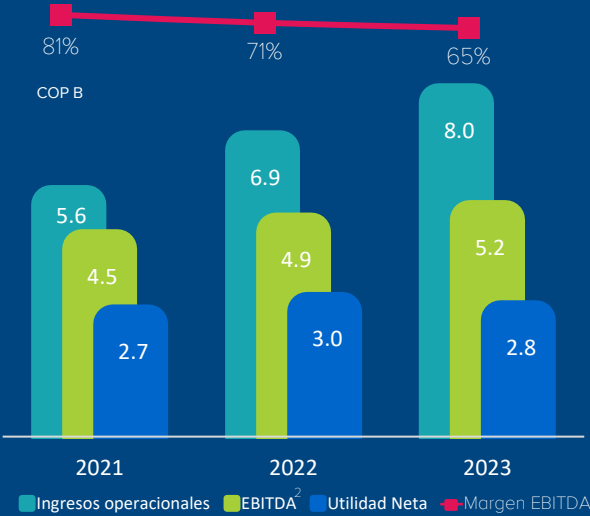


Continúa generación de valor gracias a un portafolio diversificado y robusto que refleja el compromiso con pilares estratégicos del “Gas para el Futuro” y “Transmisión del mañana”

BVC: GEB

FINANCIEROS



COMPOSICIÓN EBITDA 4T23

COP mM



Dividendo propuesto **\$ 251**

Rentabilidad por dividendo¹ **13.2%**

Ingresos	Utilidad Operacional	EBITDA ²	Utilidad Neta Controlada	Capex orgánico ³	
2,047	628	806	295	USD 152 M	4T 23
+11.7% a/a	+8.6% a/a	-7.5% a/a	-61.4% a/a	+27.5% a/a	
7,978	2,629	5,197	2,593	USD 422 M	12M 23
+16.1% a/a	+24.4% a/a	+6.8% a/a	-9.1% a/a	+1.8% a/a	

OPERATIVOS

ENERGÍA



TRANSMISIÓN

- Energización de La Loma 110kV en Cesar
- Colectora Cuestecitas - La Loma avance del 39% a mar-24
- Control conjunto (GEB – ISA) de CEY para desarrollar proyectos de >1,000 km adicionales en Perú



DISTRIBUCIÓN

- Ampliación y renovación en sistemas de distribución Electrodonas
- Crecimiento del 2% de número de clientes 2023 en Enel vs 2022



GENERACIÓN

- Inauguración parque solar La Loma 187 MW de Enel Colombia
- Adjudicación de 856 GWh/año a Enel Colombia – 6 parques solares

GAS



TRANSPORTE

- Incremento del 3.0% en volumen total transportado 496.2 Mpcd
- Sustitución Crédito Intercompañía USD 370 M mediante celebración Club Deal COP 1.5 B



DISTRIBUCIÓN

- Volumen facturado +4.3% a/a en Cálidda
- Crecimiento del 19.6% de volumen de ventas en Contugas

SOSTENIBILIDAD



Adopción de Sistema Articulado de Gobierno Corporativo de la Sostenibilidad



COP +135 mM de inversión social en los últimos 4 años



Top 10 de Ranking Par Aequales GEB y TGI



Inclusión DJSI⁴ y Anuario Sostenibilidad 2024 S&P Global

Resultados Financieros GEB

Grupo Energía Bogotá S.A. ESP (BVC: GEB), es una *holding* energética con 127 años de trayectoria, un portafolio único de activos en toda la cadena de energía, transporte y distribución de gas natural, con presencia en Colombia, Perú, Brasil y Guatemala. Cuenta con más de 4.5 millones (M) de clientes en distribución de energía eléctrica y 4.4 millones de clientes en distribución de gas natural; además de una infraestructura de más de 19,100 km de redes eléctricas, 4,781 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 4T22 y del 4T23 bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) aceptadas en Colombia.

Ingresos operacionales

Tabla N°1- Ingresos por Segmento

COP mM	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	924	1,076	152	16.4	3,690	4,112	422	11.4
Transporte Gas Natural	470	525	55	11.7	1,705	2,005	300	17.6
Transmisión Electricidad	262	306	44	17.0	911	1,206	295	32.3
Distribución Electricidad	176	139	-37	-20.9	568	655	87	15.3
Total	1,833	2,047	214	11.7	6,875	7,978	1,104	16.1

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

Distribución de gas natural:

Tabla N°2- Detalle Ingresos por Distribución Gas

COP mM	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Cálida	914	976	62	6.8	3,471	3,776	305	8.8
Contugas	26	118	92	359.4	269	385	116	43.1
Ajustes y eliminaciones	-16	-18	-3	19.0	-50	-49	1	-2.3
Total	924	1,076	152	16.4	3,690	4,112	422	11.4

- El segmento de distribución de gas natural reflejó aumento de COP 151.5 mil millones (mM) explicado principalmente por un buen desempeño en el servicio de suministro y transporte, en términos de volumen (Mpcd).

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

- En Cálida, el aumento de USD +37.0 M a/a; +18.8% en Ingresos Totales es explicado por:
 - Los ingresos por distribución de gas natural, se incrementaron USD +3.4 M a/a (+5.2%), en línea con los mayores volúmenes distribuidos (+34.4 Mpcd; +4.3% a/a) principalmente en los sectores de generación dada la mayor demanda de centrales térmicas, así como por un aumento en consumo de gas natural vehicular.
 - Los ingresos por instalaciones internas se incrementaron en USD +13 M; 14% a/a, en línea con el crecimiento de la base de clientes en más de 222 mil (+14.2% en el último año); así como por mayor impulso del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE).

- Mayores ingresos *pass through*¹ (USD +25.6 M a/a) asociados al transporte de gas (USD +16.2 M a/a), a la ampliación de la red en línea con el plan de inversiones 2022 – 2026 y al alto nivel de penetración del servicio (USD +9.4 M a/a). Estos ingresos no generan margen para Cálidda.
- Contugas refleja aumento de ingresos recurrentes en USD +20.9 M; 1,525% a/a, esta variación se explica principalmente por la reversión de ingresos de distribución industrial por efecto del laudo arbitral desfavorable con EGASA², en el ejercicio fiscal del 4T22. Adicionalmente, se destacan los siguientes hechos que contribuyeron al crecimiento de los ingresos del trimestre:
 - El registro del derecho de conexión de TENGDA por USD 0.3 M y las ventas correspondientes a sus cargos fijos de octubre y noviembre según contrato (USD 0.4 M).
 - Márgenes positivos por ejecución de los proyectos FISE y Plan Punche I y II (USD 2.3 M); parcialmente contrarrestados por menores ingresos de distribución (USD -0.4 M), resultado de la menor duración de la segunda temporada de pesca causada por el fenómeno de El Niño, afectando a socios comerciales pesqueros que demandan gas natural para el procesamiento de la pesca en hornos.

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 riesgo de mercado, 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 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 4T23 se describe a continuación:
 - Los cargos fijos por inversión remunerados en COP durante el trimestre totalizaron USD 83.6 M (62.9% de los ingresos totales), un aumento de USD +21.8 M (35.3%) frente al 4T22, principalmente por: i) cambio de la tarifa de USD a COP según la resolución 175 y la variación de la TRM promedio del 4T23 frente a 4T22 (USD 13.4 M); ii) contratación de transporte adicional de varios remitentes y contratación en firme condicionada (USD 6.8 M) y iii) menores suspensiones durante el 4T23 frente a 4T22 (USD 1.6 M).
 - Los cargos fijos por AO&M, que se remuneran en COP, totalizaron USD 29.6 M (22.3% de los ingresos totales), un aumento de USD +10.6 M (56.1%) frente al 4T22, principalmente por i) mayor transporte adicional a través de desvíos, contratación de transporte de varios remitentes, contratación interrumpible y contratación en firme condicionada, y opción de compra (USD 5.9 M); ii) variación de la TRM promedio del 4T22 frente a 4T23 (USD 4.1 M) y iii) menores suspensiones durante el 4T23 frente a 4T22 (USD 0.6 M).

¹ Se refiere a ingresos facturados que son transferidos como costo a los usuarios finales y no generan margen operacional a la compañía.

² El 10 de octubre de 2022 el Tribunal Arbitral de Perú emitió laudo arbitral sobre el caso con EGASA con un resultado negativo para Contugas. El efecto financiero de la decisión del tribunal es el reconocimiento de notas crédito en los estados financieros de Contugas por valor de USD 10.7 M sobre la facturación emitida a ese cliente y para el 4T23 no se incluye facturación con dicho cliente.

- Los cargos variables, que se remuneran en COP, totalizaron USD 16.5 M (12.4% de los ingresos totales), un aumento de USD 2.3 M (+16.6%) frente al 4T22, principalmente por: i) cambio de la tarifa de USD a COP y ajuste del WACC; ii) Transporte a través del servicio de desvíos para contratación térmica, y iii) contratación de transporte de varios remitentes, contratación interrumpible y contratación en firme condicionada.
- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios, presentaron un crecimiento del 37.5% al cerrar en USD 3.2 M principalmente por mayores ingresos por pérdidas de gas³, cargo AO&M del gasoducto de conexión en campo Maria Conchita y contratación de transporte de gas natural para uso como materia prima.

En cuanto a los ingresos por moneda, el 100% proceden de cargos denominados en COP y aumentan 524.6%, principalmente por el cambio de la remuneración de los cargos fijos y cargos variables a COP desde jun-23.

Por último, seguimos a la espera de la emisión de la resolución definitiva que modifique la resolución 175 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	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Transmisión (GEB, Enlaza & Elecnorte)	218	294	76.3	35.0	772	1,185	413	53.5
Trecca, EEBIS & Conecta Energías	40	39	-1.0	- 2.4	129	151	22	17.1
Ajustes y eliminaciones	4	-27	-31	- 776.6	10	-130	-140	-1,352.9
Total	262	306	44	17.0	911	1,206	295	32.3

- Los ingresos por transmisión de energía reflejan un aumento de 17.0% a/a, principalmente por el negocio de Transmisión Colombia (+35% a/a), como se detalla a continuación:
 - En noviembre de 2023, GEB y Elecnorte celebraron una operación de fusión por absorción, por consiguiente, los resultados de Elecnorte (empresa absorbida) se reflejan en los resultados del segmento de Transmisión Colombia (compuesto por Transmisión GEB, Enlaza y Elecnorte).
 - Los mayores ingresos de activos por convocatoria (COP +12.5 mM; +10% a/a) explicados principalmente por la incorporación de los ingresos del proyecto UPME 06-2010 Colectora (los ingresos de diciembre de 2022 se contabilizaron en 2023, COP 9.6 mM), del proyecto UPME 10-2019 Bonda desde diciembre 2023 (COP 445 M), de los ingresos del Proyecto San Juan (aproximadamente COP 1.3 mM); parcialmente contrarrestados por el efecto de una menor TRM en el 4T23 vs 4T22. En USD, los ingresos por convocatoria se incrementaron aproximadamente 10% a/a. Estos ingresos se liquidan en dólares y se actualizan al IPP US de cierre del año previo.
 - Complementariamente, los ingresos por contribuciones *pass through* ascendieron a COP 8.8 mM (+33% a/a) principalmente por el aumento de participación de ingresos en el Sistema de Transmisión Nacional y el aumento de energía transportada a través de este.
 - Los ingresos por proyectos privados aumentaron 73%, (COP +5.6 mM) principalmente por la conexión Drummond-La Loma.

³ La regulación permite al transportador facturar hasta un 1% de las pérdidas de gas que se presentan en la operación.

- Los ingresos de activos por uso aumentan COP +11.0 mM; +27% a/a, los cuales se liquidan en pesos y se actualizan con IPP Col.

- Las filiales en Guatemala reflejan la incorporación de la adquisición del activo Transnova, transacción completada en el último trimestre de 2023 (expresada bajo “Conecta Energías”). Adicionalmente, se evidencia un crecimiento consolidado en los ingresos de operación de USD +1.1 M; +13.0% a/a, debido principalmente a ingresos adicionales asociados a proyectos de iniciativa propia y finalización de tramos del proyecto PET-01-2009. La variación en pesos corresponde mayormente a un efecto por conversión de COP -656 M en el trimestre.

Distribución de electricidad:

- Los ingresos del Grupo Dunas⁴ decrecieron 9.9% (PEN -14 M) al compararse con el cierre del 4T22 principalmente por mayor participación de servicios prestados por Cantalloc y PPC a ElectroDunas, correspondientes a servicios intercompañía; parcialmente contrarrestados por mayores ingresos en ventas de energía a clientes libres y regulados.

Costos operacionales

Tabla N°4 - Costos por Segmento

COP mM	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	688	774	86	12.6	2,634	2,932	297	11.3
Transporte Gas Natural	193	183	-10	-5.1	634	687	54	8.4
Transmisión Electricidad	85	139	55	64.7	304	436	132	43.4
Distribución Electricidad	108	47	-61	-56.4	341	377	36	10.5
Total	1,073	1,143	70	6.6	3,913	4,431	519	13.3

El comportamiento de los costos por cada línea de negocio, en moneda funcional, fue el siguiente:

Distribución de gas natural:

- Los costos de Cálidda aumentaron (USD +30.8 M; 25.9% a/a) por efecto de mayores costos *pass through* (USD +25.6 M; 25.0% a/a), explicados principalmente por mayores costos asociados al suministro y transporte de gas (USD +16.2 M; 19.2% a/a) y mayores costos por ampliación de red (USD +9.4 M; 52.7% a/a). La línea de costos de Instalaciones Internas creció USD +8.4 M; +91.1% a/a asociado al mayor número de conexiones durante el año.
- Los costos trimestrales de Contugas cerraron por encima de los niveles registrados en 4T22 (USD +3.9 M; 60.0% a/a) debido a: i) mayores costos *pass through* de suministro y transporte de gas a clientes regulados por mayores volúmenes y tarifas de distribución; ii) mayor gasto por aumento de conexiones o habilitaciones generadas en 2023 (15 mil en 2023 vs 5 m en 2022) y iii) mayores costos de ejecución de los proyectos financiados por el estado: Aquije y Plan Punche I y II, en el trimestre ascendieron a USD 2.3 M.

Transporte de gas natural:

- Los costos de TGI aumentaron USD +5.9 M (14.5% a/a) por: i) mayor depreciación y amortización USD +5.6 M (24.9%) por el cambio de moneda funcional en los estados financieros a partir de junio 2023, y el efecto de la revisión del pasivo de desmantelamiento y el pasivo por derecho de uso, impactando la depreciación del año y los activos ii) mayor costo de servicios profesionales por USD +1.7 M (43.3%) vía indexadores salariales, así como por el efecto de la

⁴ Incluye ElectroDunas, PPC y Cantalloc

revaluación de la tasa de cambio en el último trimestre; lo anterior, compensado parcialmente por una disminución de USD -1.4 M (29.4%) en el costo de mantenimiento por menores eventos asociados a la atención de emergencias.

- En COP, la disminución anual corresponde principalmente al ajuste por conversión en los costos de 4T22 antes del cambio de moneda funcional, por COP -10 mM.
- Por su lado, el margen bruto fue 65.1%, aumentando 678 pbs frente 4T22, en línea con el mayor incremento en ingresos.

Transmisión de electricidad:

- El incremento de los costos del segmento se dio principalmente por Transmisión Colombia aumentando COP +55.8 mM; (82% a/a) principalmente por: i) el incremento en depreciaciones por proyectos que han entrado en operación, ii) mayores costos de contribución *pass through* que se liquidan como participación de los ingresos del STN, iii) mayores costos de personal de los proyectos.
- Los costos de las filiales en Guatemala en su moneda funcional crecieron 10.2% (USD +168.8 M) explicados principalmente por seguros (USD +100 mil) y O&M asociados a proyectos que iniciaron operación en 2023.

Distribución de electricidad:

- Para Grupo Dunas, los costos en moneda funcional decrecieron PEN -41 M, principalmente por mayor participación de costos por servicios prestados por Cantaloc y PPC a ElectroDunas, correspondientes a servicios intercompañía contrarrestados por mayores costos de compra de energía (PEN +2.3 M).

Gastos administrativos y de operación

Tabla N°5 - Gastos administrativos por Segmento

COP mM	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Distribución Gas Natural	42	104	62	146.8	383	366	-17	-4.4
Transporte Gas Natural	39	46	7	18.5	148	148	0	-0.2
Transmisión Electricidad	41	8	-33	-81.0	91	63	-28	-31.0
Distribución Electricidad	23	4	-20	-84.7	77	74	-4	-4.6
Corporativo	68	124	56	81.8	199	307	109	54.8
Otros	0	0	-1	-288.0	1	13	13	1,799.4
Total	214	285	71	33.2	899	971	73	8.1

El aumento de COP +71.0 mM (33.2% a/a) en gastos administrativos consolidados durante el 4T23 vs 4T22 es explicado por:

- En el segmento Corporativo (COP +56 mM), la variación trimestral contiene COP +27 mM (monto compensado en el segmento de Transmisión de Electricidad) resultado de la fusión por absorción de Elecnorte, así como por actualización de reversión por depreciación de activos mantenidos para la venta (COP +11.0 mM) y mayores gastos de personal y gastos generales (COP ~11 mM).
- El segmento de Distribución de Gas Natural aumenta COP +62 mM; 146.8% a/a, explicado principalmente por la variación en Contugas, la cual obedece a menores gastos administrativos

en el 4T22 dado el reverso del deterioro contable de los bienes de la concesión (USD 20M), adicional a mayores gastos en Cálidda por servicios de terceros.

Otros ingresos (gastos) netos

El saldo neto de esta cuenta fue un ingreso por COP 9.7 mM, disminuyendo 70.5% a/a (COP -23.2 mM), principalmente por el efecto del fallo a favor de TGI mediante el cual se dio la transferencia del derecho de los centros operativos de Buga y de Manizales (USD +4.6 mM) reflejado en el 4T22.

EBITDA consolidado ajustado⁵

Tabla N°6 - EBITDA consolidado por compañía

COP mM	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
TGI	438	430	-8	-1.8	1,467	1,696	229	15.6
Cálidda	269	187	-82	-30.4	846	866	20	2.4
GEB Transmisión, Enlaza & Elecnorte	114	46	-68	-59.9	444	490	46	10.4
Dunas	70	106	37	52.3	233	319	86	37.1
Contugas	-38	23	61	-159.9	65	93	28	43.5
Trecca, EEBIS & Conecta Energías ⁶	33	24	-9	-28.5	97	110	12	12.4
Gebbras	-12	-1	11	-93.8	-12	-2	11	-86.4
Otros	-3	-9	-6	191.8	-8	5	13	-162.3
Total controladas	871	806	-65	-7.5	3,132	3,577	445	14.2
Enel Colombia	0	0	0	-	1,478	1,164	-314	-21.2
REP & CTM	0	0	0	-	74	265	191	256.4
Promigas	0	0	0	-	89	89	0	0.0
Vanti	0	0	0	-	85	88	3	3.4
EMSA	0	0	0	-	6	4	-2	-29.6
Argo	0	0	0	-	1	9	8	607.4
Total Asociadas	0	0	0	-	1,734	1,620	-114	-6.6
Total	871	806	-65	-7.5	4,866	5,197	331	6.8

El EBITDA de compañías controladas representa el 100% del EBITDA ajustado del trimestre y disminuye 7.5% a/a, principalmente por la inclusión de impuestos operativos en el cálculo del EBITDA al cierre de 2023 y el efecto cambiario dada la revaluación del COP.

Adicionalmente se observan los siguientes hechos:

- En Cálidda, la menor contribución en EBITDA está relacionada con ingresos extraordinarios en 4T22 (USD 10.0 M no recurrentes), como resultado del contrato de transferencia de cartera firmado con BID Invest, explicando así una disminución en el EBITDA del 4T23.
- En GEB Transmisión, Enlaza y Elecnorte el EBITDA del trimestre incluye ajustes contables por absorción de Elecnorte.
- Parcialmente contrarrestados por el crecimiento de los ingresos operacionales en Contugas dado el efecto del laudo Arbitral del cliente EGASA reportado en 4T22.

⁵ Incluye los dividendos de las compañías asociadas y negocios conjuntos.

⁶ Conecta Energías incorpora el EBITDA correspondiente a "Transnova" activo de transmisión adquirido en el 2023.

- El EBITDA ajustado acumulado a 12M23 presenta un aumento de COP +331 mM a/a (+6.8% a/a). El aumento es explicado principalmente por los positivos resultados de las Compañías controladas, dentro de las que se destacan: i) TGI (COP +229 mM a/a) apalancados por la implementación de nueva metodología de remuneración del servicio y mayores volúmenes de gas transportados en medio de la coyuntura del fenómeno de El Niño, y, ii) el negocio de transmisión en Colombia (COP +140 mM a/a) apalancados por mayores ingresos operacionales, principalmente de activos por convocatoria.
- En cuanto a las Compañías Asociadas, se presenta una disminución en el acumulado a 12M23 vs 12M22, por menores dividendos decretados en Enel Colombia (COP -313.8 mM), variación explicada por los dividendos recibidos en el 2022 bajo concepto de utilidades retenidas de periodos anteriores. Lo anterior, compensado parcialmente por mayores dividendos de ISA REP & CTM (COP +190.5 mM).

Ingreso (Gasto) Financiero neto

Los gastos financieros se incrementaron 24.6% a/a (COP +70.0 mM) cerrando en COP 354.0 mM, como consecuencia de: i) el incremento general en las tasas de interés y participación de la deuda con tasa variable en el endeudamiento consolidado pasando de 39% en el 4T22 a 65% en el 4T23 producto de las recompras parciales y coberturas cambiarias sobre el bono internacional de TGI 2028, y suscripción de nueva deuda en tasa variable de TGI; ii) el incremento en el saldo de deuda dado el desembolso del crédito sindicado por COP 1.3 B suscrito por TGI para sustituir el crédito intercompañía suscrito con GEB, además del aumento en el saldo de deuda de Cálidda en alrededor USD 95 M a/a; y iii) los gastos asociados con la emisión internacional del bono sostenible del GEB por USD 400 M y con el crédito Sindicado del GEB por COP 509 mM desembolsados en el 4T22 para la adquisición de 5 concesiones en Brasil a través de ARGO.

Los ingresos financieros disminuyen (COP -112.0 mM; -66.7% a/a) explicado principalmente por ingresos no recurrentes en 4T22 provenientes del reconocimiento del diferencial de precio en la compra parcial de los bonos 2028 de TGI (COP 14.3 mM).

Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio representó un menor ingreso de COP 71.4 mM en el 4T23 comparado con un ingreso de COP 96.7 mM en 4T22, explicado principalmente por la disminución de las tasas de cambio y efecto de pesificación en TGI (reconocimiento de ingresos en obligaciones financieras).

Método de Participación

Tabla N°7 - Método de Participación

COP mM	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Enel Colombia	260	-154	-414	-159.1	1,292	821	-471	-36.4
CTM	43	-15	-58	-134.5	127	106	-21	-16.8
Vanti	17	22	5	31.3	87	110	23	26.1
REP	30	27	-3	-10.0	109	116	7	6.7
EMSA	2	1	-1	-39.5	6	5	-2	-24.5
Promigas	25	43	18	74.4	170	154	-16	-9.4
Argo	72	49	-23	-31.6	211	233	21	10.0
Gebbras	17	30	13	73.8	93	173	80	85.9
Ágata	2	4	2	132.4	0	1	1	294.1
Total	468	8	-460	-98.4	2,096	1,719	-378	-18.0

El método de participación patrimonial (MPP) presenta una disminución en el 4T23 vs 4T22, producto principalmente de los resultados en utilidad neta de Enel Colombia (COP -337.6 mM a/a; 152.2%), como consecuencia del deterioro contable por concepto de la puesta en venta del proyecto de energía eólica “Windpeshi” (COP 284 mM). Adicionalmente, se presentó un deterioro de COP 34 mM en ISA CTM por traslado de operación de subestación Yanango, impactando así su utilidad neta (USD -28 M a/a; 135%).

En el acumulado a 12M23, el MPP presenta una disminución del 18.0% a/a, explicado mayormente por la disminución en utilidad neta evidenciada en Enel Colombia debido a eventos no recurrentes del deterioro por “Windpeshi” mencionado y eliminación de cuenta por cobrar de “Chucas” en Costa Rica (COP 119 mM), compensados en parte por los resultados positivos en las utilidades de Argeb (reflejadas en la tabla bajo el vehículo Gebbras).

Utilidad neta

- El impuesto a las ganancias pasó de COP 207.3 mM en 4T22 a COP 75.1 mM en 4T23, disminuyendo -63.8% por menores provisiones de renta.
- La utilidad neta consolidada del 4T23 fue COP 334.0 mM, un decrecimiento del 59.2% a/a frente al mismo periodo de 2022 (COP -485.5 mM). La participación controlada se ubicó en COP 295.9 mM (-61.4% a/a).

Perfil de la deuda

Tabla N°8 - Perfil de la deuda

USD M	2024	25	26	27	28	29	+30
Vencimiento	522	100	647	982	691	122	1,848
Total	4,912						

Frente a los vencimientos de deuda a corto plazo, se están adelantando las gestiones correspondientes para refinanciar ~USD 345 M con vencimiento en 2024. En línea con lo anterior, Contugas realizó el prepagado de USD 10 M del crédito sindicado que tiene actualmente vigente.

Tabla N°9 - Clasificación de la deuda y ratios

COP mM	4T22	4T23	Var \$	Var %
EBITDA UDM	4,866	5,197	331	6.8
Deuda total neta	18,866	16,338	-2,527	-13.4
Deuda total bruta	20,343	18,628	-1,716	-8.4
Gastos financieros neto UDM	702	868	166	23.6
Deuda total neta / EBITDA	3.9x	3.1x		-18.9
EBITDA / Gastos financieros neto	6.9x	6.0x		-13.6

Durante el 4T23 se destacan las siguientes operaciones:

- GEB: se emitió el primer bono internacional sostenible de una compañía colombiana en el mercado internacional de capitales por USD 400 M, a un plazo de 10 años con el propósito de refinanciar el crédito sindicado de GEB con BofA y financiar parcialmente el plan de inversiones 2023-2027. En línea con la etiqueta del bono, el GEB se comprometió a destinar un monto igual a los recursos recibidos, en proyectos verdes y sociales elegibles.

- TGI: se desembolsó con la banca local un crédito mediante la modalidad Club Deal por COP 1.3 B, a un plazo de 4 años con el propósito de pagar el crédito intercompañía entre GEB y TGI por un valor total de USD 370 M.
- Cálidda: se realizó el pago del préstamo con el banco *Nova Scotia* con vencimiento en nov-23 por aproximadamente USD 28 M.
- TRECESA: se refinanciaron las obligaciones de corto plazo con el Banco de América Central S.A. (BAC) y Bank International Bank Inc, a través de un crédito sindicado con BAC en calidad de agente administrativo por un total de USD 115 M y un plazo de 10 años, con garantía del GEB.
- EEBIS: se refinanció la obligación de corto plazo con BAC International Bank Inc, a través de un crédito a largo plazo con esta misma entidad por un total de USD 28 M y un plazo de 10 años, con garantía de GEB.

Producto de lo anterior, la composición por moneda en pesos pasó de 17% (4T22) a 35% (4T23) y en términos de tasa de intereses (tasa variable vs tasa fija) la composición pasó de (38%/62%) a (65%/35%).

CAPEX

Tabla N°10 - CAPEX ejecución y proyección anual

USD M	4T23	12M23	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2024P - 2028P
Cálidda	29	115	111	44	13	6	8	182
Transmisión	81	207	215	232	139	56	56	698
TGI	14	28	58	46	32	31	33	200
Trecca & EEBIS	11	33	37	11	6	5	1	60
Contugas	6	11	8	18	14	1	1	42
Grupo Dunas	11	29	30	24	19	23	25	121
Adquisiciones		34						
Total	152	455	459	375	223	122	124	1,303

El CAPEX total ejecutado durante el 4T23 fue USD 151.9 M, USD 32.8 M menos en comparación al CAPEX ejecutado en el 4T22 (USD 119.1 M), explicado principalmente por una menor ejecución de CAPEX en Cálidda (USD -20.3 M), filial que representa el 19% del CAPEX ejecutado durante el trimestre, en línea con la ejecución del plan de inversiones 2022 – 2026 y madurez del activo.

Actualización Riesgo de Mercado

Sobre los instrumentos financieros, cabe destacar el cambio en la desagregación de los flujos de caja del endeudamiento durante el 4T23:

- **Emisión de bono sostenible GEB:** el 7 de noviembre de 2023 se emitieron bonos en el mercado internacional de capitales por USD 400 M, cuyos recursos fueron utilizados para el pago total del crédito sindicado (valor nominal USD 319 M) que tenía vencimiento en julio de 2024. De esta manera, el endeudamiento del GEB aumentó en USD 81 M.

- **Flujos de efectivo de los próximos cinco años:** si bien es cierto que los COP 4.9 B de deuda del Grupo implican flujos de caja de cupones / intereses entre los años 2024 y 2047, el 60% 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 (11.5%), Bonos Internacional mayo 2030 (9.1%), Bono Internacional noviembre 2033 (8.1%) y crédito Banco Davivienda marzo 2032 (6.1%)
 - TGI: bono internacional noviembre 2028 (12.2%) y Crédito Club Deal banca local (7.2%)
 - Cálidda: bono internacional diciembre 2026 (7.1%)
 - Contugas: crédito sindicado septiembre 2024 (7.0%)

Actualización de Riesgos Estratégicos

- En TGI se presentó la materialización del Riesgo de “No continuidad de las funciones críticas del negocio”, evento de emergencia con restricción sin suspensión del servicio. Tramo La Belleza Vasconia. Costo de reparación COP 1.8 M.
- De igual forma, en TGI, hubo impacto financiero en el negocio por conflictos internos del país (social), al ingreso de la vereda los Naranjos en La Belleza – Vasconia. Se reportaron bloqueos y amenazas de más bloqueos exigiendo a TGI y a OCENSA inversiones en pavimentación de vías y puentes vehiculares para varias regiones de Santander, no solo en el punto de afectación. Se lograron acuerdos con la comunidad.
- En Conecta el incumplimiento del contrato entre TRECSA y Gobierno de Guatemala por demora injustificada de TRELEC en montaje electromecánico y suministro de equipos para las bahías de LT 69 kv, atrasó el reconocimiento del canon anual USD 1.4 M (4 meses).
- En ElectroDunas se presentaron cambios normativos desfavorables a los intereses de la empresa. Cambio de criterio en la determinación del Factor Balance de Potencia (FBP) con impacto económico negativo de PEN 350 M / mes.
- No se reportó materialización de riesgos estratégicos en GEB, Enlaza, Contugas y Cálidda. Así mismo, no se reportó identificación de nuevos riesgos durante el periodo.

Avances en Prácticas ASG 4T23

Por tercer año consecutivo, GEB ingresó a los Índices de Sostenibilidad Dow Jones (DJSI) de MILA (Mercado Integrado Latinoamericano) y Mercados Emergentes, ubicándose en el top 5 a nivel mundial de la industria de *Gas Utilities* y posicionándose como la primera empresa del mundo en la dimensión social en la misma industria.

Dimensión ambiental

Cambio climático:

- En las filiales Enlaza, Contugas, ElectroDunas, Conecta y GEB Corporativo, se implementó la ISO 14064 incluyendo el cálculo del inventario e informes para verificación.
- Para la medición de la huella de carbono en las filiales Enlaza, Contugas, ElectroDunas, Conecta y GEB Corporativo, se documentaron los procedimientos bajo la ISO 14064.

- Se elaboraron las matrices de riesgos y oportunidades del cambio climático, bajo las recomendaciones del TCFD para las filiales Contugas, Conecta y Electrodonas.
- Se construyó la senda de reducción de emisiones del GEB y filiales y se presentó a las Juntas Directivas y Directorios de Calidda, TGI y Enlaza.
- Se suscribió el contrato para la elaboración del plan de adaptación al Cambio climático para TGI.

Gestión ambiental:

- Se definieron los lineamientos corporativos para la gestión de la biodiversidad.
- Se estructuró el protocolo de emergencias y contingencias ambientales en TGI.
- Inició la fase 1 del contrato para definir plan de monitoreo de fauna y flora en áreas aledañas a la infraestructura de TGI
- Publicación de la Guía de Aves de La Guajira por Enlaza con el respaldo de Corpoguajira y la AGO. La guía ofrece una completa descripción de 285 especies en 216 páginas, con 32 insertos. Clasifica cada ave según familia, tamaño, ubicación geográfica, procedencia, tipo de alimentación y rango altitudinal, con imágenes exclusivas que abogan por la preservación y promoción de cada especie.
- Contugas suscribió el acuerdo de trabajo conjunto con el SERNANP hasta 2025 para fortalecer la conciencia ambiental en la región. Además, suscribió dos acuerdos con la comunidad de Santa Cruz de Villacurí y la Asociación Keiko Sofía Fujimori, para el desarrollo de proyectos de construcción y ejecución proyecto de sembrado de 2,000 árboles respectivamente.

Dimensión Social

Derechos humanos (DDHH) y Diversidad, Equidad e inclusión (DEI):

- Contugas, Conecta y Electrodonas finalizaron la debida diligencia en derechos humanos. Con esto, el 100% de las filiales controladas del GEB cuentan con un sistema de debida diligencia en DD.HH.
- Calidda, Conecta, TGI y Enlaza incluyeron el riesgo de vulneración de DD.HH. en su matriz de riesgos estratégicos. A la fecha, 4 de 6 filiales cuentan con este riesgo en su matriz de riesgos.
- GEB formó al 94% de gestores sociales, ambientales y prediales de su negocio de transmisión (Enlaza) en diálogo, negociación y resolución de conflictos con enfoque en DD.HH. y DEI.
- Se incluyó una categoría especial de DD.HH. en el Canal Ético del Grupo Empresarial.
- GEB recibió el Premio a la Equidad de Género otorgado por la Cámara de Comercio de Bogotá.
- 73% de los trabajadores del GEB y Enlaza se formaron en derechos humanos mediante un curso de e-learning, y 208 personas a nivel Grupo Empresarial realizaron el curso “Bienestar, equidad y derechos humanos” de la Universidad de los Andes.

Impacto Social

- GEB lanzó la convocatoria “100K CLIMA” en el marco de su programa “Legado para los Territorios” y en alianza con el Departamento de Estado de Estados Unidos; la Fundación Santo Domingo; *Partners of the America* y el Departamento de Agricultura de Estados Unidos. Con un aporte de USD 250,000, el GEB promueve con esta convocatoria intercambios académicos de profesores y estudiantes de universidades regionales de Colombia con universidades de los Estados Unidos en asuntos relacionados con transición energética y cambio climático.
- GEB inició la implementación del programa “Legado La Guajira” en Albania y Maicao que busca formar 120 personas en emprendimiento y empleabilidad.
- GEB finalizó en diciembre de 2023 la formación de más de 4,000 personas en Bogotá, en habilidades técnicas, transición energética y habilidades blandas, en el marco del programa “Todos a la U” en alianza con la Agencia Distrital para la Educación Superior, la Ciencia y la Tecnología - ATENEA y la Universidad Nacional.
- A diciembre de 2023, el GEB en conjunto con sus aliados ha beneficiado a más de 5,600 personas de sus áreas de influencia a través de “Legado para los Territorios” que fomenta la formación en áreas relevantes para la transición energética. Más del 40% de esta población fueron mujeres o población diversa.
- Enlaza implementó el piloto de fibra óptica con el uso de la infraestructura de transmisión de energía, llevando conectividad a internet a 10 instituciones educativas de Riohacha en La Guajira.
- TGI concluyó el proceso de formación en liderazgo y emprendimiento de 288 mujeres en La Guajira, Casanare, Meta y Tolima.
- Cálidda culminó la implementación de 12 comedores populares, y finalizó la capacitación en educación financiera, nutrición, salud, empoderamiento y liderazgo a más de 2,300 líderes de comedores.
- Electrodonas finalizó la implementación del programa “Escuelas Afectivas” enfocado en el desarrollo de capacidades socioemocionales, que benefició a 1,163 alumnos de 11 escuelas, 48 profesores y más 300 familias de 7 poblaciones distribuidas en 7 distritos de la Provincia de Ica, Juan José Salas, San José de Los Molinos, San Juan Bautista, Pueblo nuevo, Pachacútec y La Tinguíña.

Gobierno corporativo

- La Junta Directiva aprobó en la sesión ordinaria No. 1700 del 30 de noviembre el Sistema Integrado del Gobierno Corporativo de la Sostenibilidad cuyo propósito es direccionar y promover la Estrategia de Sostenibilidad en todo el Grupo Empresarial, desarrollando herramientas para 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 presentó al Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad el informe sobre adquisiciones y enajenaciones de acciones del GEB por parte de los destinatarios de la Política de Negociación de Acciones como parte de su función de hacer seguimiento a las negociaciones que realicen los miembros de las juntas directivas del Grupo y sus administradores, con las acciones emitidas por la Sociedad.
- Como parte de la estrategia de consolidación del Gobierno Corporativo al interior del Grupo Empresarial, la Dirección de Asuntos Corporativos ha llevado a cabo conversaciones con las distintas áreas del GEB y sus filiales con el fin de socializar las medidas de gobernanza que se han adoptado para fortalecer los procesos de toma de decisión, así como la importancia

de los compromisos Ambientales, Sociales y de Gobernanza (ASG) como fundamento de la Estrategia de Sostenibilidad del GEB, de acuerdo con lo previsto en el Acuerdo de Grupo Empresarial suscrito en 2022.

Actualización Regulatoria Durante el 4T23 y Posteriores

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	CREG 702 005-2023	Por la cual se realizan adiciones transitorias a los aspectos comerciales del suministro del mercado mayorista de gas natural establecidos en la Resolución CREG 186 de 2020	Varios GN	Proyecto	Ver más
	CREG 101 025-2023	Por la cual se establece la oportunidad para asignar las obligaciones de energía firme del Cargo por Confiabilidad de los períodos comprendidos entre diciembre 1 de 2025 a noviembre 30 de 2026 y diciembre 1 de 2026 a noviembre 30 de 2027	Generación EE	Definitiva	Ver más
	CREG 101 022-2023	Por la cual se modifica el numeral 4.5 del anexo 1 de la Resolución CREG 022 de 2001, relacionado con las garantías que entregan los usuarios de los proyectos de las convocatorias para la expansión del STN	Transmisión EE	Definitiva	Ver más
	CREG 101 026-2023	Por la cual se determinan unos parámetros de cálculo y se define la tasa de descuento para la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas, SISFV, en Zonas No Interconectadas	Varios Energía	Definitiva	Ver más
	CREG 101 028-2023	Por la cual se modifica la Resolución CREG 119 de 2007 con fundamento en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994 para permitir la finalización de la opción tarifaria y recuperación de los saldos acumulados	Comercialización EE	Definitiva	Ver más
	CREG 101 029-2023	Modificación de la tasa reconocida por los saldos acumulados de la opción tarifaria	Comercialización EE	Definitiva	Ver más
	CREG 705 005-2023	Prorrogar la vigencia de las fórmulas para el cálculo de los subsidios al consumo	Varios Energía	Definitiva	Ver más
	CREG 701 028-2023	Por la cual se adoptan reglas transitorias en el precio de bolsa del Mercado de Energía Mayorista durante el período del Fenómeno de El Niño	Varios Energía	Proyecto	Ver más
	MME 2236 2023	Por el cual se adiciona al Decreto 1073 de 2015 con el fin de reglamentar parcialmente el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 del Plan Nacional de Desarrollo 2022 - 2026 en lo relacionado con las Comunidades Energéticas en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia	Varios Energía	Definitiva	Ver más
	MME 40745 2023	Por la cual se reglamenta el transporte por Oleoducto Multifásico y se dictan otras disposiciones	Varios GN	Definitiva	Ver más
	MME 40611 2023	Por la cual se adoptan medidas para darle continuidad a la prestación del Servicio público domiciliario de energía eléctrica durante el periodo de baja hidrología y eminente llegada del Fenómeno del Niño	Varios Energía	Definitiva	Ver más
	MME 40619 2023	Por la cual se adoptan medidas transitorias para las exportaciones de electricidad durante el Fenómeno de El Niño 2023-2024.	Generación Energía	Definitiva	Ver más
	MME 40718 2023	Por la cual se modifica la Resolución número 40619 del 14 de octubre de 2023	Generación Energía	Definitiva	Ver más
MHCP Decreto 1637 de 2023	Creación de línea de crédito directo con tasa compensada de FINDETER destinada a irrigar recursos de capital de trabajo y/o liquidez a las empresas distribuidores y comercializadores de energía eléctrica que hayan aplicado a la opción tarifaria	Comercialización Energía	Definitiva	Ver más	

Perú	Osinerghmin N° 204-2023-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 diciembre 2023 a febrero 2024 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao	Distribución Gas Natural	Definitiva	Ver más
	Osinerghmin N° 205-2023-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 diciembre 2023 a febrero 2024 de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica	Distribución Energía	Definitiva	Ver más

Resultados Compañías Controladas



Tabla N°11 - Indicadores financieros GEB transmisión

COP mM	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Ingresos	198	335	137	69.4	724	1,056	332	45.8
Utilidad Bruta	131	212	81	62.1	487	689	202	41.5
EBITDA	139	228	89	64.1	517	725	208	40.1
Margen EBITDA	70%	68%	-2.2 pp		71%	69%	0	-3.9
Utilidad Operacional	126	192	66	52.0	463	653	190	41.1

Tabla N°12 - Ingreso por tipo de activo

COP mM	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Activos de Uso	41	52	11	26.8	177	185	8	4.6
Activos de Convocatoria	122	224	102	84.2	416	651	235	56.4
Proyectos Privados	9	14	6	63.9	33	38	5	15.3
Contribuciones	27	35	9	33.1	98	143	45	45.4
Total	198	326	128	64.5	724	1,016	292	40.4

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG):

- Publicación de Resolución CREG 501 020 de 2023, por la cual se aprueba la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de Enlaza - Grupo Energía Bogotá S.A.S. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Nacional. Transfiere la representación de los activos de uso de GEB a Enlaza. La CREG reporta que la resolución queda ejecutoriada a partir del 28 de noviembre de 2023.

Ministerio de Minas y Energía (MME):

- Resolución MME 40629 del 24 de octubre de 2023 se modifica la Fecha de Puesta en Operación (FPO) del proyecto Chivor II Norte, objeto de la Convocatoria Pública UPME 03-2010. La resolución resuelve otorgar 222 días calendario a partir del 25 de octubre de 2023, en consecuencia, la FPO del proyecto es el 2 de junio de 2024.2)
- Resolución MME 40647 del 1 de noviembre del 2023 se modifica la FPO del proyecto Refuerzo Suroccidente, proyecto UPME 04-2014. La resolución resuelve otorgar 482 días calendario a partir del 2 de noviembre de 2023, en consecuencia, la FPO del proyecto es el 27 de febrero de 2025.

- Resolución MME 40666 del 9 de noviembre de 2023 se resuelve un recurso del proyecto Loma STR: Por la cual se resuelve un recurso de reposición presentado en contra de la Resolución No. 40511 del 15 de agosto de 2023”. La resolución resuelve otorgar 82 días calendario a partir del 15 de agosto de 2023, en consecuencia, la FPO del proyecto Subestación La Loma 110 Kv, objeto de la Convocatoria Pública UPME STR 13-2015, es el 5 de noviembre de 2023.
- Resolución MME 40687 del 22 de noviembre de 2023 se modifica la FPO del proyecto Loma STR, objeto de la Convocatoria Pública UPME STR 13-2015. La resolución resuelve otorgar 82 días calendario a partir del 5 de noviembre de 2023, en consecuencia, la FPO del proyecto es el 29 de enero de 2023
- Resolución MME 40692 del 24 de noviembre de 2023 se modifica la FPO del proyecto Bonda Río Córdoba, objeto de la convocatoria UPME 10 — 2019. La resolución resuelve otorgar 197 días calendario a partir del 1 de diciembre de 2023, en consecuencia, la FPO del proyecto es el 16 de junio de 2024.
- Resolución MME 40735 del 15 de diciembre de 2023 se modifica la FPO del proyecto Norte, objeto de la convocatoria UPME 01-2013. La resolución resuelve otorgar 282 días calendario a partir del 16 de diciembre de 2023, en consecuencia, la FPO del proyecto es el 22 de septiembre de 2024.
- Resolución MME 40736 del 15 de diciembre de 2023 se modifica la FPO del proyecto Segundo Circuito Cuestecitas La Loma. La resolución resuelve otorgar 909 días calendario a partir del 1 de enero de 2024, en consecuencia, la FPO del proyecto es el 27 de junio de 2026
- Resolución CREG 501 020 de 2023: Por la cual se aprueba la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de Enlaza Grupo Energía Bogotá S.A.S. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Nacional. Transfiere la representación de los activos de USO de GEB a Enlaza.

Tabla N°13 - Panorámica general GEB Transmisión		4T23
Disponibilidad de la infraestructura		99.87%
Compensación por indisponibilidad		0.06%
Cumplimiento programa mantenimiento		98.92%
Participación en la actividad de transmisión		20.98%

Proyectos:

- Proyecto UPME STR 13 - 2015 subestación La Loma 110 kV y líneas de transmisión asociadas: Entrada en operación anticipada el 05 de diciembre 2023, implicando que el proyecto no tuvo compensaciones ante el sistema.
- Proyecto UPME 06 – 2017 S/E Colectora y líneas Colectora- Cuestecitas y Cuestecitas- La Loma 500kV: Se proyecta finalizar proceso de licenciamiento en el primer trimestre del 2024. Para el tramo Cuestecitas la Loma-CLL, a diciembre de 2023, la construcción refleja el 36.50% de avance.
- Proyecto UPME 01–2013 subestación Sogamoso–norte-nueva esperanza y líneas de transmisión asociadas 500 kV: adjudicado el 07 de mayo de 2014. La fecha oficial de puesta en operación vigente es el 22 de septiembre de 2024.
- Proyecto UPME 04-2014 refuerzo suroccidental 500 kV: En seguimiento al desarrollo del proceso de evaluación del EIA por ANLA para tramo II del proyecto, el trámite continúa suspendido por la Autoridad ambiental por requerimiento de pronunciamiento de la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa-DANCP del Ministerio del Interior. Al 30 de diciembre de 2023, el proyecto presenta un avance del 74.59% y continúa la construcción de tramos I y III para entrar en operación en el primer semestre de 2024.

- Proyecto Membrillar, conexión subestación Bolívar 230kv y línea de transmisión asociada: mediante Resolución 1694 notificada a GEB/ENLAZA el 25 de octubre de 2023 la Corporación Autónoma Regional del Canal de Dique–CARDIQUE, da respuesta al recurso de reposición y otorga licenciamiento ambiental en firme del proyecto.
- UPME 10 – 2019: Línea Río Córdoba–Bonda (TERMOCOL) 220kV: El 12 de diciembre de 2023 se radicó ante ANLA el estudio Impacto ambiental-EIA Tramo II.

Tabla N°14 - Estatus Proyectos

	Avance	Ingreso Anual Esperado (USD M)	Fecha Oficial Puesta en Operación (*)
Proyectos UPME			
Tesalia	100%	10.9	1T23
Chivor II 230 kV	69%	5.5	2T24
La Loma STR 110 kV	100%	7.0	1T24
Sogamoso Norte 500 kV	52%	21.1	3T24
Refuerzo Suroccidental 500 kV	75%	24.4	1T25
Colectora 500 kV	31%	21.5	3T25
Río Córdoba–Bonda 220kV	37%	1.2	2T24
Begonia	16%		1T25
Proyectos Privados		3.7	

*No incluye las prórrogas que se puedan generar posteriormente



Tabla N°15 - Indicadores financieros TGI

USD M	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Ingresos	97	133	36	36.7	401	472	71	17.7
Utilidad operacional	53	77	24	45.7	224	281	57	25.5
EBITDA	73	105	32	43.5	315	379	64	20.3
Margen EBITDA	75%	79%	3.7 pp		79%	80%	1.7 pp	-
Utilidad neta	43	38	-5	-12.5	113	155	42	37.1
Deuda bruta / EBITDA	3.1x	2.4x						
EBITDA / Gastos financieros	4.6x	3.7x						

Calificación crediticia internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 01 | 23: BBB, estable
 Moody's – Calificación Bono – Feb. 02 | 24: Baa3, negativa

- TGI refleja un incremento en los ingresos operacionales durante 4T23, obedeciendo mayormente al cambio de la metodología de remuneración del servicio de transporte de gas natural adoptada mediante la Resolución CREG 175 DE 2021, en lo que tiene que ver con el cambio a COP para cargos fijos y variables que remuneran la inversión.

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

4T23

Volumen transportado – Promedio Mpcd	496
Capacidad contratada en firme – Mpcd	639

Tabla N°17 - Indicadores financieros Cálidda

USD M	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Ingresos	197	234	37	18.8	827	867	40	4.8
Ingresos ajustados*	95	106	11	12.1	369	382	13	3.6
Utilidad operacional	50	43	-7	-14.0	182	180	-2	-1.1
EBITDA	61	57	-4	-6.2	225	230	5	2.1
Margen EBITDA - Ingresos	31%	24%	-7.0 pp		27%	27%	-0 pp	
Margen EBITDA - Ingresos ajustados	64%	54%	-10.5 pp		61%	60%	-0.9 pp	
Utilidad neta	28	24	-4	-14.3	102	101	-1	-1.0
Deuda bruta / EBITDA	3.5x	3.9x						
EBITDA / Gastos financieros	7.2x	7.6x						

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

Al término del 4T23,

- El volumen facturado total incrementó en 4.3% vs. el año anterior, explicado por la mayor demanda del sector generador debido a eventos climáticos adversos y periodos de lluvia irregulares, sumado al mayor consumo del sector GNV debido a la mejora en la competitividad del gas natural a raíz del encarecimiento de hidrocarburos sustitutos y a la mayor conversión de vehículos a GNV gracias al financiamiento que el Estado otorga a través del FISE⁷.
- Se evaluó y diseñó el sistema de utilización de hidrógeno en calentadores, el cual se pondrá en marcha durante 2024. Estos calentadores de hidrógeno emiten menos CO₂ (4% menos) y requieren un menor consumo de gas natural (8% menos).

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
4T23

Cientes acumulados	1,782,596
Cientes potenciales	2,362,735
Extensión total de la red (Km)	17,169
Volumen facturado (Mpcd)	817.7
Penetración de la red (%)	75.4%

Tabla N°19 - Indicadores financieros Contugas

⁷ FISE: Fondo de Inclusión Social Energético

USD m	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Ingresos	1,367	22,250	20,883	1527.9	60,177	76,728	16,551	27.5
Utilidad Bruta	-5,143	11,836	16,979	-330.1	32,959	40,507	7,548	22.9
Margen bruto	-376%	53%	429.5 pp		55%	53%	-2.0 pp	
Utilidad operacional	2,348	3,852	1,504	64.1	-5,882	10,533	16,415	-279.1
EBITDA	-8,985	7,960	16,945	-188.6	20,448	27,307	6,859	33.5
Margen EBITDA	-657%	36%	693.2 pp		34%	36%	1.6 pp	
Utilidad neta	-2,919	-1,016	1,902	-65.2	-19,211	-10,214	8,996	-46.8

- El capex ejecutado en Contugas en el 4T23 ascendió a USD 6,045 M en comparación con USD 1,697 M en el 4T22, en línea con la ejecución del plan quinquenal de inversiones 2023.

Tabla N°20 - Panorámica general Contugas

4T23

Número de clientes	89,905
Volumen de ventas acumuladas (Mpcd)	33
Volumen transportado acumulado (Mpcd)	721
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	19
Longitud de la red (km) distribución + transporte	1,774



Tabla N°21 - Indicadores financieros ElectroDunas

PEN m	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Ingresos	135,059	141,479	6,420	4.8	488,583	540,753	52,169	10.7
Utilidad Bruta	47,568	47,177	-391	-0.8	170,441	178,966	8,525	5.0
Margen Bruto	35.2%	33.3%	-1.9 pp		34.9%	33.1%	-1.8 pp	
Utilidad operacional	27,295	32,369	5,074	18.6	97,204	104,642	7,438	7.7
Margen operacional	20.2%	22.9%	2.7 pp		19.9%	19.4%	-0.5 pp	
EBITDA	40,710	45,461	4,752	11.7	147,638	156,266	8,628	5.8
Margen EBITDA	30.1%	32.1%	2.0 pp		30.2%	28.9%	-1.3 pp	
Utilidad neta	15,057	20,047	4,990	33.1	53,638	57,642	4,004	7.5

- El capex ejecutado en ElectroDunas a diciembre 2023, tuvo una mayor ejecución (USD 22.4 M) con respecto a lo presupuestado (USD 21.0 M) debido al incremento de nuevos suministros (+91% con respecto al presupuesto).
- El Directorio de Dunas Energía aprobó un aporte de USD 2.0 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

4T23

Venta de Energía de ELD (MWh)	1,269,420
-------------------------------	-----------

Venta de energía a clientes propios (GWh)	940,457
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (GWh)	328,963
Compra de energía y generación propia (MWh)	1,101,855

Tabla N°23 - Indicadores financieros PPC

PEN m	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Ingresos	7,239	7,224	-15	-0.2	28,915	29,518	603	2.1
Utilidad operacional	4,078	4,829	751	18.4	18,708	18,357	-351	-1.9
Margen operacional	56.3%	66.8%	10.5 pp		64.7%	62.2%	-2.5 pp	
EBITDA	6,582	7,064	481	7.3	27,447	28,549	1,102	4.0
Margen EBITDA	90.9%	97.8%	6.8 pp		94.9%	96.7%	1.8 pp	
Utilidad neta	1,908	3,541	1,632	85.5	10,284	10,746	462	4.5

Tabla N°24 - Indicadores financieros Cantaloc

PEN m	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Ingresos	16,823	21,703	4,879	29.0	49,920	65,130	15,210	30.5
Utilidad operacional	2,085	4,471	2,386	114.4	5,637	11,936	6,299	111.7
Margen operacional	12.4%	20.6%	8.2 pp		11.3%	18.3%	7.0 pp	
EBITDA	2,261	5,157	2,896	128.1	6,265	13,891	7,626	121.7
Margen EBITDA	13.4%	23.8%	10.3 pp		12.5%	21.3%	8.8 pp	
Utilidad neta	2,029	2,900	871	42.9	4,400	7,499	3,099	70.4

Tabla N°25 - Indicadores financieros Trecsa

USD m	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Ingresos	5,830	6,290	460	7.9	20,921	24,407	3,486	16.7
Utilidad bruta	4,705	4,920	214	4.6	16,832	20,148	3,317	19.7
EBITDA	3,725	3,588	-136	-3.7	13,410	16,458	3,049	22.7
Margen EBITDA	63.9%	57.1%	-6.8 pp		64.1%	67.4%	3.3 pp	
Utilidad neta	-1,045	-5,068	-4,023	385.2	358	-11,018	-11,376	-3181.4

En Trecsa, la utilidad del trimestre fue impactada por mayores gastos de financiamiento derivados de la activación de los proyectos y por los gastos relacionados con SBLC's⁸ (USD 4.0 miles) como garantía del préstamo de BAC Credomatic refinanciado a largo plazo en noviembre de 2023.

⁸ SBLC: Standby Letter of Credit.

Tabla N°26 - Indicadores financieros EEBIS

USD m	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Ingresos	2,579	2,364	-214	-8.3	9,354	9,653	300	3.2
Utilidad bruta	2,043	1,958	-85	-4.2	7,856	8,607	751	9.6
EBITDA	1,979	1,891	-88	-4.4	7,635	8,409	774	10.1
Margen EBITDA	76.7%	80.0%	3.2 pp		81.6%	87.1%	5.5 pp	
Utilidad neta	86	273	187	218.0	637	1,975	1,338	210.1

- En EEBIS se dio continuidad operativa a los activos energizados en 2018, así como a nivel consolidado se finalizó la construcción de la subestación San Gabriel, correspondiente a proyecto privado con el cliente Cementos Progreso.

Tabla N°27 - Indicadores financieros Conecta Energías⁹

USD m	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Ingresos	-	851	851	-!	-	851	851	-
Utilidad bruta	-	799	799	-	-	799	799	-
EBITDA	-	784	784	-	-	784	784	-
Margen EBITDA	-	92.0%	-	-	-	92.0%	-	-
Utilidad neta	-	563	563	-	-	563	563	-

Resultados Compañías No Controladas



Tabla N°28 - Indicadores financieros Enel Colombia

COP mM	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Ingresos operacionales	3,516	4,331	815	23.2	12,224	16,736	4,512	36.9
Margen de contribución	2,024	1,539	-485	-24.0	7,254	7,791	537	7.4
EBITDA	1,698	1,252	-446	-26.3	6,328	6,614	286	4.5
Margen EBITDA	48.3%	28.9%	-19.4 pp		51.8%	39.5%	-12.2 pp	
EBIT	1,138	-338	-1,476	-129.7	5,087	1,952	-3,135	-61.6
Utilidad neta	646	-337.6	-984	-152.2	2,961	1,952	-1,009	-34.1

- Durante el 4T23 el margen de contribución fue de COP 1.5 B, de los cuales ~31% proviene del segmento de generación Colombia, ~60% del negocio de distribución en Colombia y el 9% restante corresponde a Centroamérica.
- Durante la segunda mitad de 2023, el fenómeno de El Niño generó mayores costos de compras de energía en el mercado spot (bolsa de energía) debido a las condiciones hidrológicas del país.

⁹ Resultados de activo de transmisión "Transnova" en Guatemala, adquirido durante el 2023.

- En el último trimestre de 2023, el proyecto fotovoltaico Guayepo I&II inició su etapa de pruebas, posicionándose como la planta fotovoltaica en construcción más grande de Colombia y como una de las mayores de Sudamérica (capacidad instalada de 486.7 MW).

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		4T23
Generación Colombia		
Generación Enel Colombia (Gwh)		15,959
Ventas totales (Gwh)		21,615
Disponibilidad de plantas (%)		87.0%
Generación Centroamérica		
Generación Enel Colombia (Gwh)		2,192
Capacidad instalada		705
Distribución		
Número de clientes		3,861,884
Participación de mercado (%)		20.0%
Demanda energía nacional (Gwh)		79,973
Demanda energía zona Enel Colombia (Gwh)		16,510
Índice de pérdidas (%)		7.51%
Control		Enel Energy Group
Participación de GEB		42.5%



Tabla N°30 - Indicadores financieros ISA CTM									
USD m	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %	
Ingresos	52	63	11	20.1	205	235	30	14.6	
Utilidad operacional	27	-2	-30	-108.8	121	106	-15	-12.2	
EBITDA	50	60	10	20.5	198	228	30	15.0	
Margen EBITDA	95.2%	95.5%	0.3 pp		96.7%	97.1%	0.4 pp		
Utilidad neta	21	-7	-28	-135.0	72	61	-11	-15.4	
Deuda neta / EBITDA	5.6x	5.0x							
EBITDA / Gastos financieros	3.9x	4.0x							

- La Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversión), en Perú, le adjudicó a ISA, en consorcio con Grupo de Energía de Bogotá (GEB), la construcción, operación y mantenimiento de dos proyectos con más de 1,000 km de circuito de transmisión eléctrica, con un CAPEX referencial de USD 833 M.
- La ejecución y financiación de este proyecto se realizará a través de la sociedad Consorcio Eléctrico Yapay S.A., donde GEB e ISA ejercerán control conjunto, gracias a la capitalización de Dunas Energía (Filial de GEB) a la sociedad concesionaria. Lo anterior, permitirá que tanto el GEB (a través de Dunas) como ISA tengan una participación accionaria en CEY en un 50% cada una.

Tabla N°31 - Panorámica General ISA CTM		4T23
Demanda del mercado (Gwh)		4,946
Cuota de mercado (%)		39.8
Disponibilidad de la infraestructura (%)		100
Cumplimiento programa mantenimiento (%)		95
Líneas de transmisión o Red (Km)		4,750
Control		ISA
Participación GEB		40%



Tabla N°32 - Indicadores financieros ISA REP								
USD m	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Ingresos	47	52	5	10.2	182	197	15	8.2
Utilidad operacional	24	26	2	7.2	98	105	7	7.4
EBITDA	35	-107	-142	-402.8	137	0	-137	-100.0
Margen EBITDA	74.5%	-204.5%	-278.9 pp		75.2%	0.0%	-75.2 pp	
Utilidad neta	16	17	1	3.6	64	67	3	4.2
Deuda neta / EBITDA	1.8x	1.4x						
EBITDA / Gastos financieros	12.1x	10.6x						

- ISA REP recibió un crédito por USD 66 M (~COP 252 mM) por parte de *Export Development Canada* con el propósito de refinanciar obligaciones financieras existentes y atender su plan de inversiones.

Tabla N°33 - Panorámica General ISA REP		4T23
Demanda del mercado (Gwh)		4,946
Cuota de mercado (%)		28
Disponibilidad de la infraestructura (%)		98
Cumplimiento programa mantenimiento (%)		96
Líneas de transmisión o Red (Km)		6,318
Control		ISA
Participación GEB		40%



Tabla N°34 - Indicadores financieros Argo (IFRS)								
BRL M	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Ingresos	271	233	-38	-14.0	1,178	1,000	-178	-15.1
EBITDA	246	198	-49	-19.7	1,098	907	-191	-17.4
Margen EBITDA	91.0%	85.0%	-6.0 pp		93.2%	90.7%	-2.5 pp	

Tabla N°34 - Indicadores financieros Argo (IFRS)

BRL M	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Utilidad neta	177	135	-42	-23.5	575	599	24	4.1
Margen Neto	65.4%	58.2%	-7.2 pp		48.8%	59.9%	11.1 pp	
Activo	10,592	11,080	488	4.6				
Patrimonio	4,803	5,382	579	12.1				
Deuda Bruta	3,944	3,611	-333	-8.4				
Deuda Neta	3,521	2,883	-637	-18.1				

- En Argo se observa un menor ingreso IFRS en el 4T23 vs 4T22 (BRL -38M) debido principalmente a: menor IPCA en el período de comparación, así como en el año corrido (4.56%) en 2023 vs (5.78%) en 2022, reflejándose en menor ingreso por variación monetaria en el activo de Contrato y menores ingresos de construcción respecto al año anterior.
- Argeb, compuesta de 5 concesiones (Argo V a Argo IX), fue adquirida a finales de 2023. Argo tiene el 62.5% de los derechos económicos, pero no consolida las cifras de Argeb al ser una sociedad en co-control con Gebbras, por tanto, las registra a través del método de participación.

Tabla N°35 - Indicadores financieros Argo (Regulatorio)

BRL M	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Ingresos	198	189	-9	-4.5	750	812	62	8.2
EBITDA	175	163	-12	-6.8	667	728	62	9.2
Margen EBITDA	88.0%	85.9%	-2.1 pp		88.9%	89.7%	0.8 pp	
Utilidad neta	108	66	-43	-39.3	219	274	56	25.4
Margen Neto	54.7%	34.8%	-19.9 pp		29.2%	33.8%	4.6 pp	

- Argo cerró 2024 con un margen EBITDA regulatorio acumulado del 89.7%, mejorando frente al año anterior (88.9%).



PROMIGAS

Tabla N°36 - Indicadores financieros Promigas

COP mM	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Ingresos	297	355	58	19.7	1,123	1,127	4	0.4
EBITDA ¹⁰	455	399	-56	-12.4	1,455	1,453	-1	-0.1
Margen EBITDA	153.2%	112.2%	-41.0 pp		129.5%	128.9%	-0.6 pp	
Utilidad operacional	206	340	134	65.2	1,285	1,249	-36	-2.8
Margen Operacional	69.3%	95.6%	26.4 pp		114.4%	110.8%	-3.6 pp	
Utilidad neta	152	256	105	68.9	1,107	1,012	-95	-8.6
Margen neto	51.1%	72.2%	21.1 pp		98.5%	89.7%	-8.8 pp	

¹⁰ El cálculo del EBITDA incluye método de participación por COP 241.9 M para el 4T23 y COP 156.4 M en 4T22, sin los cuales el margen EBITDA sería de 44% y 32% respectivamente.

- A diciembre 2023, Promigas reportó un EBITDA de COP 1.5 B y una Utilidad Neta de COP 1.0 B a nivel separado.
- Las calificaciones nacionales de largo y corto plazo fueron ratificadas en AAA y F1+ por Fitch Ratings. Así mismo, las internacionales en BBB- y Baa3 por parte de Fitch Ratings y Moody's Investors Service, respectivamente, ambas con perspectiva estable. Paralelamente, las filiales GdO, Surtigas y CEO obtuvieron ratificación de calificación AAA por parte de Fitch Ratings.
- En Perú, con Quavii, se puso en funcionamiento la primera estación de gas natural licuado del norte del país, destinada a atender vehículos de carga pesada.

Tabla N°37 - Panorámica General Promigas		4T23
Red de gasoductos (Km)		3,289
Capacidad instalada - máxima (Mpcd)		1,153
Capacidad contratada (Mpcd)		893
Usuarios acumulados (mm)		6.8
Control		Corficolombiana
Participación GEB		15.2%



Tabla N°38 - Indicadores financieros Vanti								
COP mM	4T22	4T23	Var \$	Var %	12M22	12M23	Var \$	Var %
Ingresos	922	963	41	4.5	3,371	3,806	435	12.9
Utilidad operacional	83	283	200	240.0	448	733	285	63.6
EBITDA	95	270	175	184.1	493	757	264	53.5
Margen EBITDA	10.3%	28.1%	17.8 pp		14.6%	19.9%	5.3 pp	
Utilidad neta	67	337	270	403.6	349	690	341	97.5
Deuda neta / EBITDA UDM	1.2x	0.8x						
EBITDA / Gastos fros UDM	14.5x	16.9x						

- En el mes de noviembre de 2023, Vanti pagó la tercera cuota de dividendos del ejercicio 2022.

Tabla N°39 - Panorámica General Vanti		4T23
Volumen de ventas (Mm3)		2,883
Número de clientes		2,523,096
Control		Brookfield
Participación de GEB		25%

Anexo: Estados Financieros Consolidados

Tabla N°39 – Estados Consolidados de Resultados Trimestrales

COP mM	4T22	4T23	Var	Var %
Distribución de gas natural	924	1,076	152	16.4
Transporte de gas natural	470	526	55	11.7
Transmisión de electricidad	262	306	44	17.0
Distribución de electricidad	176	139	-37	-21.0
Total ingresos	1,833	2,047	214	11.7
Distribución de gas natural	-688	-774	-86	12.6
Transporte de gas natural	-193	-183	10	-5.1
Transmisión de electricidad	-85	-139	-55	64.7
Distribución de electricidad	-108	-47	61	-56.4
Total costos	-1,073	-1,143	-70	6.6
Utilidad bruta	760	903	144	18.9
Gastos administrativos y de operación	-214	-285	-71	33.2
Otros ingresos (gastos), neto	33	10	-23	-70.5
Resultado de actividades operacionales	579	628	50	8.6
Ingresos financieros	168	56	-112	-66.7
Gastos financieros	-284	-354	70	24.6
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	97	71	-25	-26.2
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	468	8	-460	-98.4
Ganancia antes de impuestos	1,027	409	-618	-60.2
Gasto por impuesto corriente	-79	87	167	-210.1
Gasto por impuesto diferido	-128	-162	-35	27.0
Utilidad neta	819	334	-485	-59.2
Participación Controladora	767	296	-471	-61.4
Participación no Controladora	53	38	-14	-27.5

Tabla N°40 – Estado de Situación Financiera

COP mM	dic-22	dic-23	Var.	Var %
ACTIVOS				
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes de efectivo	1,478	2,290	812	54.9
Inversiones	0	0	0	-
Deudores comerciales y otras cxc	1,261	1,406	150	11.5
Cuentas por cobrar partes relacionad.	154	213	60	38.7
Inventarios	346	455	109	31.6
Activos por impuestos	189	234	45	23.7
Operaciones de coberturas	692	382	-310	-44.8
Otros activos no financieros	86	86	372	0.4
Activos mantenidos				
para la venta	181	0	-181	-100.0
Total activos corrientes	4,385	5,066	681	15.5
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones en asociadas y neg. conj	15,556	14,053	-1,503	-9.7
Propiedades, planta y equipo	17,013	15,922	-1,091	-6.4
Activos por derecho de uso	78	58	-20	-26.2
Propiedades de inversión	30	30	0	0.0
Inversiones	17	57	40	230.0
Deudores comerciales y otras cxc	306	276	-30	-9.9
Crédito mercantil	623	553	-70	-11.3
Activos intangibles	8,608	7,304	-1,304	-15.1
Activos por impuestos	123	207	84	68.2
Activos por impuestos diferidos	0	0	0	-
Otros activos no financieros	0	0	0	-15.4
Total activos no corrientes	42,355	38,459	-3,896	-9.2
Total activo	46,740	43,526	-3,215	-6.9
PASIVOS Y PATRIMONIO				
PASIVOS CORRIENTES				
Obligaciones financieras	1,075	2,135	1,059	98.5
Acreedores comerciales y otras cxc	825	742	-83	-10.1
Obligaciones por arrendamientos	40	27	-14	-33.8
Cuentas por pagar partes relac.	0	1	0	99.7
Instrumentos fros derivados de cob.	125	268	143	114.6
Beneficios a empleados	148	140	-8	-5.1
Provisiones	150	130	-20	-13.3
Ingresos recibidos por anticipados	21	70	48	227.4
Pasivo por impuestos	177	154	-23	-12.8
Otros pasivos no financieros	19	15	-4	-20.4
Total pasivos corrientes	2,582	3,682	1,101	42.6
PASIVOS NO CORRIENTES				
Obligaciones financieras	19,268	16,493	-2,775	-14.4
Acreedores comerciales y otras cxc	54	62	8	14.0
Obligaciones por arrendamientos	67	45	-22	-32.8
Pasivos por impuestos	0	0	0	100.0
Beneficios a empleados	98	123	25	25.6
Provisiones	567	552	-15	-2.7
Ingresos recibidos por anticipados	57	55	-2	-2.7
Pasivos por impuestos diferidos	2,770	3,003	233	8.4
Total pasivos no corrientes	22,881	20,333	-2,548	-11.1
Total pasivos	25,463	24,016	-1,447	-5.7
PATRIMONIO				
Capital emitido	492	492	0	0.0
Prima en colocación de acciones	838	838	0	0.0
Reservas	4,841	5,693	851	17.6
Resultados acumulados	8,069	7,803	-266	-3.3
Otro resultado integral	6,262	4,082	-2,179	-34.8
Total patrimonio de la controladora	20,503	18,908	-1,594	-7.8
Participación no controlada	775	602	-174	-22.4
Total patrimonio	21,278	19,510	-1,768	-8.3
Total pasivo y patrimonio	46,740	43,526	-3,215	-6.9

Tabla N°41 – Estado de Flujo de Efectivo

COP mM	dic-22	dic-23
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Resultado del periodo	3,027	2,768
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:		
Impuesto a las ganancias	576	612
Ingreso por método participación	-2,096	-1,719
Gastos financieros	1,020	1,480
Ingresos financieros	-259	-271
Depreciación y amortización	836	979
Pérdida en venta o baja de activos fijos	7	1
Deterioro de cuentas por cobrar, neto	0	33
Diferencia en cambio	-154	-280
Recuperación de deterioro de activos a largo plazo	-85	0
Intereses por arrendamiento	0	0.0
Provisiones (recuperaciones), neto	80	75
Impuesto a las ganancias pagado	0	0
Baja de activos intangibles	0	10
Terminación contrato de arrendamiento	0	-24
	2,951	3,664
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	547	-681
Inventarios	-40	-156
Activos por impuestos	0	-293
Otros activos no financieros	-234	-8
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	44	-52
Beneficios a empleados	-10	-15
Provisiones	147	-48
Otros pasivos	-11	47
Pasivos por impuestos	0	179
Pasivos por derechos de uso	-61	0
Impuestos pagados	-371	-378
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	2,963	2,258
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Capitalización en subordinadas	-386	-8
Capitalizaciones a empresas asociadas	-962	0
Consideración pagada en la adquisición de negocios conjuntos	-1,132	0
Dividendos recibidos	1,841	1,647
Producto de la venta de activos fijos	0	0
Intereses recibidos	40	506
Préstamos a partes relacionadas	0	-2
Inversiones en activos financieros	0	-147
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-1,190	-733
Adquisición de activos intangibles	-716	-619
Adquisición de grupo de activos - Transnova	0	-83
Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión	-2,506	561
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Dividendos pagados	-1,920	-2,196
Intereses pagados	-872	-1,539
Préstamos recibidos	3,187	6,596
Pagos por arrendamientos	0	-58
Préstamos pagados	-1,121	-4,744
Cuentas por pagar relacionadas - asociadas	0	0
Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación	-727	-1,941
Incremento (disminución) neto de efectivo	-270	879
Efecto adquirido en la combinación de negocios	44	0
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo mantenida bajo moneda extranjera	56	-67
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO	1,692	1,478
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	1,522	2,290

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.
- UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

ir@geb.com.co

www.geb.com.co

www.grupoenergibogota.com/inversionistas



Grupo Energía Bogotá