre el tramo Cuestecitas La Loma: a marzo de 2024, avanza la construcción, 217 cimentaciones finalizadas, 111 torres montadas.
- Proyecto UPME 01 – 2013 S/E Sogamoso-Norte-Nueva Esperanza y líneas de transmisión asociadas 500 kv: avanzan procesos de modificación de licencia ambiental ante ANLA para viabilidad constructiva en diferentes sectores del proyecto. La fecha oficial de puesta en operación vigente es diciembre de 2024, plazo otorgando mediante resolución MME No 40098 del 15 marzo de 2024.
- Proyecto UPME 03-2010 S/E Chivor II, Norte, Bacatá y líneas de transmisión asociadas 230 kv: avanzan procesos de modificación de licencia ambiental ante ANLA para viabilidad constructiva en diferentes sectores del proyecto.
- Proyecto UPME 04-2014 refuerzo suroccidental 500 kV: continua la construcción de tramos I y III para entrar en operación en el primer y segundo semestre de 2024, respectivamente.
- Proyecto Membrillal, conexión subestación Bolívar 230kv y línea de transmisión asociada: con 22 torres cimentadas de 80; los avances en las subestaciones: Bolívar 34% y Membrillal 23%.
- UPME 10 – 2019: Línea Río Córdoba – Bonda (Termocol) 220kV: el proyecto presenta un avance del 36.8%.

Tabla N°14 - Estatus de Proyectos			
	Avance	Ingreso Anual Esperado (USD M)	Fecha Oficial Puesta en Operación (*)
<b>Proyectos UPME</b>			
Chivor II 230 kV	71%	5.5	2T24
Sogamoso Norte 500 kV	55%	21.1	4T24
Refuerzo Suroccidental 500 kV	76%	24.4	1T25
Colectora 500 kV	39%	21.5	3T25
Río Córdoba–Bonda 220kV	37%	1.2	2T24
Begonia	16%	-	1T25
Huila 230 kV	3%	1.9	3T26
<b>Proyectos Privados</b>		6.7	

\*No incluye las prórrogas que se puedan generar posteriormente



**Tabla N°15 – Indicadores Financieros TGI**

USD M	1T23	1T24	Var \$	Var %
Ingresos	104	135	31	29.6
Utilidad operacional	63	78	15	23.8
EBITDA	85	108	23	26.7
Margen EBITDA	82%	80%	-1.9 pp	
Utilidad neta	41	28	-13	-31.2
Deuda bruta / EBITDA	3.0x	2.1x		
EBITDA / Gastos financieros	4.7x	3.2x		
Calificación crediticia internacional:				
Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 01   23:		BBB, estable		
Moody's – Calificación Corporativa – Feb. 02   24:		Baa3, negativa		

— Durante el 1T24, TGI realizó un abono con recursos propios al crédito bajo la modalidad “Club Deal” con entidades financieras locales por COP 200.0 mM. El contrato de crédito se realizó en el 4T23 para la cancelación del saldo del crédito intercompañía con GEB S.A. E.S.P., transformando la deuda en USD a COP. El nivel de apalancamiento neto alcanzó 1.7x y la cobertura de intereses fue de 3.2x al cierre del 1T24, niveles inferiores a los registrados al cierre del 2023.

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**

	1T24
Volumen transportado – Promedio Mpcd	473
Capacidad contratada en firme – Mpcd	658

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

USD M	1T23	1T24	Var \$	Var %
Ingresos	215	209	-6	-2.9
Ingresos ajustados*	91	92	1	1.4
Utilidad operacional	45	47	3	5.7
EBITDA	56	60	4	6.6
Margen EBITDA - Ingresos	26%	29%	2.6 pp	
Margen EBITDA - Ingresos ajustados	62%	65%	3.2 pp	
Utilidad neta	25	27	2	6.4
Deuda bruta / EBITDA	4.0x	3.7x		
EBITDA / Gastos financieros	7.2x	7.4x		

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

- Durante el 1T24, Osinergmin aprobó ampliar el plan de inversiones del Plan Quinquenal de Inversiones 2022-2026 (Resolución N° 014-2024-OS/CD) en USD 68.2 M para construir 813 kilómetros de redes. Estas inversiones adicionales se reconocen en la tarifa de distribución desde el 6 de febrero de 2024.
- Cálidda viene trabajando de la mano con el Consorcio Camisea para educar y facilitar la conversión de vehículos a GNV. Al 1T24, el parque automotor de vehículos pesados en GNV aumentó en más de 1,200 vehículos comparados al 1T 2023 (+21%).

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		1T24
Cientes acumulados		1,832,802
Cientes potenciales		2,385,196
Extensión total de la red (Km)		17,142
Volumen facturado (Mpcd)		786
Penetración de la red (%)		76.8%



Tabla N°19 - Indicadores financieros Contugas					
USD m	1T23	1T24	Var \$	Var %	
Ingresos	16,009	19,535	3,526	22.0	
Utilidad Bruta	8,940	11,150	2,209	24.7	
Margen bruto	56%	57%	1.2 pp		
Utilidad operacional	1,820	3,393	1,574	86.5	
EBITDA	5,977	7,761	1,784	29.8	
Margen EBITDA	37%	40%	2.4 pp		
Utilidad neta	-3,483	-1,924	1,560	-44.8	

- Durante el 1T24, los ingresos provenientes de los proyectos financiados por el Estado peruano (USD 1.2 M) proyectos Punche I y II compensaron el impacto del fenómeno de El Niño en el sector de pesca en los ingresos de distribución equivalentes a USD -0.4 M.

Tabla N°20 - Panorámica general Contugas		1T24
Número de clientes		95,267
Volumen de ventas acumuladas (Mpcd)		23
Volumen transportado acumulado (Mpcd)		662
Capacidad contratada en firme (Mpcd)		20
Longitud de la red (km) distribución + transporte		1,715


**ElectroDunas**
**Tabla N°21 - Indicadores financieros ElectroDunas**

PEN m	1T23	1T24	Var \$	Var %
Ingresos	141,702	151,655	9,953	7.0
Utilidad Bruta	49,336	50,187	851	1.7
Margen Bruto	34.8%	33.1%	-1.7 pp	
Utilidad operacional	30,493	32,945	2,452	8.0
Margen operacional	21.5%	21.7%	0.2 pp	
EBITDA	43,326	45,759	2,433	5.6
Margen EBITDA	30.6%	30.2%	-0.4 pp	
Utilidad neta	17,825	18,247	422	2.4

- Con el propósito de participar activamente en proyectos de almacenamiento de energía, generación distribuida y eficiencias operativas que puedan resultar de la innovación, Dunas Energía invirtió en el Fondo Adara Energy Ventures USD 214 m, en el 1T24.
- El Directorio de Dunas Energía aprobó un aporte adicional de USD 1.0 M para la constitución de Consorcio Eléctrico Yapay S.A., concesionaria de los proyectos de transmisión «Enlace 500 kV Huánuco – Tocache – Celendín – Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas» y «Enlace 500 kV Celendín – Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas», los cuales suman 1,054 kilómetros de líneas de transmisión.

**Tabla N°22 - Panorámica general ElectroDunas**
**1T24**

Venta de Energía de ELD (MWh)	343,590
Venta de energía a clientes propios (GWh)	265,382
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (GWh)	78,209
Compra de energía y generación propia (MWh)	303,809

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

PEN m	1T23	1T24	Var \$	Var %
Ingresos	7,238	7,396	158	2.2
Utilidad operacional	4,390	5,185	795	18.1
Margen operacional	60.6%	70.1%	9.5 pp	
EBITDA	6,973	7,200	227	3.3
Margen EBITDA	96.3%	97.4%	1.0 pp	
Utilidad neta	2,332	3,114	782	33.5

Tabla N°24 - Indicadores financieros Cantaloc

PEN m	1T23	1T24	Var \$	Var %
Ingresos	12,292	14,897	2,605	21.2
Utilidad operacional	1,196	2,355	1,158	96.8
Margen operacional	9.7%	15.8%	6.1 pp	
EBITDA	2,662	3,002	341	12.8
Margen EBITDA	21.7%	20.2%	-1.5 pp	
Utilidad neta	335	672	337	100.5

Tabla N°25 - Indicadores financieros Trecca

USD m	1T23	1T24	Var \$	Var %
Ingresos	5,855	6,219	364	6.2
Utilidad bruta	4,976	5,389	413	8.3
EBITDA	4,279	4,514	235	5.5
Margen EBITDA	73.1%	72.6%	-0.5 pp	
Utilidad neta	-679	-2,689	-2,009	295.8

- En Trecca, se prorrogó por 38 meses adicionales la culminación del proyecto PET-2009, terminando en el año 2027. Las obras complementarias por USD 50 M generan peaje anual de USD +5 M, para atender necesidades del Estado de Guatemala. Se activará canon anual USD 1.6 M, dentro de las cuales ya se cuenta con Resolución de San Juan Comalapa.

Tabla N°26 - Indicadores financieros EEBIS

USD m	1T23	1T24	Var \$	Var %
Ingresos	2,294	2,338	44	1.9
Utilidad bruta	2,074	2,179	106	5.1
EBITDA	2,045	2,132	86	4.2
Margen EBITDA	89.2%	91.2%	2.0 pp	
Utilidad neta	484	565	80	16.6

- EEBIS (EEB Ingeniería y Servicios, S.A.) ha continuado percibiendo los ingresos asociados al 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.

Tabla N°27 - Indicadores financieros Conecta Energías<sup>5</sup>

USD m	1T23	1T24	Var \$	Var %
Ingresos	-	872	872	-
Utilidad bruta	-	781	781	-
EBITDA	-	781	781	-
Margen EBITDA	-	89.6%	89.6 pp	-
Utilidad neta	-	723	723	-

- Conecta Energías (antes Transnova) ha continuado percibiendo los ingresos asociados al tramo Chixoy II - Uspantán, nuevos proyectos de transmisión que se ejecutarán en Conecta.

## Resultados Compañías No Controladas



Tabla N°28 - Indicadores financieros Enel Colombia

COP mM	1T23	1T24	Var \$	Var %
Ingresos operacionales	3,809	4,110	301	7.9
Margen de contribución	2,042	2,013	-28	-1.4
EBITDA	1,743	1,735	-9	-0.5
Margen EBITDA	45.8%	42.2%	-3.6 pp	
EBIT	1,470	792	-679	-46.2
Utilidad neta	805	791.7	-13	-1.6

- Durante el primer trimestre de 2024, la compañía invirtió más de COP 350 mM en atención de la demanda, mejora en calidad del servicio y mantenimiento de la infraestructura de distribución, así como en el desarrollo de proyectos de generación de energía con fuentes renovables no convencionales.
- Enel Colombia inauguró el parque solar La Loma, el más grande construido en el país, con una capacidad instalada de 187 MWdc generando 420 GWh/año.
- Tras culminar el periodo de pruebas regulatorias, el parque solar El Paso, declaró el inicio de su operación comercial.

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

1T24

### Generación Colombia

Generación Enel Colombia (Gwh)	3,493
Ventas totales (Gwh)	4,827

<sup>5</sup> Resultados de activo de transmisión "Transnova" en Guatemala, adquirido durante el 2023.

Disponibilidad de plantas (%)	84.4%
<b>Generación Centroamérica</b>	
Generación Enel Colombia (Gwh)	649
Capacidad instalada	705
<b>Distribución</b>	
Número de clientes	3,883,924
Participación de mercado (%)	20.0%
Demanda energía nacional (Gwh)	81,439
Demanda energía zona Enel Colombia (Gwh)	16,642
Índice de pérdidas (%)	7.5%
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	42.5%



Tabla N°30 - Indicadores financieros ISA CTM

USD m	1T23	1T24	Var \$	Var %
Ingresos	52	70	17	33.3
Utilidad operacional	32	46	14	43.3
EBITDA	51	63	12	23.0
Margen EBITDA	97.5%	90.0%	-7.6 pp	
Utilidad neta	21	24	4	19.1
Deuda neta / EBITDA	5.6x	4.6x		
EBITDA / Gastos financieros	3.7x	4.1x		

- Consorcio Transmantaro (ISA CTM), actualmente tiene en su portafolio la operación de 17 concesiones de transmisión en alta tensión.
- Moody's Investors Service, en abril de 2024, otorgó calificación Baa3/estable destacando la solidez y la previsibilidad de los ingresos de ISA CTM, derivados de su operación de líneas de transmisión de energía eléctrica y los contratos de concesión que maneja.

Tabla N°31 - Panorámica General ISA CTM

	1T24
Demanda del mercado (Gwh)	5,023.28
Cuota de mercado (%)	40.00
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99.64
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	86.61
Líneas de transmisión o Red (Km)	4,749
Control	ISA
Participación GEB	40%

Tabla N°32 - Indicadores financieros ISA REP

USD m	1T23	1T24	Var \$	Var %
Ingresos	45	51	6	13.6
Utilidad operacional	23	29	7	28.9
EBITDA	32	38	6	19.3
Margen EBITDA	71.6%	75.2%	3.6 pp	
Utilidad neta	14	19	5	35.2
Deuda neta / EBITDA	1.5x	1.3x		
EBITDA / Gastos financieros	12.1x	11.8x		

- Red de Energía del Perú S.A. (ISA REP) es la empresa líder en transmisión de energía eléctrica del Perú, gestiona tres importantes empresas del sector: Consorcio Transmantaro, ISA Perú y Consorcio Eléctrico Yapay.
- ISA REP suscribió, en calidad de prestamista, un contrato de préstamo con su empresa vinculada Consorcio Eléctrico Yapay S.A., por la suma de hasta USD 40 M.

Tabla N°33 - Panorámica General ISA REP

1T24

Demanda del mercado (Gwh)	5,023
Cuota de mercado (%)	28
Disponibilidad de la infraestructura (%)	98
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	78
Líneas de transmisión o Red (Km)	6,318
Control	ISA
Participación GEB	40%

Tabla N°34 - Indicadores financieros Argo (IFRS)

BRL M	1T23	1T24	Var \$	Var %
Ingresos	338	294	-44	-12.9
EBITDA	321	274	-46	-14.4
Margen EBITDA	95.0%	93.4%	-1.7 pp	
Utilidad neta	200	195	-5	-2.6
Margen Neto	59.2%	66.2%	7.0 pp	
Activo	10,888	11,159	271	2.5
Patrimonio	4,983	5,571	588	11.8
Deuda Bruta	3,914	3,431	-483	-12.3
Deuda Neta	3,315	2,798	-517	-15.6

- En Argo se observó un menor ingreso IFRS en el 1T24 vs 1T23 (BRL -44 M) debido principalmente a: menor variación monetaria (BRL 113.5 M 1T24 vs BRL 163.5 M en el 1T23) producto de una menor inflación en el período de comparación 1.49% en el 1T24 vs 2.14% en el 1T23.

- Margen EBITDA IFRS ligeramente inferior debido a costos de construcción IFRS de BRL 6.4 M, asociados a refuerzos.

Tabla N°35 - Indicadores financieros Argo (Regulatorio)

BRL M	1T23	1T24	Var \$	Var %
Ingresos	203	319	116	57.2
EBITDA	186	291	106	56.8
Margen EBITDA	91.7%	91.4%	-0.3 pp	
Utilidad neta	42	79	37	89.6
Margen Neto	20.5%	24.8%	4.2 pp	

- Crecimiento en ingresos impactados por ajustes tarifarios en Argo 3 durante 2023 (-1.89% real, 1.97% nominal) y Argo 4 (-3.6% real, 0.24% nominal) que ocurrieron a mediados de año, así como por ajustes en contabilización de “Otros ingresos”.



Tabla N°36 - Indicadores financieros Promigas

COP mM	1T23	1T24	Var \$	Var %
Ingresos	232	1,663	1,431	615.5
EBITDA <sup>6</sup>	347	691	344	99.2
Margen EBITDA	149.3%	41.6%	-107.7 pp	
Utilidad operacional	299	596	297	99.7
Margen Operacional	128.4%	35.8%	-92.6 pp	
Utilidad neta	247	312	66	26.7
Margen neto	106.1%	18.8%	-87.3 pp	

- A marzo de 2024, Promigas reportó un EBITDA de COP 691 mM y una Utilidad Neta de COP 312 mM a nivel consolidado, correspondiente a una ejecución presupuestal del 113% y 122%, respectivamente.
- Durante 1T24 SPEC LNG operó a máxima capacidad, alcanzado niveles históricos de recibo y regasificación de GNL para responder al aumento de la demanda de la generación térmica a gas, como medida para enfrentar la continua reducción de los embalses debido al fenómeno de El Niño.

Tabla N°37 - Panorámica General Promigas

	1T24
Red de gasoductos (Km)	3,289
Capacidad instalada - máxima (Mpcd)	1,153
Capacidad contratada (Mpcd)	891
Usuarios acumulados (M)	6.9
Control	Corficolombiana
Participación GEB	15.2%

<sup>6</sup> Incluye ingresos por método de participación patrimonial COP 68.5 mM en 1T24 y COP 76.3 mM en 1T23, sin el cual el margen EBITDA se ubica en 37% y 32% respectivamente.





Tabla N°38 - Indicadores financieros Vanti

COP mM	1T23	1T24	Var \$	Var %
Ingresos	967	1,003	36	3.7
Utilidad operacional	155	158	3	1.8
EBITDA	167	170	4	2.1
Margen EBITDA	17.3%	17.0%	-0.3 pp	
Utilidad neta	131	140	9	6.5
Deuda neta / EBITDA UDM	1.1x	1.0x		
EBITDA / Gastos financieros UDM	14.4x	13.3x		

- En el mes de marzo de 2024, se llevó a cabo la Asamblea General de accionistas donde se aprobó la distribución de dividendos de 2023 por COP 440.5 mM.

Tabla N°39 - Panorámica General Vanti

	1T24
Volumen de ventas (Mm3)	799
Número de clientes	3,601,743
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%

## Anexo: Estados Financieros Consolidados

Tabla N°39 – Estados Consolidados de Resultados Trimestrales

COP mM	1T23	1T24	Var	Var %
Distribución de gas natural	1,098	903	-195	-17.7
Transporte de gas natural	495	526	31	6.2
Transmisión de electricidad	345	307	-38	-11.1
Distribución de electricidad	183	176	-8	-4.1
<b>Total ingresos</b>	<b>2,121</b>	<b>1,911</b>	<b>-210</b>	<b>-9.9</b>
Distribución de gas natural	-795	-629	166	-20.8
Transporte de gas natural	-165	-176	-11	6.4
Transmisión de electricidad	-96	-102	-6	6.2
Distribución de electricidad	-131	-107	24	-18.3
<b>Total costos</b>	<b>-1,187</b>	<b>-1,014</b>	<b>173</b>	<b>-14.6</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>934</b>	<b>897</b>	<b>-37</b>	<b>-3.9</b>
Gastos administrativos y de operación	-245	-229	16	-6.7
Otros ingresos (gastos), neto	17	19	1	8.2
<b>Resultado de actividades operacionales</b>	<b>706</b>	<b>687</b>	<b>-19</b>	<b>-2.7</b>
Ingresos financieros	87	52	-36	-40.7
Gastos financieros	-341	-408	-68	19.9
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	18	1	-17	-95.6
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	578	586	7	1.3
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>1,049</b>	<b>917</b>	<b>-132</b>	<b>-12.6</b>
Gasto por impuesto corriente	-160	-139	21	-12.9
Gasto por impuesto diferido	-1	11	12	-923.6
<b>Utilidad neta</b>	<b>888</b>	<b>788</b>	<b>-100</b>	<b>-11.2</b>
Participación Controladora	840	747	-94	-11.1
Participación no Controladora	48	42	-6	-12.5

Tabla N°40 – Estado de Situación Financiera

COP mM	mar-23	mar-24	Var.	Var %
<b>ACTIVOS</b>				
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	1,857	1,962	105	5.7
Inversiones	4	0	-4	-100.0
Deudores comerciales y otras cxc	2,597	1,467	-1,130	-43.5
Cuentas por cobrar partes relacionad.	1,670	1,272	-398	-23.8
Inventarios	353	450	97	27.5
Activos por impuestos	266	408	142	53.2
Operaciones de coberturas	576	408	-167	-29.0
Otros activos no financieros	70	73	3	4.2
Activos mantenidos para la venta	181	0	-181	-100.0
<b>Total activos corrientes</b>	<b>7,574</b>	<b>6,040</b>	<b>-1,534</b>	<b>-20.3</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				
Inversiones en asociadas y neg. conj	14,366	13,335	-1,032	-7.2
Propiedades, planta y equipo	16,466	16,079	-388	-2.4
Activos por derecho de uso	91	39	-52	-56.9
Propiedades de inversión	30	30	0	0.0
Inversiones	13	79	66	509.1
Deudores comerciales y otras cxc	294	290	-4	-1.4
Crédito mercantil	613	554	-59	-9.6
Activos intangibles	8,414	7,357	-1,057	-12.6
Activos por impuestos	124	207	83	67.3
Activos por impuestos diferidos	-17	0	17	-
Otros activos no financieros	0	0	0	-16.2
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>40,394</b>	<b>37,969</b>	<b>-2,425</b>	<b>-6.0</b>
<b>Total activo</b>	<b>47,968</b>	<b>44,009</b>	<b>-3,959</b>	<b>-8.3</b>
<b>PASIVOS Y PATRIMONIO</b>				
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>				
Obligaciones financieras	1,801	2,002	201	11.2
Acreedores comerciales y otras cxc	3,857	3,048	-809	-21.0
Obligaciones por arrendamientos	37	29	-8	-21.3
Cuentas por pagar partes relac.	76	127	52	68.3
Instrumentos fros derivados de cob.	136	424	288	212.2
Beneficios a empleados	107	107	0	-0.4
Provisiones	104	28	-76	-73.0
Ingresos recibidos por anticipados	20	68	48	244.0
Pasivo por impuestos	319	363	44	13.9
Otros pasivos no financieros	31	16	-16	-50.4
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>6,488</b>	<b>6,213</b>	<b>-275</b>	<b>-4.2</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>				
Obligaciones financieras	18,370	16,330	-2,040	-11.1
Acreedores comerciales y otras cxc	50	61	11	21.6
Obligaciones por arrendamientos	80	22	-59	-72.8
Pasivos por impuestos	0	0	0	0.0
Beneficios a empleados	101	124	23	23.0
Provisiones	579	556	-23	-4.0
Ingresos recibidos por anticipados	56	55	-1	-2.6
Pasivos por impuestos diferidos	2,697	2,961	264	9.8
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>21,934</b>	<b>20,109</b>	<b>-1,825</b>	<b>-8.3</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>28,421</b>	<b>26,321</b>	<b>-2,100</b>	<b>-7.4</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	6,052	5,957	-95	-1.6
Otro resultado integral	5,885	3,923	-1,962	-33.3
<b>Total patrimonio de la controladora</b>	<b>18,959</b>	<b>17,190</b>	<b>-1,769</b>	<b>-9.3</b>
Participación no controlada	587	497	-90	-15.3
<b>Total patrimonio</b>	<b>19,547</b>	<b>17,688</b>	<b>-1,859</b>	<b>-9.5</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>47,968</b>	<b>44,009</b>	<b>-3,959</b>	<b>-8.3</b>

Tabla N°41 – Estado de Flujo de Efectivo

COP mM	mar-23	mar-24
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:</b>		
Resultado del período	888	788
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:		
Impuesto a las ganancias	161	129
Ingreso por método participación	-578	-586
Gastos financieros	397	408
Ingresos financieros	-144	-52
Depreciación y amortización	260	231
Pérdida en venta o baja de activos fijos	1	1
Deterioro de cuentas por cobrar, neto	7	8
Diferencia en cambio	-18	23
Recuperación de deterioro de activos a largo plazo	0	0
Intereses por arrendamiento	0	0,0
Provisiones (recuperaciones), neto	-5	3
Impuesto a las ganancias pagado	0	0
Baja de activos intangibles	0	0
Terminación contrato de arrendamiento	0	0
	<b>970</b>	<b>955</b>
<b>Cambios netos en activos y pasivos de la operación</b>		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-57	27
Inventarios	-26	6
Activos por impuestos	-35	-46
Otros activos no financieros	18	13
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-105	-118
Beneficios a empleados	8	-45
Provisiones	-25	-5
Otros pasivos	17	-1
Pasivos por impuestos	9	-18
Pasivos por derechos de uso	0	0
Impuestos pagados	-96	-26
<b>Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación</b>	<b>679</b>	<b>741</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	38	51
Cuentas por cobrar relacionadas	0	1
Producto de la venta de activos fijos	0	0
Intereses recibidos	12	93
Préstamos a partes relacionadas	0	0
Inversiones en activos financieros	43	-34
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-173	-244
Adquisición de activos intangibles	-206	-101
Adquisición de grupo de activos - Transnova	0	0
<b>Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión</b>	<b>-286</b>	<b>-239</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:</b>		
Dividendos pagados	-110	-30
Intereses pagados	-303	-308
Préstamos recibidos	1,951	312
Pagos por arrendamientos	-1	-26
Préstamos pagados	-1,512	-779
Cuentas por pagar relacionadas - asociadas	0	6
<b>Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación</b>	<b>25</b>	<b>-826</b>
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo</b>	<b>417</b>	<b>-323</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	-38	-5
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO</b>	<b>1,478</b>	<b>2,290</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>	<b>1,857</b>	<b>1,962</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.
- GBTUD: Giga British Thermal Unit per-Day.
- GWh: Gigavatio-hora.
- 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