Informe de Resultados

4T22

BVC: GEB

Descargar Datapack GEB

GrupoEnergíaBogotá

Resultados Operacionales beneficiados por diversificación geográfica de ingresos. Logros operacionales destacables en Cálidda, Enlaza y Conecta

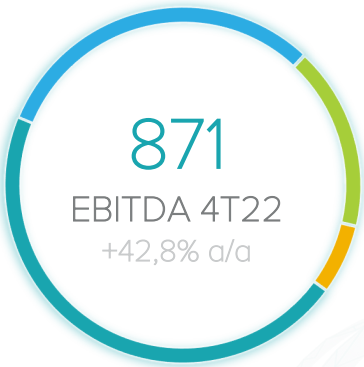
i. Se concluyó el proceso de adquisición de las 5 concesiones en Brasil
ii. Cierre del crédito sindicado por USD 509 M con el propósito de financiar el plan de inversiones del 2022
iii. Moody's ratificó la calificación Baa2 de GEB con perspectiva estable, resaltando la diversificación geográfica operativa, solidez financiera y respaldo en el flujo de caja de filiales clave: TGI y Cálidda
iv. Por segundo año consecutivo GEB es incluido en el S&P Sustainability Yearboook 2023 y ocupó el 10° lugar en Gas & Utilities

Logros Filiales y asociadas:

i. GEB crea Enlaza, filial dedicada al negocio de transmisión en Colombia a partir de enero 2023
ii. Entrada en operación del proyecto Tesalia-Alférez 230kV y proyecto privado en el Cesar de 10 kV representando 212 kms de líneas de transmisión adicionales y toma control del activo San Juan 220 kV con un ingreso anual esperado de USD 1,1 mm
iii. Al cierre del 2022 se protocolizaron 219 de 224 consultas previas. La Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa -DANCP certificó 11 comunidades adicionales para procedencia de consulta en el tramo Colectora-Cuestecitas
iv. Conecta cierra el año con un avance constructivo de 91,2%, un logro significativo dadas los desafíos socio-ambientales a los que se ha enfrentado el proyecto PET
v. Cálidda inauguró junto con Grifos Espinosa la primera estación de GNV-L de Perú y la primera abierta al público en Suramérica

Resultados financieros:

COP mmm



231	+33	Distribución Gas
135	+60	Transmisión Energía
70	+21	Distribución Energía
440	+151	Transporte Gas

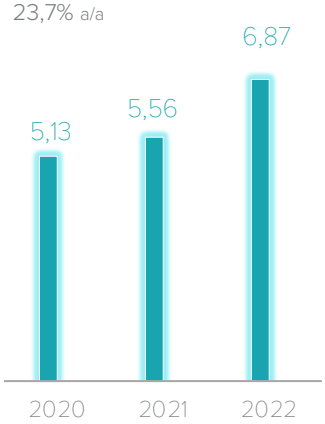
Ingresos	Utilidad Operacional	EBITDA	Utilidad Neta Controlada	Capex	
1.833 16,4% a/a	578 18,1% a/a	871 13,6% a/a	766 16,5% a/a	USD 571 mm 417,0% a/a	4T22

Cifras 12M

COP bn

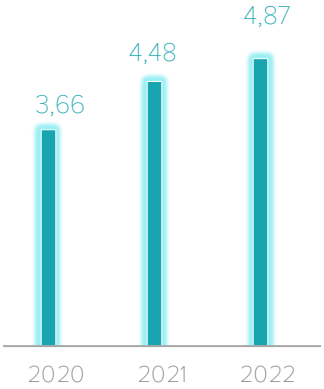
Ingresos

23,7% a/a



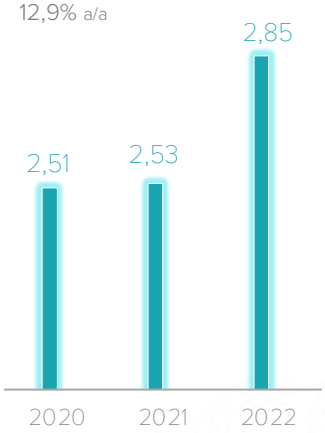
EBITDA

8,5% a/a



Utilidad Neta Controlada

12,9% a/a



AAA / BBB, Baa2

Calificación GEB Nal / Intl.

Resultados Financieros GEB

Grupo Energía Bogotá S.A. ESP (BVC: GEB), es una plataforma empresarial con más de 125 años. Nuestra propuesta de valor es conectar inversionistas y operadores globales con oportunidades locales, para la inversión en mercados energéticos de regiones en expansión. En 2022 GEB cerró con 4,4 millones de clientes en distribución de energía eléctrica y 4,0 millones de clientes en distribución de gas natural y totalizó 16.217 Km de redes eléctricas, 4.392 Mw de capacidad instalada de generación y 4.327 Km de gaseoductos.

Este informe presenta las variaciones correspondientes a los estados financieros comparativos del 4T21 y del 4T22 (3 meses) bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) aceptadas en Colombia. .

Ingresos operacionales

Tabla N°1 – Ingresos por segmento

COP mmm	4T21	4T22	Var.	Var. %
Distribución Gas Natural	896	924	28	3,2
Transporte Gas Natural	379	470	92	24,3
Transmisión Electricidad	182	262	79	43,6
Distribución Electricidad	118	176	59	49,8
Total	1.574	1.833	258	16,4

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

Distribución de gas natural:

Tabla N°2 – Detalle Ingresos Distribución de Gas

COP mmm	1T22	2T22	3T22	4T22	12M22
Cálidda	770	839	947	914	3.471
Contugas	71	80	93	26	269
Ajustes y eliminaciones	-9	-10	-16	-16	-50
Ingresos Consolidados Distribución de Gas	832	910	1.023	924	3.690

- Los ingresos de Contugas disminuyen (-93,0%; USD -18,2mm a/a) explicado por la emisión de notas comerciales a nombre de EGASA[1] como resultado del laudo arbitral desfavorable, siendo este el principal contribuyente a la disminución de ingresos en el segmento. Este factor fue compensado parcialmente por el efecto cambiario, considerando que tanto Cálidda como Contugas cuentan con ingresos indexados a USD. Este factor aportó COP +62.465 mm a los ingresos consolidados.
- En moneda funcional los ingresos de Cálidda durante el 4T22 (-7,7%; USD -16,5 mm a/a), se explican por:
  - Menores ingresos *pass through* por ampliación de la red[2] (USD -29,4 mm a/a) relacionados con el cumplimiento del plan de obras de ampliación, que entró en un menor ritmo de ejecución durante el 2S22 luego de cumplimientos extraordinarios durante el primer semestre del año. Estos ingresos no generan margen para Cálidda.

[1] El 10 de octubre de 2022 el Tribunal Arbitral de Perú emitió laudo arbitral sobre el caso con EGASA en el cual Contugas perdió- El efecto financiero de la decisión del tribunal es el reconocimiento de notas crédito en los estados financieros de Contugas por valor de USD 14,5 mm sobre la facturación emitida a ese cliente.

[2] Ingresos facturados por Cálidda que no generan margen operacional a la compañía y son transferidos como costo a los usuarios finales.

- Menores ingresos por instalaciones internas[3] (USD -10,8 mm a/a) como resultado de las menores conexiones terminadas en el trimestre (62.462; -15,8% a/a). El número de conexiones anuales alcanzó 260 mil, sobre la meta inicial de 115 mil revelada a inicios de año.
- Aumento en los ingresos por distribución de gas natural (USD +8,2 mm a/a) por el efecto conjunto de indexación de tarifas al US IPP en abril, y la aplicación de las nuevas tarifas desde mayo, siendo este el principal ingreso operativo de Cálidda. Los mayores volúmenes distribuidos (+44 mmpcd; 5,9% a/a) igualmente aportaron al incremento observado por mayores ingresos *pass through* de gas y transporte.

Transporte de gas natural:

- El efecto cambiario aportó COP 93.401 mm de ingresos adicionales en el segmento de transporte de gas, 100% del incremento observado durante el trimestre.
- Los ingresos de TGI en moneda funcional (USD) se mantienen estables (-0,3%; USD -0,3 mm a/a). El comportamiento de los ingresos por tipos de cargo en el 4T22 fue el siguiente:
  - Los cargos por capacidad llegaron a USD 61,8 mm en 4T22 (+5,7%; USD +3,4 mm), aumento explicado por: i) indexación tarifaria al IPP US[4] de 6,55%; ii) incremento en la contratación en firme trimestral en algunos tramos intermedios y contratación contingente por mantenimientos.
  - Los cargos AO&M de COP 91.368 mm (USD 19,0 mm), que se remuneran en COP, presentaron un incremento de COP 1.219 mm (+1,1%) explicado por: i) indexación tarifaria al IPC (Colombia) de 5,62%; ii) contrarrestado por el efecto de la suspensión del flujo debido a mantenimientos en gasoductos. El efecto por conversión es neutro para el Grupo por estar denominados en la misma moneda funcional.
  - Los cargos variables en USD fueron USD 14,1 mm (+7,6%; +USD 0,9 mm). El crecimiento es explicado por: i) indexación tarifaria al IPP US[4]; y ii) incremento en la contratación con pareja de cargos diferente a 100-0 e ingresos adicionales por el servicio de transporte interrumpible.

Transmisión electricidad:

Tabla N°3 – Detalle Ingresos Transmisión

COP mmm	1T22	2T22	3T22	4T22	12M22
Transmisión GEB	167	171	188	196	722
Conecta + EEBIS	27	29	33	40	129
Elecnorte	0	7	21	22	50
Ajustes y eliminaciones	2	5	-1	4	10
Ingresos Consolidados Transmisión	196	211	243	262	911

- Compuestos principalmente por los ingresos de la Sucursal de Transmisión en Colombia los cuales crecieron (COP +40.670 mm; +25,8% a/a) por:
  - Mayores ingresos de activos por convocatoria (COP +28.843 mm; +31,1% a/a) los cuales incorporan el ingreso anual esperado del proyecto UPME 06-2017 Colectora que se empezó a recibir en dic-2022 (COP +9.636 mm). En USD los ingresos por convocatoria se incrementaron +15,3% a/a. Estos ingresos se liquidan en dólares y se actualizan al IPP US[4] de cierre del año previo.

[3] Incluye servicios de instalaciones internas, derechos de conexión y financiamientos.

[4] Serie WPSFD41312. Tarifa actualizada con el índice a dic-21.

- Mayores ingresos de activos por uso (COP +1.653 mm; +4,2% a/a) los cuales se liquidan en pesos. La indexación de los ingresos que remuneran estos activos fue ajustada siguiendo los lineamientos de la regulación vigente y las medidas voluntarias del pacto tarifario, ajustando el indexador de IPP Col a IPC Col[5]. Por esta razón los ingresos asociados a este tipo de activos (que representaron 27% de los ingresos de transmisión en Colombia) disminuyeron (COP -6.953 mm; -14,4% t/t). Esta indexación se aplicará hasta octubre de 2023.
- Incremento de COP 5.798 mm (+198,0% a/a) en ingresos de proyectos privados por la entrada en operación de la interconexión eléctrica La Reforma-San Fernando 230 kV.
- Los ingresos por contribuciones (*pass through*) alcanzaron COP 26.551 mm, un incremento de +COP 4.266 mm (+19,1% a/a).

- Los ingresos de Elecnorte representaron un incremento COP 21.733 mm provenientes de los activos que opera del sistema de transmisión regional (STR) remunerados en COP, integrados a partir de su adquisición en junio de 2022.
- Aumento en los ingresos de Conecta en Guatemala (COP +15.160 mm; +61,3% a/a) por energización de proyectos, indexación de ingresos de peaje en EEBIS y efecto cambiario (COP +6.056 mm). En moneda funcional los ingresos combinados se incrementan (USD +2,0 mm;+30,0% a/a) principalmente por la energización de subestaciones y reactores cumpliendo con el plan de normalización de ingresos adelantado por la compañía.

Distribución de electricidad:

- Los ingresos de Grupo Dunas[6] en PEN crecieron (PEN 17.979 m; +13,2% a/a) comparados con el 4T21 principalmente por mayores ingresos en ventas de energía (+1,4% a/a) a clientes libres y regulados (PEN +12.232 m), indexación de tarifas y servicios prestados a terceros desde Cantalloc (PEN +4.988 m)
- En COP los ingresos aumentaron +COP 46.266 mm (+57,0%) principalmente por la devaluación PENCOP (COP +272; 28,2% a/a) El efecto cambiario contribuyó con el 92% del crecimiento consolidado.

Costos operacionales

Tabla N°4 – Costos por segmento

COP mmm	4T21	4T22	Var.	Var. %
Distribución Gas Natural	620	688	67	10,9
Transporte Gas Natural	169	193	24	14,0
Transmisión Electricidad	76	85	9	11,8
Distribución Electricidad	77	108	31	40,5
Total	942	1.073	131	13,9

El comportamiento de cada línea de negocio fue el siguiente:

Distribución de gas natural:

- El efecto cambiario aportó COP +169.799 mm en el costo consolidado, contrarrestando la reducción operacional en USD. Este efecto en costos es mayor al de los ingresos, explicados por los menores ingresos de Contugas, disminuyendo el margen de contribución bruto en COP 25.842 mm del segmento en el consolidado.

[5] De IPP Colombia oferta interna a IPC Colombia
[6] Incluye Electrodunas, PPC y Cantalloc

- Los costos de Cálidda en moneda funcional disminuyen (USD -16,1 mm; -11,9% a/a) por efecto de:
  - Menores costos *pass through* por ampliación de la red (USD -18,0 mm; -62,4% a/a), en línea con el comportamiento de los ingresos por este concepto, parcialmente compensados por mayores costos asociados al gas y transporte en línea con los mayores volúmenes distribuidos.
  - Menores costos por instalaciones internas (USD -3,5 mm) asociado al menor número de conexiones.
  - El margen bruto generado por la distribución de gas y las instalaciones internas se mantuvo estable en USD 78,3 mm (-0,5% a/a)
- Los costos en Contugas en moneda funcional disminuyen durante el trimestre (USD -2,4 mm; -24,0%) por menores costos de transporte y suministro de gas.

Transporte de gas natural:

- Los costos en moneda funcional de TGI disminuyen (USD -1,5 mm; 3,7% a/a) por: i) menores costos de mantenimientos en geotecnia, ii) Menores costos de servicios profesionales por mayor participación del personal directo de TGI, lo que ha permitido reducir la cantidad de servicios prestados por terceros. Esto balanceado por los iii) mayores costos asociados a la atención de emergencias como consecuencia de la ola invernal del 2022 (USD +3,3 mm a/a), iv) capitalización de mantenimientos y actualización de activos por mayores desmantelamientos.
- El efecto cambiario aportó COP +31.041 mm al costo del segmento, mayor a la disminución operacional en moneda funcional. Por su lado, el margen bruto del segmento aumentó COP +68.186 mm (+32,6% a/a) en línea con el mayor incremento en ingresos.

Transmisión de electricidad:

- El incremento se dio principalmente por el comportamiento de los costos en la Sucursal de Transmisión en Colombia los cuales crecieron 14,5% en el 4T22 (+COP 8.620 mm a/a) por mayores costos de mantenimiento y arrendamiento, así como por costos de contribución *pass through* que se liquidan como participación en los ingresos del STN y STR.

Distribución de electricidad:

- Los costos en Electrodunas en su moneda funcional aumentan PEN +10.860 m (+12,2%) principalmente por mayores costos de compra de energía (PEN +6.790 m).
- El efecto cambiario aportó al crecimiento de los costos del segmento en cerca de COP 20.273 mm, 58% de la variación a/a.

Gastos administrativos y de operación

Tabla N°5 – Gastos administrativos por segmento

COP mmm	4T21	4T22	Var.	Var. %
Distribución Gas Natural	162	41	-121	-74
Transporte Gas Natural	12	39	27	223
Transmisión Electricidad	27	42	15	54
Distribución Electricidad	19	23	4	23
Corporativo	59	68	9	16
Total	279	214	-65	-23

Los gastos administrativos consolidados incorporan efectos base 4T21 y no recurrentes de:

- Contugas por concepto de la provisión de cartera asociada a los arbitrajes resueltos en 2022 por USD 12,9 mm
- TGI por una recuperación de cartera provisionada por USD 2,8 mm junto a una reversión de gastos generales de USD 1,8 mm
- Reclasificación contable de reversiones por deterioro que en 2022 se clasifican como un menor gasto de amortización y en 2021 se reconocía como otro ingreso
- Gastos en Gebbras (segmento transmisión) asociados al cierre de la transacción en Brasil

Durante 4T22 Contugas registró una reversión por deterioro (menor gasto de amortización) de USD 20 mm (COP 85.108 mm en el consolidado) comparado con el registro en 4T21 de USD 33 mm (incluido en otros ingresos consolidados COP 123.521 mm).

Otros ingresos (gastos) netos

El saldo neto de esta cuenta es un ingreso por COP 32.957 mm, una disminución de 75,9% a/a (COP -103.570 mm) por efecto de la reclasificación de deterioros descrita anteriormente. El incremento de COP +27.066 mm t/t se explica principalmente por el fallo a favor de TGI mediante el cual se da la transferencia del derecho de los centros operativos de Buga y de Manizales (USD +4.6 mm).

EBITDA consolidado ajustado[7]

Tabla N°6 – EBITDA consolidado por compañía

COP mmm	4T21	4T22	Var.	Var. %
TGI	289	438	150	52
Cálidda	189	269	79	42
GEB Transmisión	61	94	33	55
Dunas	49	70	21	43
Contugas	8	-38	-46	-562
Conecta-EEBIS	15	33	18	124
Gebbras (Vehículo)	0,3	-12	-12	-
Elecnorte	0	20	20	-
Otros	-1	-3	-2	319
Total operacional	610	871	261	43
REP/CTM	157	0	-157	-100
Total EBITDA	767	871	104	14

El EBITDA consolidado del trimestre fue generado en su totalidad por empresas controladas comparado con el 4T21 cuando se recibieron dividendos anticipados de ISA REP y CTM durante el trimestre. Normalizando este efecto el EBITDA crece 42,8% a/a. Los principales

- El EBITDA operacional crece principalmente por los efectos cambiarios de las compañías operativas en moneda extranjera, catalizando en mejores flujos de caja para el Grupo los buenos resultados obtenidos por las filiales.
- Aporte creciente al EBITDA del negocio de transmisión en Colombia, cuyos ingresos fueron ~70% UDM denominados en USD.

[7] Incluye los dividendos de las compañías asociadas y negocios conjuntos.

- Se resaltan los mejores resultados de Conecta en Guatemala, que gracias a su gestión del proyecto PET, que ya alcanza un 91,2% de construcción, ha logrado monetizar ingresos con la energización de tramos constructivos gracias a obras complementarias. Por otro lado, el EBITDA generado por Elecnorte (COP 20.033 mm), operación adquirida en jun-22.
- Gebbras percibe un EBITDA negativo por los gastos asociados al cierre de la transacción. Los ingresos contables que percibe Gebbras están asociados a los ajustes del activo financiero de las concesiones (por indexación o reconocimientos) y no al flujo de caja proveniente de la RAP[8] de estos activos.

Ingreso (Gasto) Financiero neto

Los gastos financieros se incrementaron 58,2% a/a (COP +104.540 mm) cerrando en COP 284.080 mm, como consecuencia de: i) la indexación de algunos créditos a IPC (Colombia), ii) la revaluación del dólar de cierre del trimestre de +COP 829 a/a ii) la reapertura de la emisión de bonos locales denominados en COP durante el 2T22 y iii) el reconocimiento de 1 mes de intereses del crédito sindicado para el cierre de la transacción en Brasil por USD 509 mm. Este incremento fue balanceado por la composición de deuda 62% en tasa fija y la indexación de una porción significativa de los ingresos al Índice de Precios al Productor (IPP US y PPI Col) y denominados en USD.

Los ingresos financieros aumentan (COP +182.410 mm; +238,2% a/a) como resultado del reconocimiento del diferencial de precio en la recompra parcial de los Bonos 2028 a USD 913 por USD 1.000 de principal, lo cual representó una utilidad para TGI de USD 14,3 mm.

Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio representó un ingreso de COP 96.731 mm desde COP 39.053 mm en 4T21, explicado por una mayor variación de la tasa de cambio (TRM) de cierre (+6,1% t/t) vs (+3,8% t/t) en los periodos respectivos. GEB individual (COP +60.679 mm) es el que más aportó a los ingresos por diferencia en cambio seguido de TGI (COP +25.503). Durante el 4T22, la cobertura de inversión neta en el extranjero representó un menor gasto por diferencia en cambio por COP 162 mil mm comparado con COP 117 mil mm del 4T21.

Método de Participación

Tabla N°7 – Método de Participación

COP '000 de mm	4T21	4T22	Var.	Var. %
Enel Colombia	369	260	-109	-30
CTM	24	43	19	81
Vanti	18	17	-2	-8
REP	22	30	8	36
EMSA	3	2	-1	-29
Promigas	44	25	-19	-43
Argo	13	72	59	441
Gebbras	-2	17	19	-
Ágata	-3	2	4	-
Total	488	468	-21	-4

[8] Ingreso anual esperado

El método de participación patrimonial presenta menores utilidades en Enel Colombia[9] por el reconocimiento de deterioro de la Central Cartagena (180Mw) por COP 283 mil mm como parte de los compromisos de transición energética y finalización de obligaciones de energía en firme en nov-23. Este efecto fue parcialmente compensado por mayores resultados en Argo luego de la consolidación de Argo IV (Rialma III) en feb-22 y 5 concesiones en dic-22 (también en Gebbras), así como la indexación de ingresos y energización del compensador sincrónico en Argo II.

Utilidad neta

- El impuesto corriente pasó de COP 109.152 mm en 4T21 a COP 79.398 mm en 4T22, una disminución de 27,3% a/a gracias al deducible por diferencia en cambio en la recompra parcial del bono de TGI y menor impuesto corriente en GEB de COP 31.268 mm.
- Por su parte el impuesto diferido pasó de un gasto de COP 42.312 mm en 4T21 a uno de COP 127.944 mm en 4T22, por el efecto de la posición pasiva en moneda extranjera en GEB y el diferencial cambiario realizado por la disminución de la deuda en USD de TGI.
- La utilidad neta consolidada del 4T22 fue COP 819.470 mm, un incremento de 16,8% a/a frente al mismo periodo de 2021 (COP +108.732 mm). La participación controlada se ubicó en COP 766.963 mm (+16,5%a/a) y la no controlada en COP 52.506 mm (+21,5% a/a).

Perfil de la deuda

Tabla N°8 – Perfil de la deuda

USD mm	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	+2030
Vencimiento	580	779	98	166	612	685	106	466	724
Total	4.216								

El principal vencimiento en 2023 se concentra en el Bono Internacional de Cálidda para el cual se realizó anticipadamente una operación de sustitución de deuda con BBVA y BofA (bancos líderes) por USD 350 mm

Tabla N°9 – Clasificación de la deuda y ratios[10]

COP mmm	4T21	4T22	Var	Var %
EBITDA UDM	4.483	4.866	383	8,5
Deuda total neta	13.428	18.866	5.437	40,5
Deuda total bruta	15.124	20.343	5.220	34,5
Gastos financieros neto UDM	603	702	99	16,4
Deuda total neta / EBITDA	3,00x	3,88x	0,88x	29,4
EBITDA / Gastos financieros neto	7,4x	6,9x	-0,5x	-6,7

Durante el 4T22 se adelantó el cierre del crédito sindicado por USD 509 mm (COP 2.448 mil mm) para la capitalización en Brasil que permitió el perfeccionamiento de la adquisición de 5 concesiones. Este factor, junto a los enunciados a continuación, explican la variación en pesos de COP +5.220 mil mm:

- Emisión de los bonos locales durante el 2T22 por COP 262 mil mm.
- Consolidación de la deuda estructural de Elecnorte por COP 267 mil mm.
- Oferta pública de adquisición parcial en efectivo por un monto de USD 155,8 mm de los Bonos con vencimiento 2028. Se reconoce un ingreso extraordinario por el diferencial de precio, lo cual representó una ganancia por COP 62.524 mm en el EBITDA ajustado del Grupo.

[9] Variación calculada sobre los ingresos conjuntos de Emgesa y Codensa para 4T21

[10] Los saldos de la deuda incluyen el costo amortizado y difieren de los saldos nominales

- El efecto por conversión de la deuda denominada USD por devaluación de las tasas de cambio de cierre de año (+2.916 mil mm).

CAPEX

El CAPEX orgánico ejecutado durante el 4T22 fue USD 119,1 mm, USD 8,7 mm adicionales en comparación al 4T21, explicado principalmente por la Sucursal de Transmisión en Colombia +USD 6,2 mm (+16,2%) y mayor inversión en Conecta de +USD 4,3 mm (+88,0%) para culminar el proyecto PET. El capex 4T22 asociado a crecimiento inorgánico sumó USD 452 mm por la capitalización de Gebbras y Argo para el cierre de la adquisición de 5 concesiones operativas en Brasil.

Tabla N°10 – CAPEX ejecución y proyección anual[11]

USD mm	2022	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2023P - 2027P
Cálidda	168	121	74	35	3	3	237
Transmisión	168	165	143	123	53	53	537
TGI	23	61	63	44	32	30	230
Conecta & EEBIS	32	44	11	4	6	2	67
Contugas	3	9	2	15	1	0	27
Grupo Dunas	18	22	24	24	19	23	112
Elecnorte	2	0	0	0	0	0	1
Orgánico	414	423	316	245	114	111	1.209
Adquisición	565	-	-	-	-	-	-
Total	979	423	316	245	114	111	1.209

[11] Las proyecciones son estimaciones que pueden variar en el futuro por cambios en los supuestos incorporados en su cálculo.

Avances en prácticas ASG 4T22

Ambiental y Social

- El Grupo Energía Bogotá ingresó por segundo año consecutivo a los índices de sostenibilidad de Dow Jones de Mercados Emergentes y Mercado Integrado Latinoamericano (MILA), en reconocimiento a su alto desempeño en la gestión de los asuntos sociales, ambientales y de gobierno.
- La iniciativa ALAS20 (La Agenda de Líderes Sustentable) incluyó en el ranking de las empresas más sostenibles de Hispanoamérica a GEB (cuarto lugar en Colombia) y Cálidda (quinto lugar en Perú).
- En línea con su estrategia de sostenibilidad, el GEB incluyó en su matriz de riesgos estratégicos los asuntos de derechos humanos y de cambio climático.
- Así mismo, como parte de su compromiso por el respeto y la promoción de los Derechos Humanos, la diversidad, equidad e igualdad, todos los directorios de las empresas controladas del GEB aprobaron y adoptaron la política corporativa de Derechos Humanos.
- GEB (corporativo) y su negocio de transmisión en Colombia, alcanzaron la certificación de carbono neutro otorgada por ICONTEC por su gestión en la reducción de emisiones de gases efecto invernadero y sus acciones de compensación.
- Adicionalmente, la Transportadora de Gas Internacional (TGI), verificó sus inventarios de emisiones y logró la certificación de carbono neutralidad en cuatro estaciones de compresión de gas y un centro operacional ubicados en Barrancabermeja, Paratebueno, Mariquita, Norean y el Distrito VII Manizales.
- GEB logró la aprobación de cuatro proyectos de obras por impuestos por valor de COP 14.270 MM que buscan construir sistemas individuales solares fotovoltaicos en las instituciones educativas ubicadas en zonas rurales y zonas no interconectadas de los municipios de Maicao y Riohacha en La Guajira. Estos proyectos beneficiarán 362 unidades de atención comunitarias y 129 instituciones educativas.
- Cálidda publicó su primer reporte de gestión del cambio climático bajo las recomendaciones del marco TCFD (Task force on climate-related financial disclosures) en términos de gobierno corporativo, riesgos, metas y estrategia climática.

Gobernanza

- Otorgamiento del Reconocimiento IR (Investor Relations) otorgado por la Bolsa de Valores de Colombia (BVC) a los emisores que realizan esfuerzos para fortalecer la confianza y credibilidad entre la comunidad inversionista, obteniendo un porcentaje de cumplimiento del 97,3% de las recomendaciones de la BVC.
- Calificación de 100% en la Medición de Gobierno Corporativo adelantado por la Veeduría Distrital a las empresas que cuentan con participación del Distrito Capital.
- Obtención de 83 puntos en la Dimensión Económica y de Gobernanza de la evaluación de sostenibilidad corporativa de S&P Global para los Índices de Sostenibilidad de Dow Jones.

Actualización Regulatoria durante el 4T22

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	CREG 105 005-22	Por la cual se prorrogan las fórmulas para el cálculo de los subsidios aplicables al consumo de energía eléctrica y gas combustible por red de tubería de los usuarios residenciales de estrato 1 y 2	Varios	Definitiva	Ver más
	CREG 105 003A-22	Por la cual se adiciona un parágrafo al artículo 2 de la Resolución CREG 004 de 2021 (cálculo de la tasa de descuento)	Varios	Definitiva	Ver más
	CREG 102 011-22	Por la cual se adiciona un parágrafo al artículo 11 de la Resolución CREG 185 de 2020 "Por la cual se establecen disposiciones sobre la comercialización de capacidad de transporte en el mercado mayorista de gas natural"	Transporte GN	Definitiva	Ver más
	CREG 101 031-22	Por la cual se modifican las Resoluciones CREG 101 027 y 101 029 de 2022	Varios EE	Definitiva	Ver más
Perú	Osinergmin N° 175-2022-OS/CD	Aprueban actualización del Plan Anual de Inversiones 2022 para la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao	Distribución GN	Definitiva	Ver más
	Osinergmin N° 189-2022-OS/CD	Fijar los Valores Agregados de Distribución para el periodo del 01 de noviembre de 2022 y el 31 de octubre de 2026, a diversas empresas concesionarias de distribución eléctrica	Distribución EE	Definitiva	Ver más
	Osinergmin N° 206-2022-OS/CD	Aprueban el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para el periodo diciembre 2022 – febrero 2023 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao	Distribución GN	Definitiva	Ver más
	Osinergmin N° 207-2022-OS/CD	Aprueban el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para el periodo diciembre 2022 – febrero 2023 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica	Distribución GN	Definitiva	Ver más

Resultados Compañías Controladas

Transmisión GrupoEnergíaBogotá

Tabla N°11 – Indicadores financieros GEB transmisión

COP mmm	4T21	4T22	Var.	Var. %
Ingresos	158	198	41	25,7
Utilidad bruta	99	131	32	32,5
EBITDA	132	139	7	5,2
Margen EBITDA	84%	70%	-13,6pp	
Utilidad operacional	87	126	39	- 45,1

Tabla N°12 Ingreso por tipo de activo

COP mmm	4T21	4T22	Var	Var %
Activos de Uso	40	41	2	4,2
Activos de Convocatoria	93	122	29	31,1
Proyectos Privados	3	9	6	198,0
Contribuciones	22	27	4	19,1
Total	158	198	41	25,7

Comisión de Regulación y Gas (CREG):

- Dic. 29, 2022 notificación de la Resolución CREG 501 065 correspondiente a la inclusión en la base de activos de GEB para remuneración de los dispositivos SSSC (Smartvalves) en la subestación Termocandelaria 220 kV.

Ministerio de Minas y Energía (MME):

- Oct. 14, 2022 se publicó la resolución MME 40416 de 2022, por la cual se resuelve la solicitud de modificación de la fecha de puesta en operación del proyecto denominado "Subestación Norte 500 kV y Líneas de Transmisión Sogamoso - Norte 500 kV - Nueva Esperanza", objeto de la Convocatoria Pública UPME 01-2013, la resolución otorga 424 días calendario adicionales, la fecha de puesta en operación del proyecto es el 15 de diciembre de 2023.
- Dic. 2, 2022 se publicó la resolución MME 40514 de 2022, por la cual se resuelve la solicitud de modificación de la fecha de puesta en operación del proyecto denominado "Subestación Chivor II y Norte 230 kV y líneas de transmisión asociadas", objeto de la Convocatoria Pública UPME 03-2010, la resolución otorga 157 días calendario adicionales, la fecha de puesta en operación del proyecto es el 10 de mayo de 2023.
- Dic. 30, 2022 se publicó la resolución MME 40552 de 2022, por la cual se resuelve la solicitud de modificación de la fecha de puesta en operación del proyecto UPME-05-2009 "Subestación Quimbo (Tesalia) 230 kV y líneas de transmisión asociadas", la resolución otorga 57 días calendario, la fecha de puesta en operación del proyecto es el 28 de febrero de 2023, este proyecto se encuentra declarado en operación comercial desde el 13 de diciembre de 2022.

Tabla N°13 – Panorámica general GEB Transmisión	2022
Disponibilidad de la infraestructura	99,9%
Compensación por indisponibilidad	0,014%
Cumplimiento programa mantenimiento	100,0%
Participación en la actividad de transmisión	20,7%

Tabla N°14 – Estatus proyectos GEB Transmisión

	Avance	IAE *(USD mm)*	FOPO(*)
Proyectos UPME			
Tesalia 230 kv	94,1%	10,9	1Q23
La Loma STR 110 kv	77,3%	7	1Q23
Chivor II 230 kv	59,7%	5,5	2Q23
Refuerzo Suroccidental 500 kv	71,4%	24,4	4Q23
Sogamoso Norte 500 kv	47,4%	21,1	4Q23
Río Córdoba–Bonda 220kV	18,2%	1,2	4Q23
Colectora 500 kv	29,8%	21,5	2Q25
Proyectos Privados		15,0	

**Fecha de entrada en Operación. No incluye las prórrogas que se puedan generar posteriormente*

TGI

Tabla N°15 – Indicadores financieros TGI

USD m	4T21	4T22	Var.	Var. %
Ingresos	97.597	97.279	-318	- 0,3
Utilidad operacional	49.677	52.817	3.140	6,3
EBITDA	71.971	73.061	1.090	1,5
Margen EBITDA	73,7%	75,1%	1,4 pp	
Utilidad neta	24.485	43.420	18.935	77,3
Deuda bruta / EBITDA	3,8x	3,1x		
EBITDA / Gastos financieros	4,5x	4,6x		
Calificación crediticia internacional:				
Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 12 I 22:		BBB, estable		
Moody's – Calificación Bono – Oct. 18 I 22:		Baa3, estable		

- Eficiencia: se implementaron 75 iniciativas logrando un impacto acumulado de USD 19,9 mm en OPEX de los cuales USD 17,5 mm son recurrentes.
- Regulación: i) Proyecto resolución CREG 702 modifica la resolución 175 con cambios positivos en los activos que cumplan VUN motivados por propuestas de TGI, ii) USD 8,6 mm de ahorros proyectados a partir 2023 por recompra parcial del bono 2028 (USD 156 mm); y iii) Mitigación de impactos frente a cambio de moneda funcional.
- Expansión: i) Primer contrato de Midstream - servicios O&M a productor, ii) Habilitamos la Bidireccionalidad Ballena–Barranca con pruebas que aseguran operatividad en la conexión de los sistemas TGI – Promigas, iii) Desarrollamos un portafolio con impactos potenciales en ingresos de USD 204 mm a 2028, en proyectos de infraestructura relevantes en etapa de prefactibilidad.
- Transformación: i) activación de 2 estudios y firma de acuerdos con aliados estratégicos de Biogás e Hidrógeno; ii) implementación de dos pilotos digitales para establecer eficiencias operacionales.

- Sostenibilidad: i) 1er. Lugar mundial medición S&P 'Transporte y Almacenamiento Gas y Petróleo', ii) Certificación Carbono neutralidad 5 sedes operativas y iii) 1er. Lugar Gobierno Corporativo – veeduría Distrital.
- Mediante la recompra parcial de los bonos 2028 con caja de la compañía, TGI mejora su perfil de deuda, niveles de apalancamiento y cobertura de interés.

Tabla N°16 – Panorámica general TGI	2022
Volumen transportado – Promedio Mpcd	482
Capacidad contratada en firme – Mpcd	586

Cálidda
GAS NATURAL DEL PERÚ

Tabla N°17 – Indicadores financieros Cálidda

USD m	4T21	4T22	Var.	Var. %
Ingresos	217.130	216.438	-692	-0,3
Ingresos ajustados*	95.438	94.835	-602	-0,6
Utilidad operacional	47.737	45.938	-1.799	-3,8
EBITDA	57.395	61.114	3.719	6,5
Margen EBITDA - Ingresos	26,4%	28,2%	1,8 pp	
Margen EBITDA - Ingresos ajustados	60,1%	64,4%	4,3 pp	
Utilidad neta	28.023	32.130	4.107	14,7
Deuda bruta / EBITDA	3,8x	3,5x		
EBITDA / Gastos financieros	9,0x	7,2x		

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

- La clasificadora de riesgo Moody's Investors Service afirmó la calificación BBB con perspectiva estable sobre la emisión de bonos internacionales de Cálidda.
- La calificadora internacional Moody's ESG Solutions realizó una segunda evaluación de sostenibilidad, asignando el rating de A1 y el puntaje de 66, por mostrar una sólida capacidad y disposición de integrar factores ASG en la estrategia, operaciones y gestión de riesgo de la compañía
- Al término del 4T22, el volumen facturado total incrementó en 5.9% a/a, explicado por el incremento en la demanda del sector generador debido al periodo de estiaje y mantenimientos en plantas hidroeléctricas, 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 las mayores conversiones de vehículos a GNV gracias al financiamiento que el Estado otorga a través del FISE.
- Los contratos en firme alcanzaron 570 mmpcd (generadores eléctricos: 526 mmpcd + segmento industrial: 44 mmpcd), lo cual representa el 71% del volumen facturado total.

Tabla N°18 – Panorámica general Cálidda	2022
Clientes acumulados	1.560.379
Clientes potenciales	1.463.389
Extensión total de la red (Km)	15.320
Volumen facturado (Mpcd)	796
Penetración de la red (%)	102,4%

Contugas

Tabla N°19 – Indicadores financieros Contugas

USD m	4T21	4T22	Var.	Var. %
Ingresos	19.578	1.369	-18.209	-93,0
Utilidad Bruta	11.024	-5.141	-16.165	-146,6
Margen bruto	56,3%	-375,5%	-431,8 pp	
Utilidad operacional	16.246	2.350	-13.896	-85,5
EBITDA	7.548	-8.985	-16.533	-219,0
Margen EBITDA	38,6%	-656,2%	-694,8 pp	
Utilidad neta	14.885	-2.916	-17.801	-119,6

- Osinergmin aprobó el precio medio de gas y costo medio de transporte de la concesión del sistema de distribución en ICA que aplica desde Dic 2022 – Feb 2023.
- Continúa el crecimiento del sector de gas natural vehicular ante el incremento del precio de gasolina.
- Laudo con Egasa con resultado desfavorable e impacto de USD -14,5 mm.

Tabla N°20 – Panorámica general Contugas	2022
Número de clientes	74.340
Volumen de ventas acumuladas (Mpcd)	28
Volumen transportado acumulado (Mpcd)	736
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	160
Longitud de la red (km) distribución + transporte	1.494

ElectroDunas

Tabla N°21 – Indicadores financieros Electrodunas

Soles mm	4T21	4T22	Var.	Var. %
Ingresos	121.683	135.059	13.376	11,0
Utilidad Bruta	42.732	47.568	4.836	11,3
Margen Bruto	35,1%	35,2%	0,1 pp	
Utilidad operacional	23.145	27.295	4.150	17,9
Margen operacional	19,0%	20,2%	1,2 pp	
EBITDA	35.781	40.710	4.928	13,8
Margen EBITDA	29,4%	30,1%	0,7 pp	
Utilidad neta	12.156	15.057	2.901	23,9

- El capex ejecutado en Electro Dunas en el 4T22 ascendió a USD 7.589 m, correspondiente a inversiones en proyectos GART, nuevos suministros y renovaciones de red principalmente.
- Las ventas de energía acumuladas de Electrodunas al cierre de 2022 crecieron 6,0% con respecto al 2021, cerrando con cerca de 264 mil mm clientes acumulados en el año.

Tabla N°22 – Panorámica general Electrodunas	2022
Venta de Energía de ELD	1.205.140
Venta de energía a clientes propios (GWh)	829.966
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (GWh)	375.174
Compra de energía y generación propia (MWh)	990.736

PERU POWER CO.

Tabla N°23 – Indicadores financieros Perú Power Company

Soles mm	4T21	4T22	Var.	Var. %
Ingresos	7.259	7.239	-20	-0,3
Utilidad operacional	3.950	4.078	128	3,2
Margen operacional	54,4%	56,3%	1,9 pp	
EBITDA	6.858	6.582	-275	-4,0
Margen EBITDA	94,5%	90,9%	-3,5 pp	
Utilidad neta	2.261	1.908	-352	-15,6

cantalloc

Tabla N°24 – Indicadores financieros Cantalloc

Soles mm	4T21	4T22	Var.	Var. %
Ingresos	11.651	16.823	5.173	44,4
Utilidad operacional	629	2.085	1.456	231,4
Margen operacional	5,4%	12,4%	7,0 pp	
EBITDA	822	2.261	1.439	175,2
Margen EBITDA	7,1%	13,4%	6,4 pp	
Utilidad neta	283	2.029	1.746	617,0

conecta CON LA ENERGÍA

Tabla N°25 – Indicadores financieros Conecta

USD m	4T21	4T22	Var.	Var. %
Ingresos	4.501	5.830	1.329	29,5
Utilidad bruta	3.370	4.705	1.336	39,6
EBITDA	2.133	3.725	1.592	74,6
Margen EBITDA	47,4%	63,9%	16,5 pp	
Utilidad neta	-2.931	-1.045	1.887	-64,4

— A diciembre 2022, se han materializado ingresos adicionales en Conecta por USD 5.3 mm año.

Resultados Compañías No Controladas

enel

Tabla N°26 – Indicadores financieros Enel Colombia

COP bn	4Q21	4Q22	Var.	Var. %
Ingresos operacionales	1,289	3,516	2,227	172.7
Margen de contribución	859	2,024	1,164	135.5
EBITDA	791	1,698	907	114.7
Margen EBITDA	61.3%	48.3%	-13.0 pp	
EBIT	728	1,138	410	56.4
Utilidad neta	462	646	184	39.9

4T21 y 2021 corresponden a los resultados Consolidados de Emgesa antes de la fusión. (negocio de generación). 2022 corresponde a doce meses del negocio de generación y diez meses (marzo-diciembre) del negocio de distribución, Enel Green Power Colombia y las filiales en Centroamérica.

- Enel Colombia ejecutó un plan de inversiones de más de COP 2,9 billones, enfocados en el desarrollo de proyectos renovables no convencionales, al fortalecimiento de la infraestructura eléctrica en Bogotá y Cundinamarca (Colombia) mediante la construcción de más subestaciones, y la apuesta por el desarrollo de productos y servicios nuevos de movilidad.
- Cerró financiaciones por más de COP 1 billón en distintas líneas de crédito sostenible. Así mismo en el 4T22 la Superintendencia Financiera aprobó la Adenda Integral al prospecto del Programa de Emisión y Colocación de Enel Colombia, que incluye la habilitación de instrumentos sostenibles movilizando recursos hacia actividades con criterios ASG.
- Enel Colombia se adhirió al Pacto por la Justicia Tarifaria.

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°27 – Panorámica general Enel Colombia	2022
Generación Colombia	
Generación Enel Colombia (Gwh)	13.663
Ventas totales (Gwh)	18.596
Disponibilidad de plantas (%)	88,0
Generación Centroamérica	
Generación Enel Colombia (Gwh)	2.374
Capacidad instalada	643
Distribución	
Número de clientes	3.789.015
Participación de mercado (%)	20,7
Demanda energía nacional (Gwh)	76.657
Demanda energía zona Enel Colombia (Gwh)	16.289
Índice de pérdidas (%)	7,5
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB (%)	42,5

Tabla N°28– Indicadores financieros CTM

USD m	4T21	4T22	Var.	Var. %
Ingresos	48.903	51.474	2.571	5,3
Utilidad operacional	28.732	30.683	1.951	6,8
EBITDA	47.849	49.066	1.217	2,5
Margen EBITDA	97,8%	95,3%	-2,5 pp	
Utilidad neta	15.346	15.939	593	3,9
Deuda neta / EBITDA	5,7x	5,6x		
EBITDA / Gastos financieros	4,1x	3,9x		

- (Feb 28, 2023) fue adjudicado a CTM el contrato para la línea de transmisión SE Chilota – SE San Gabriel – SE San Gabriel en 220 kV, que incluye la nueva subestación San Gabriel y la ampliación de la subestación Chilota, lo cual generará USD 3,7 mm de ingresos anuales para la compañía. La construcción comprenderá 23 meses aproximadamente y 15 años de operación.

Tabla N°29 – Panorámica general CTM	2022
Demanda del mercado (Gwh)	4.897
Cuota de mercado (%)	39
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,7
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	83,3
Líneas de transmisión o Red (Km)	4.378
Control	ISA
Participación GEB	40%

Tabla N°30 – Indicadores financieros REP

USD m	4T21	4T22	Var.	Var. %
Ingresos	43.963	47.245	3.283	7,5
Utilidad operacional	22.520	24.465	1.945	8,6
EBITDA	32.448	35.178	2.730	8,4
Margen EBITDA	73,8%	74,5%	0,6pp	
Utilidad neta	14.444	16.261	1.817	12,6
Deuda neta / EBITDA	2,1x	1,8x		
EBITDA / Gastos financieros	12,3x	12,1x		

- Las calificadoras Moody's y Apoyo & Asociados ratificaron las calificaciones crediticias de los bonos corporativos de ISA REP en AAA con perspectiva estable.

Tabla N°31 – Panorámica general REP	2022
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99
Cuota de mercado (%)	27
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	93,9
Líneas de trasmisión o Red (Km)	6.322
Control	ISA
Participación GEB	40%

ARGO

Tabla N°32 – Indicadores financieros Argo (IFRS)

BRL mm	4T21	4T22	Var.	Var. %
Ingresos	197	271	74	37,7
EBITDA	13	246	233	1.815,6
Margen EBITDA	6,5%	91,0%	84,5%	84,5 pp
Utilidad neta	54	177	123	230,3
Margen Neto	27,3%	65,4%	38,1%	38,1 pp
Activo	7.007	10.592	3.585	51,2
Patrimonio	2.138	4.803	2.666	124,7
Deuda Bruta	3.389	3.944	555	16,4
Deuda Neta	2.736	3.521	785	28,7

Tabla N°33 – Indicadores financieros Argo (Regulatorio)

BRL mm	4T21	4T22	Var.	Var. %
Ingresos	140	198	58	41,5
EBITDA	4	175	171	
Margen EBITDA	2,5%	88,0%	85,5%	85,5 pp
Utilidad neta	-5	108	113	-2.291,7
Margen Neto	-3,5%	54,7%	58,2%	58,2 pp

- Argo completó la adquisición de las 5 concesiones operativas de transmisión de energía en Brasil una vez cumplidas las condiciones precedentes y obtenidas todas las autorizaciones requeridas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), de la autoridad de competencia del Brasil, el Consejo Administrativo de Defensa Económica (CADE) y los principales financiadores de las concesiones. Esta adquisición permite a Argo duplicar su tamaño y posicionarse como uno de los transmisores líderes del mercado con una fuerte presencia en el noreste de Brasil, área con mayor potencial de energías renovables y necesidad de desarrollo de redes de transmisión.

PROMIGAS

Tabla N°34 – Indicadores financieros Promigas

COP mmm	4T21	4T22	Var.	Var. %
Ingresos	262	297	35	13,3
EBITDA	346	250	-96	-27,7
Margen EBITDA	132,0%	84,3%	-47,7 pp	
Utilidad operacional	284	206	-79	-27,6
Margen Operacional	108,5%	69,3%	-39,2 pp	
Utilidad neta	256	162	-94	-36,8
Margen neto	97,7%	54,5%	-43,2 pp	-43,2 pp

- Ratificación de calificación AAA local, por parte de Fitch Ratings a CEO.
- Actualización de la tarifa por vida útil normativa de Transoccidente a partir de la resolución 502 029 de 2022, cerrando de manera satisfactoria los procesos de vida útil normativa de las empresas de transporte filiales de Promigas.
- Por décimo año consecutivo Promigas recibió Reconocimiento IR, otorgado por la BVC.

Tabla N°35 – Panorámica general Promigas	2022
Red de gasoductos (Km)	3.289
Capacidad instalada - máxima (Mpcd)	1.153
Capacidad contratada (Mpcd)	859
Usuarios acumulados (mm)	5,9
Participación GEB	15,2%

vanti

Tabla N°36– Indicadores financieros Vanti

COP mmm	4T21	4T22	Var.	Var. %
Ingresos	777	922	144	18,6
Utilidad operacional	67	83	16	23,2
EBITDA	78	95	17	21,7
Margen EBITDA	10,1%	10,3%	0,3pp	
Utilidad neta	53	67	14	25,3
Deuda neta / EBITDA UDM	1,5x	1,2x		
EBITDA / Gastos financieros UDM	3,9x	14,5x		

- En noviembre se realizó el pago de la tercera cuota de dividendos por un monto total de COP 60.341 mm.

Tabla N°37 – Panorámica general Vanti	2022
Volumen de ventas (Mm3)	2.340
Número de clientes	2.472.519
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%

Anexo: Estados Financieros Consolidados

Tabla N°38 – Estados Consolidados de Resultados Trimestrales

COP mmm	4T21	4T22	Var	Var %
Distribución de gas natural	896	924	28	3,2
Transporte de gas natural	379	470	92	24,3
Transmisión de electricidad	182	262	79	43,6
Distribución de electricidad	118	176	59	49,8
Total ingresos	1.574	1.833	258	16,4
Distribución de gas natural	-620	-688	-67	10,9
Transporte de gas natural	-169	-193	-24	14,0
Transmisión de electricidad	-76	-85	-9	11,8
Distribución de electricidad	-77	-108	-31	40,5
Total costos	-942	-1.073	-131	13,9
Utilidad bruta	633	760	127	20,1
Gastos administrativos y de operación	-279	-214	65	-23,4
Otros ingresos (gastos), neto	137	33	-104	-75,9
Resultado de actividades operacionales	490	579	89	18,1
Ingresos financieros	15	168	153	1.007,1
Gastos financieros	-180	-284	-105	58,2
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	39	97	58	147,7
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	488	468	-21	-4,2
Ganancia antes de impuestos	853	1.027	174	20,4
Gasto por impuesto corriente	-109	-79	30	-27,3
Gasto por impuesto diferido	-42	-128	-86	202,4
Utilidad neta	701	819	118	16,8
Participación Controladora	658	767	109	16,5
Participación no Controladora	43	53	9	21,5

Tabla N°39 – Estado de Situación Financiera

COP mmm	dic-21	dic-22
ACTIVOS		
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.692	1.478
Inversiones	4	4
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.150	1.261
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	128	154
Inventarios	252	346
Activos por impuestos	136	189
Operaciones de coberturas	107	692
Otros activos no financieros	39	86
Activos clasificados como mantenidos para la venta	182	181
Total activos corrientes	3.690	4.390
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	9.926	15.556
Propiedades, planta y equipo	13.631	17.013
Activos por derecho de uso	100	78
Propiedades de inversión	30	30
Inversiones	8	13
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	294	306
Crédito mercantil	303	623
Activos intangibles	6.679	8.608
Activos por impuestos	109	123
Activos por impuestos diferidos	3	4
Otros activos no financieros	37	0
Total activos no corrientes	31.120	42.355
Total activo	34.809	46.745
PASIVOS Y PATRIMONIO		
PASIVOS CORRIENTES		
Obligaciones financieras	874	1.075
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	581	825
Obligaciones por arrendamientos	9	40
Cuentas por pagar a partes relacionadas	0	0
Instrumentos financieros derivados de cobertura	151	125
Beneficios a empleados	138	148
Provisiones	85	150
Ingresos recibidos por anticipados	23	21
Pasivo por impuestos	112	177
Otros pasivos no financieros	86	19
Total pasivos corrientes	2.060	2.582
PASIVOS NO CORRIENTES		
Obligaciones financieras	14.250	19.268
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	46	54
Obligaciones por arrendamientos	53	67
Pasivos por impuestos	1	0
Beneficios a empleados	105	98
Provisiones	370	567
Ingresos recibidos por anticipados	55	57
Pasivos por impuestos diferidos	2.168	2.774
Otros pasivos no financieros	21	0
Total pasivos no corrientes	17.069	22.885
Total pasivos	19.129	25.467
PATRIMONIO		
Capital emitido	492	492
Prima en colocación de acciones	838	838
Reservas	4.078	4.841
Resultados acumulados	6.016	8.069
Otro resultado integral	3.686	6.262
Total patrimonio de la controladora	15.110	20.503
Participación no controlada	571	775
Total patrimonio	15.681	21.278
Total pasivo y patrimonio	34.809	46.745

Tabla N°40 – Estado de Flujo de Efectivo

COP mmm	dic-21	dic-22
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Resultado del periodo	2.669	3.027
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades		
Impuesto corriente y diferido reconocido en resultados	442	576
Utilidad método de participación en asociadas y negocios conjuntos	-1.998	-2.096
Gastos financieros	673	1.020
Ingresos financieros	-77	-259
Depreciación y amortización	687	836
Pérdida en venta o baja de activos fijos	5	7
Diferencia en cambio	86	-154
Provisiones (recuperaciones), neto	22	80
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-445	547
Inventarios	13	-40
Otros activos no financieros	-8	-234
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	6	44
Beneficios a empleados	11	-10
Provisiones	-32	147
Otros pasivos	-52	-11
Pasivos por derechos de uso	15	-61
Intereses por derechos de uso	0	0
Impuestos pagados	-535	-371
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	1.360	2.963
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Capitalización en subordinadas	-13	-430
Capitalizaciones a empresas asociadas	-9	-962
Reducciones de capital negocios conjuntos	-474	0
Dividendos recibidos	2.208	1.841
Intereses recibidos	31	40
Inversiones en activos financieros	1.167	0
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-536	-1.190
Adquisición de activos intangibles	-147	-716
Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión	2.226	-2.550
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Dividendos pagados	-2.597	-1.920
Intereses pagados	-615	-872
Préstamos recibidos	1.300	3.187
Préstamos pagados	-975	-1.121
Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación	-2.887	-727
Incremento (disminución) neto de efectivo	699	-314
Efectivo adquirido en la combinación de negocios	0	44
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo en moneda extranjera	142	56
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO	851	1.692
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	1.692	1.478

ir@geb.com.co

www.geb.com.co

www.grupoenergiabogota.com/inversionistas

GrupoEnergíaBogotá