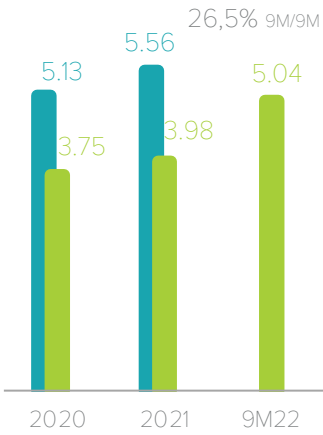
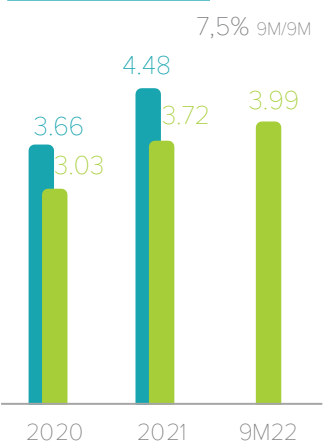
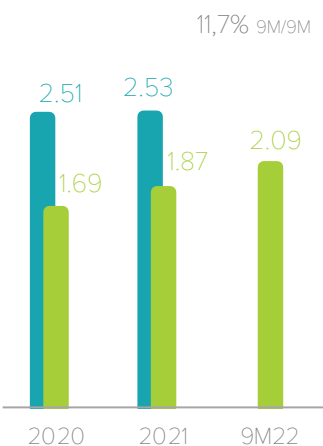


3T22

BVC: GEB

Cifras 12M y 3T

COP bn

Ingresos

EBITDA

Utilidad Neta Controlada


Los resultados operativos se benefician de la diversificación de los ingresos y de la orientación hacia la protección de márgenes

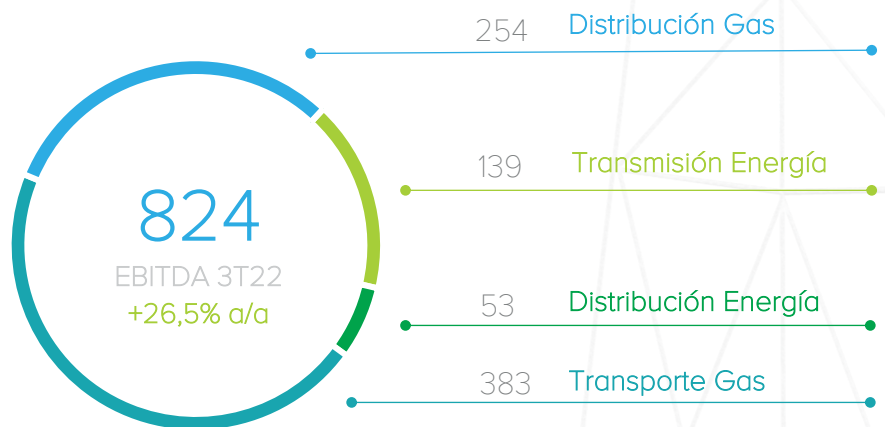
- GEB se adhirió al pacto por la reducción de tarifas eléctricas, alienado con el propósito superior de mejorar vidas con energía sostenible y competitiva, representando un aporte del orden COP 40 mil mm in ingresos de transmisión para el periodo 2022-2023
- Fitch Ratings afirmó la calificación BBB de GEB con perspectiva estable, resaltando la solidez del flujo de caja de sus compañías operativas

Logros Filiales y asociadas:

- TGI concluyó con éxito la oferta pública de compra parcial de los bonos 2028 por un importe de USD 156 mm, lo que permite reducir la exposición al dólar, reduciendo los costos financieros para la empresa.
- Fitch Ratings afirmó la calificación BBB con perspectiva estable de la emisión de bonos internacionales de Cálidda.
- Fitch Ratings y Moody's afirmaron la calificación BBB/Baa3 con perspectiva estable de la emisión de bonos internacionales de TGI.
- Argo-Gebbras : ANEEL aprobó la adquisición de las 5 concesiones de transmisión. Se espera que la transacción se complete a finales de noviembre de 2022.
- Enel Colombia se adhirió al acuerdo de reducción de tarifas en las actividades de generación, distribución y comercialización de energía, lo que representa un aporte del orden de los COP 400 mil millones de pesos por parte de la Compañía para el período 2022- 2023.

Resultados financieros:

COP miles de mm



Ingresos	Utilidad Operacional	EBITDA	Utilidad Neta Controlada	Capex	
1.856	589	824	754	USD 104 mm	3T22
30,7% a/a	28,3% a/a	26,5% a/a	6,2% a/a	28,9% a/a	

Resultados Financieros GEB

Grupo Energía Bogotá S.A. ESP (BVC: GEB), es una plataforma empresarial con más de 125 años de experiencia, que opera, desarrolla e invierte en infraestructura energética y servicios públicos, con presencia en Colombia, Perú, Guatemala y Brasil. En el 3T22 GEB cerró con 4,4 millones de clientes en distribución de energía eléctrica y 4,0 millones de clientes en distribución de gas natural, al igual que totalizó 16.217 km de redes eléctricas, 119.642 GWh de energía generada, y 4.327 Km de gaseoductos.

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

Ingresos operacionales

Tabla N°1 – Ingresos por segmento

COP '000 de mm	3T21	3T22	Var.	Var. %
Distribución Gas Natural	774	1.023	250	32,3
Transporte Gas Natural	370	444	74	20,1
Transmisión Electricidad	177	243	65	36,9
Distribución Electricidad	100	146	46	46,4
Total	1.420	1.856	436	30,7

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 '000 de mm	3T22	2T22	1T22	9M22
Cálidda	947	839	770	2.557
Contugas	93	80	71	244
Ajustes y eliminaciones	-16	-10	-9	-35
Ingresos Consolidados Distribución de Gas	1.023	910	832	2.766

- El efecto cambiario es el principal contribuyente al incremento de ingresos en el segmento, considerando que tanto Cálidda como Contugas cuentan con ingresos indexados a USD. Este factor aportó COP 281.800 mm en ingresos.
- En moneda funcional los ingresos de Cálidda durante el 3T22 (-2,6%; +USD 5,1 mm a/a), se explican por:
 - Menores ingresos *pass through* por ampliación de la red¹ (-USD 18,0 mm a/a) relacionados con el cumplimiento del plan de obras de ampliación, que entra 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.
 - Aumento en los ingresos por distribución de gas natural (+USD 9,9 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. Los mayores volúmenes distribuidos (+56 mmpcd, 7,6% a/a) igualmente

¹ Ingresos facturados por Calidda que no generan margen operacional a la compañía y son transferidos como costo a los usuarios finales

aportaron al incremento observado por mayores ingresos *pass through* de gas y transporte.

- Menores ingresos por instalaciones internas² (-USD 10,0 mm a/a) como resultado de las menores conexiones terminadas en el trimestre (+59.3017; -8,3% a/a). La meta al cierre de 2022 se incrementó a 215 mil conexiones, una mejora material en la perspectiva desde 115 mil revelada a inicios de año.
- Los ingresos de Contugas crecen (+10,0%; USD 1,8mm a/a) principalmente incremento en los ingresos de distribución de gas al sector industrial y residencial por mayores volúmenes entregados.

Transporte de gas natural:

- El efecto cambiario aportó COP 51.116 mm de ingresos adicionales en el segmento de transporte de gas, 69,0% del incremento observado durante el trimestre.
- Los ingresos de TGI en moneda funcional (USD) crecen 5,5% (USD 5,3 mm a/a). El comportamiento de los ingresos por tipos de cargo en el 3T22 fue el siguiente:
 - Los cargos por capacidad fueron USD 63,5 mm en 3T22 (+8,5%; +USD 5,0 mm), aumento explicado por: i) indexación tarifaria al IPP US³ de 6,61%; ii) incremento en la contratación en firme trimestral en algunos tramos intermedios y contratación contingente por mantenimientos.
 - Los cargos AO&M, que se remuneran en COP, fueron de COP 94.187 mm (USD 21,4 mm), con un incremento de COP 4.144 mm (+4,4%) explicados por: i) indexación tarifaria al IPC (Colombia) de 5,62%; ii) y las contrataciones contingentes adicionales. El efecto por conversión es neutro para el Grupo por estar denominados en la misma moneda funcional.
 - Los cargos variables en USD fueron USD 15,0 mm (+17,1%; +USD 2,1 mm) crecimiento explicado por: i) indexación tarifaria al IPP US⁴; ii) y mayores volúmenes transportado, el cual se incrementó de 490 Mpcd en 3T21 a 511 Mpcd en 3T22

Transmisión electricidad:

Tabla N°3 – Detalle Ingresos Transmisión

COP '000 de mm	3T22	2T22	1T22	9M22
Transmisión GEB	188	171	167	526
Trecca-EBBIS	33	29	27	89
Elecnorte	21	7	0	28
Ajustes y eliminaciones	-1	5	2	6
Ingresos Consolidados Transmisión	243	211	196	650

- Principalmente por los ingresos de la Sucursal de Transmisión en Colombia los cuales crecieron (+COP 35.514 mm; +23,3% a/a) por:
 - Mayores ingresos de activos por convocatoria (+COP 17.235 mm; +19,2%) los cuales se liquidan en dólares y se actualizan al IPP US⁵. En USD lo ingresos por convocatoria se incrementaron +4,8% a/a.
 - Mayores ingresos de activos por uso (+COP 5.906 mm; +14,0%) los cuales se liquidan en pesos y se actualizan al IPP Col.

² Incluye servicios de instalaciones internas, derechos de conexión y financiamientos.

³ Serie WPSFD41312. Tarifa actualizadas con el índice a dic-21

⁴ Serie WPSFD41312. Tarifa actualizadas con el índice a dic-21

⁵ Serie WPSFD41312. Tarifa actualizadas con el índice a dic-21

- Incremento de COP 6.464 mm (+242,6% 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* fueron COP 24.218 mm, un incremento de +COP 5.942 mm (+32,5%).
- Los ingresos de Elecnorte representaron un incremento COP 21.332 mm provenientes del sistema de transmisión regional (STR), dado que se integran en el consolidado a partir de su adquisición en junio de 2022.
- Aumento de USD 1,5 mm (+16,7%) en los ingresos provenientes de TRECESA e ingresos de peaje en EEBIS.

Distribución de electricidad:

- Los ingresos de ElectroDunas⁶ en PEN crecieron (PEN 13.375 mm; +12,5%) comparados con el 3T21 principalmente por los mayores ingresos por venta de energía a clientes libres y regulados (+5,6% a/a en energía comercializada).
- En COP los ingresos aumentaron +COP 46.266 mm (+46,4%). El efecto cambiario de la conversión a pesos contribuyó con el 55% del crecimiento en COP.

Costos operacionales

Tabla N°4 – Costos por segmento

COP '000 de mm	3T21	3T22	Var.	Var. %
Distribución Gas Natural	556	751	195	35,0
Transporte Gas Natural	140	151	11	8,0
Transmisión Electricidad	57	84	27	46,5
Distribución Electricidad	58	82	24	41,3
Total	811	1.068	256	31,6

El comportamiento de cada línea de negocio fue el siguiente:

Distribución de gas natural:

- El efecto cambiario aportó COP 259.923 mm en el costo consolidado, un menor efecto al presentado en los ingresos, permitiendo un margen bruto incremental de COP 33.299 mm por los menores costos operacionales en moneda funcional.
- Particularmente en Cálidda los costos disminuyen (-25,4%; -USD 10,2 mm) por efecto de:
 - Menores costos *pass through* por ampliación de la red (+USD 18,0 mm), 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 2,9 mm) asociado al menor número de conexiones.
 - El margen de bruto generado por la distribución de gas y las instalaciones internas presentó un incremento de USD 5,2 mm (+16,1%)

⁶ Incluye ELD, PPC y Cantalloc

- Los costos en Contugas permanecieron estables durante el trimestre, permitiendo una mejora en el margen bruto al pasar de 64% a 67% gracias a los mayores ingresos por volúmenes distribuidos.

Transporte de gas natural:

- Los costos en moneda funcional de TGI disminuyen (-5,8%; -USD 2,1 mm a/a), variación asociada a: i) menores costos de depreciación y amortización por la capitalización de proyectos realizada durante el 2021 y ii) mayor participación del personal directo de TGI que redujo el costo de servicios profesionales e ITC.
- El efecto cambiario por conversión a COP aportó +COP 20.446 mm al costo del segmento. Por su lado el margen bruto del segmento incrementó COP 63.181 mm (+27,5%) en línea con el mayor incremento en ingresos.

Transmisión de electricidad:

- Principalmente por el comportamiento de los costos en la Sucursal de Transmisión en Colombia los cuales crecieron 33,1% en el 3T22 (+COP 15.119 mm a/a) por un aumento en los costos por depreciaciones y amortizaciones en línea con la entrada en operación de proyectos 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 6.257 mm (+9,6%) principalmente por mayores compras de energía como respuesta al aumento de consumo en el período.
- El efecto cambiario de la conversión a COP aportó al crecimiento de los costos del segmento en cerca de COP 16.801 mm, 70% de la variación a/a.

Gastos administrativos y de operación

Tabla N°5 – Gastos administrativos por segmento

COP '000 de mm	3T21	3T22	Var.	Var. %
Distribución Gas Natural	68	80	11	16%
Transporte Gas Natural	49	42	-7	-14%
Transmisión Electricidad	18	10	-8	-44%
Distribución Electricidad	15	28	13	89%
Corporativo	42	46	3	8%
Total	192	205	13	7%

El incremento en los gastos administrativos se explica por un efecto base generado por la recuperación de provisiones en Contugas, como resultado del acuerdo logrado con Aceros Arequipa durante el 3T21. Esto sumado a la provisión durante el 3T22 del resultado adverso del laudo arbitral Egesur por USD 12.25 mm, y mayores gastos administrativos en Grupo Dunas por registro de gastos pendientes de 2T22. Este efecto fue parcialmente compensado por menores gastos en TGI en línea con su estrategia de eficiencia (-11,8% a/a en USD), así como menores gastos en Cálidda, Sucursal transmisión y TRESA que sumaron reducciones por -COP 42,803 mm. Los gastos del Corporativo crecen en línea con los ajustes inflacionarios del año.

Otros ingresos (gastos) netos

El saldo neto de esta cuenta es un ingreso por COP 5.890 mm, una disminución de 86,0% (-COP 36.165 mm) frente al 3T21 principalmente por menores intereses recibidos de cartera vencida de Calidda.

EBITDA consolidado ajustado⁷

Tabla N°6 – EBITDA consolidado por compañía

COP '000 de mm	3T21	3T22	Var.	Var. %
TGI	298	382	84	28
Cálidda	164	213	48	30
GEB	96	123	27	28
Dunas	47	53	6	13
Contugas	28	42	14	50
Trecca & EEBIS	20	25	5	23
Gebbras (Vehículo)	-0,3	0,1	0,4	-140
Elecnorte	0,0	-9	-9	-
Otros	-1	-4	-2	138
Total operacional	651	824	173	27
Enel Colombia	529	0	-529	-100
Total Asociadas	529	0	-529	-100
Total EBITDA	1.180	824	-356	-30

- El EBITDA consolidado del trimestre fue generado en su totalidad por empresas controladas, comparado con el 3T21 cuando Emgesa y Codensa aportaron significativamente gracias al reparto extraordinario de dividendos como consecuencia de los acuerdos alcanzados con Enel Américas. El EBITDA operacional crece principalmente por los positivos resultados operacionales de TGI (+COP 83.654mm), Cálidda (+COP 48.477 mm) y la sucursal de transmisión en Colombia (+COP 27.081 mm), incrementado adicionalmente por el efecto de la devaluación del COP vs el USD sobre la diversificación geográfica y de monedas del Grupo.

Ingreso (Gasto) Financiero neto

Los gastos financieros netos se incrementaron 55,3% a/a (+COP 82.772 mm) cerrando en COP 232.373 mm, como consecuencia de: i) la indexación de algunos créditos a IPC (Colombia), ii) sumado a la revaluación del dólar de cierre del trimestre de +COP 697 a/a y iii) a la reapertura del de la emisión de bonos locales denominados en COP durante el 2T22. Este incremento fue balanceado por la composición de deuda 70% 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.

Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio representó un ingreso de COP 11.630 mm desde -COP 15.108 mm en 3T21, explicado por una mayor variación de la TRM de cierre (+9,8% t/t) vs (+3,1% t/t) en los periodos respectivos. GEB individual (+COP 27.302 mm) es el que más aportó a los ingresos por diferencia

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

en cambio. Durante el 3T22, la cobertura de inversión neta en el extranjero represento un menor gasto por diferencia en cambio por COP 243 mil mm comparado con COP 48 mil mm del 3T21.

Método de Participación

Tabla N°7 – Método de Participación

COP '000 de mm	3T21	3T22	Var.	Var. %
Enel Colombia	349	368	19	5,4
CTM	25	28	3	12,2
Vanti	16	20	5	28,6
REP	22	31	9	43,0
EMSA	3	0	-3	-90,2
Promigas	40	45	5	11,2
Argo	41	4	-37	-90,1
Gebbras	62	75	12	19,6
Ágata	0	-1	-1	
Total	559	571	12	2,2

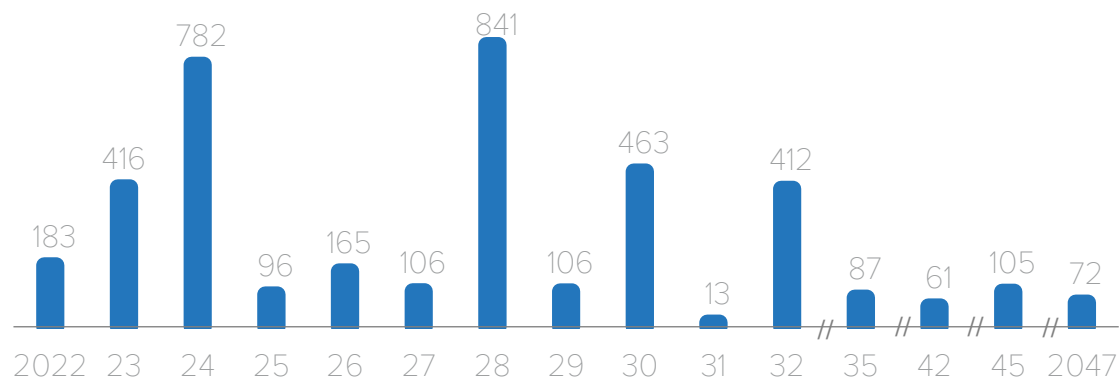
El método de participación patrimonial se incrementó por los resultados positivos durante el trimestre principalmente en Enel Colombia⁸, con crecimiento en utilidades de 36,8% (ver detalle - Resultados Compañías No Controladas).

Utilidad neta

- El impuesto corriente pasó de COP 106.193 mm en 3T21 a COP 143.309 mm en 3T22, un incremento de 35,0% en línea con el incremento en el ingreso gravable. Por su parte el impuesto diferido pasó de un gasto de COP 295 mm en 3T21 a un ingreso de COP 1.027 mm en 3T22, por el efecto conjunto del ingreso en GEB (+COP 4.494) y gasto en Cálidda - COP 3.501 mil mm por la posición pasiva en moneda extranjera en GEB y el efecto del diferencial entre la tasa fiscal y la tasa de cambio del período.
- La utilidad neta consolidada del 3T22 fue COP 796.529 mm, un incremento de 6,7% frente al mismo periodo de 2021 (COP 746.229 mm). La participación controlada se ubicó en COP 754.172 mil mm (+6,2%) y la no controlada en COP 42.358 mm (+18,2%).

Perfil de deuda

Gráfica N°1 – Septiembre 2022 USD 3.908 mm



⁸ Variación calculada sobre los ingresos conjuntos de Emgesa y Codensa para 3T21

Durante el 3T22 los niveles de deuda presentan una ligera disminución de USD 57 mm frente al trimestre anterior, explicada principalmente por la devaluación del COP y su efecto en la conversión de los saldos de deuda del GEB en COP a USD.

Con posterioridad al cierre del trimestre TGI concluyó exitosamente la oferta pública de adquisición parcial en efectivo por un monto de USD 155,8 mm de los Bonos con vencimiento 2028. La oferta se realizó a descuento a un precio de USD 918 por cada USD 1.000 de principal, con lo cual el saldo del bono senior pasó a USD 594,2 mm al cierre de la transacción

A noviembre el Grupo se encuentra en fase final de aprobaciones con el MHCP en relación con el financiamiento requerido para la adquisición de las 5 concesiones en Brasil, luego de concluir las negociaciones y firma de compromisos con un grupo de bancos. Se espera perfeccionar la transacción a finales de noviembre 2022.

Tabla N°8 – Clasificación de la deuda y ratios

COP '000 de mm	3T21	3T22	Var	Var %
EBITDA UDM	4.349	4.762	412	9,5
Deuda total neta	11.958	15.760	3.802	31,8
Deuda total bruta	14.265	17.718	3.452	24,2
Gastos financieros neto UDM	576	776	200	34,8
Deuda total neta / EBITDA	2,75x	3,31x	0,56x	20,4
EBITDA / Gastos financieros neto	7,6x	6,1x	-1,4x	- 18,8

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

CAPEX

El CAPEX operacional ejecutado durante el 3T22 fue USD 104 mm, USD 23,2 mm adicionales en comparación al 3T21, explicado principalmente por la Sucursal de Transmisión en Colombia +USD 17,6 mm (+63,9%), menor ritmo en Cálidda +USD 2,8 mm (+30,8%) en línea con el plan de obras y mayor inversión en TRECSA-EEBIS de +USD 2,8 mm (+39,5%). El capex 9M22 asociado a crecimiento inorgánico sumó USD 113 mm por la adquisición de Elecnorte. La capitalización de Gebbras y Argo para el cierre de la adquisición de 5 concesiones operativas en Brasil está incluida en las proyecciones de cierre de 2022.

Tabla N°9 – CAPEX ejecución y proyección anual⁹

USD mm	9M22	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2022P - 2026P
Cálidda	118	130	121	18	10	1	281
Transmisión	124	176	170	175	140	53	714
TGI	17	32	66	35	38	29	200
Trecca & EEBIS	23	27	44	11	4	6	92
Contugas	2	4	9	2	15	1	31
Grupo Dunas	10	17	22	24	24	19	105
Elecnorte	2	2	0	0	0	0	3
Orgánico	295	388	432	265	231	109	1.316
Adquisición	113	582	-	-	-	-	582
Total	408	969	432	265	231	109	2.007

⁹ Las proyecciones son estimaciones que pueden variar en el futuro por cambios en los supuestos incorporados en su cálculo

Avances en prácticas ASG

El Grupo Energía Bogotá se encuentra comprometido con estar a la vanguardia en temas Ambientales, Sociales y de Gobernanza (ASG). A continuación, se relaciona los hechos más relevantes del trimestre.

Ambiental y Social

En Colombia, GEB publicó su primer reporte de gestión del cambio climático siguiendo las recomendaciones del marco TCFD en los ejes de gobierno, estrategia, riesgos y métricas y objetivos climáticos con alcance de las operaciones de transmisión de energía y transporte de gas del Grupo. Adicionalmente, en el marco de la estrategia climática, realizó la verificación de las emisiones de gas efecto invernadero de los años 2019, 2020 y 2021 para GEB corporativo y la Sucursal de transmisión a cargo de ICONTEC y bajo GHG Protocol. Por otra parte, logró mantener la certificación del sistema de gestión ambiental del GEB (corporativo y Sucursal) bajo la norma internacional ISO 14.001.

Así mismo, GEB alcanzó la protocolización de 207 acuerdos de las 224 comunidades étnicas certificadas del Proyecto Colectora y obtuvo las licencias ambientales del tramo Cuestecitas-La Loma con 247 kms de líneas de transmisión, ratificando con esto su compromiso de contribuir al progreso de los territorios donde opera basado en un relacionamiento transparente y justo con los grupos de interés locales.

TGI por su parte, logró la adjudicación de un proyecto de obras por impuestos para la implementación de 42 aulas interactivas solares en los departamentos de Antioquia, Bolívar, Cesar y Valle del Cauca en Colombia por más de COP 17.000 mm con impacto de 22.000 estudiantes. Adicionalmente, en alianza con la Universidad Externado y Pacto Global Red Colombia inició el Programa Primeros Pasos en Responsabilidad Social Empresarial, cuyo propósito es fortalecer a las micro, pequeñas y medianas empresas de su cadena de suministro implementando las mejores prácticas en aspectos ASG y en términos de voluntariado adecuados escuelas y realizó jornadas de reforestación en conjunto con las comunidades sembrando 600 árboles.

Con respecto a derechos humanos, la junta directiva de GEB aprobó y adoptó la Política Corporativa de Derechos Humanos la cual busca asegurar su respeto y promoción en todo los ámbitos de relacionamiento y territorio en los que opera el GEB y sus filiales y en TGI formaron y certificaron 10 proveedores críticos en derechos humanos durante el trimestre.

En Perú, Cálidda recibió el reconocimiento de Empresa Circular por la gestión de la huella hídrica y la huella carbono por parte de la Sociedad Nacional de Industria y en términos de voluntariado benefició a más de 40 familias de albergues temporales a través de actividades que apoyan el tratamiento médico por enfermedades de alta complejidad y en Electro dunas se realizaron capacitaciones a más de 100 niños sobre la importancia de la energía, valores y cuidado del medio ambiente.

Finalmente, las filiales en Guatemala continúan avanzando con el fortalecimiento del sistema de gestión ambiental y la preparación para la certificación bajo ISO 14.001 en 2023.

Gobernanza

Durante el 3T22 se fortaleció el relacionamiento del GEB como matriz con sus filiales y subsidiarias con la actualización del Acuerdo de Grupo Empresarial con el fin de establecer las pautas generales de actuación para el relacionamiento entre la Matriz y las Compañías del Grupo, con el fin de habilitar el cumplimiento de la estrategia corporativa y el logro de los objetivos del GEB, en el marco de la unidad de propósito y dirección, así como, actuar bajo los mismos parámetros y

principios, logrando la consolidación de la identidad, la unificación de criterios, el respeto a la institucionalidad y la conservación de la reputación organizacional. Actualmente el acuerdo ha sido suscrito por el 90% de las empresas filiales y subsidiarias y se espera llegar al 100% antes de finalizar el año.

Actualización Regulatoria durante el 3T22

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	CREG 101 022-22	Se establecen las reglas para realizar la verificación de los planes de inversión de los Operadores de Red	Distribución Energía	Definitiva	Ver más
	CREG 101 024-22	Se definen los procedimientos para las subastas del Cargo por Confiabilidad en el mercado mayorista de energía	Generación Energía	Definitiva	Ver más
	CREG 101 027-22 CREG 101 031-22	Se permite el cambio de IPP para el cálculo de componentes del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica	Varios Energía	Definitiva	Ver más
	CREG 101 028-22	Se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 y 025 de 1995, y CREG 062 de 2000 sobre Restricciones	Generación Energía	Definitiva	Ver más
	CREG 101 029-22 CREG 101 031-22	Se adoptan medidas transitorias para ajustar los precios e indexadores de contratos de energía de largo plazo y diferir las obligaciones de pago de los comercializadores	Varios Energía	Definitiva	Ver más
	CREG 102 008-22	Se hacen unos ajustes y se compila la Resolución CREG 107 de 2017 “Por la cual se establecen los procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural”	Transporte Gas Natural	Definitiva	Ver más
	CREG 102 010-22	Se ajusta la Resolución CREG 175 de 2021 sobre la metodología de remuneración de transporte de gas natural	Transporte Gas Natural	Definitiva	Ver más
	CREG 143 2021	Se establecen las reglas comerciales del Mercado de Energía Mayorista en el Sistema Interconectado Nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación	Varios Energía	Proyecto	Ver más
Perú	Osinergmin N° 162-2022-OS/CD	Disponen la publicación de Proyecto de Resolución que aprueba los Valores Agregados de Distribución aplicables al periodo comprendido entre el 01 de noviembre de 2022 y el 31 de octubre de 2026, para diversas empresas	Distribución Energía	Definitiva	Ver más
	Osinergmin N° 165-2022-OS/CD	Aprueban el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para el periodo septiembre 2022 – noviembre 2022 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao	Distribución Gas Natural	Definitiva	Ver más
	Osinergmin N° 166-2022-OS/CD	Aprueban el Precio Medio del Gas y el Costo Medio de Transporte para el periodo septiembre 2022 – noviembre 2022 de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica	Distribución Gas Natural	Definitiva	Ver más

Resultados Compañías Controladas



Tabla N°10 – Indicadores financieros GEB transmisión

COP '000 de mm	3T21	3T22	Var	Var %
Ingresos	153	188	36	23,3
Utilidad bruta	108	126	18	16,7
EBITDA	109	140	32	29,2
Margen EBITDA	71%	74%	3,4pp	
Utilidad operacional	100	116	17	16,7

Tabla N°11 Ingreso por tipo de activo

COP '000 de mm	3T21	3T22	Var	Var %
Activos de Uso	68	87	20	28,9
Activos de Convocatoria	172	188	15	9,0
Proyectos Privados	4	15	11	254,8
Contribuciones	44	47	4	8,0
Total	288	338	49	17,1

Comisión de Regulación y Gas (CREG):

- El 16 de septiembre de 2022, la CREG expidió la CREG 101-027 que deja en firme la propuesta que permite el cambio del indexador de los componentes T y D, de IPP por el Mínimo (IPP, IPC) aplicándolo desde diciembre de 2020, en el cálculo del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica. Es voluntario, por un año, aplica solo a los activos remunerados con cargos por uso.
- El 4 de octubre de 2022 la CREG expidió la Resolución CREG 101-031 que deja en firme modificaciones a las resoluciones CREG 101-027 y 101-029 con relación al ajuste tarifario. En particular respecto a Transmisión se destaca que la referencia para aplicar el Mínimo (IPP, IPC) se ratifica desde diciembre de 2020. Para Distribución define que el OR seleccione un mes entre diciembre de 2020 y diciembre de 2021. Además aplica el cambio de la serie IPP de la serie 'Oferta Interna' a 'Industria' para Transmisión.
- El 7 de octubre de 2022 el GEB en comunicación dirigida a CREG con copia a la SSPD y XM (en funciones de LAC) manifestó acogerse voluntariamente al cambio de indexadores establecido en la resolución CREG 101-027 y modificatorias.

Ministerio de Minas y Energía (MME):

- El 7 de julio de 2022 fue publicada la resolución MME 40235, 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”, en la cual el Ministerio prorrogó en 220 días la fecha de entrada en operación comercial del proyecto. La nueva fecha de entrada en operación del proyecto es el 1 de enero de 2023.
- El 13 de julio de 2022 fue publicada la resolución MME 40240 del 13 de julio de 2022, Por la cual se resuelve la solicitud de modificación de la fecha de puesta en operación del proyecto

UPME 03 2010 Subestaciones Chivor II y Norte 230 kV y líneas de transmisión asociadas”, en la cual el Ministerio prorrogó en 207 días la fecha de entrada en operación comercial del proyecto. La nueva fecha de entrada en operación del proyecto es el 5 de diciembre de 2022.

- El 02 de agosto de 2022 fue publicada la resolución MME 40277 del 02 de agosto de 2022, Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto en contra de la Resolución No. 40181 del 23 de mayo de 2022, que decidió sobre la solicitud de modificación de la Fecha de Puesta en Operación del proyecto denominado “Subestación Colectora 500 kV, líneas de transmisión Colectora – Cuestecitas y Cuestecitas – La Loma 500 kV”, objeto de la Convocatoria Pública UPME 06 2017”, en la cual el Ministerio prorrogó la fecha de entrada en operación comercial del proyecto. La nueva fecha de entrada en operación del proyecto es el 22 de julio de 2025.
- El 01 de septiembre de 2022 fue publicada la resolución MME 40337, Por la cual se resuelve la solicitud de modificación de la fecha de puesta en operación del proyecto denominado “Subestación La Loma 110kV y líneas de Transmisión asociadas”, objeto de la Convocatoria Publica UPME STR 13-2015”, en la cual el Ministerio prorrogó la fecha de entrada en operación comercial del proyecto. La nueva fecha de entrada en operación del proyecto es el 10 de marzo de 2023.

Tabla N°12 – Panorámica general GEB Transmisión	3T22
Disponibilidad de la infraestructura	99,9%
Compensación por indisponibilidad	0,011%
Cumplimiento programa mantenimiento	99,9%
Participación en la actividad de transmisión	18,4%



Tabla N°13 – Indicadores financieros TGI

USD '000	3T21	3T22	Var.	Var. %
Ingresos	96.107	101.406	5.299	5,5
Utilidad operacional	51.182	59.672	8.490	16,6
EBITDA	76.804	82.326	5.522	7,2
Margen EBITDA	79,9%	81,2%	1,3 pp	
Utilidad neta	25.149	22.890	-2.259	- 9,0
Deuda bruta / EBITDA	3,6x	3,7x		
EBITDA / Gastos financieros	4,7x	4,5x		

Calificación crediticia internacional:

Fitch – Calificación Corporativa – Sep 12 22:	BBB, estable
Moody's – Calificación Bono – Oct 18 22:	Baa3, estable

- Expansión: i) gestión comercial activa que se traduce en nuevos ingresos, volúmenes incrementales y mayor movilidad sostenible; ii) desarrollo de demanda estructural mediante el incentivo del uso de Ballena-centros de consumo y reconfiguración del servicio de parqueo; iii) gestión de nuevas fuentes de ingreso midstream.

- Regulación: i) TGI mantiene el esquema de remuneración y moneda funcional en USD hasta resolver los actos administrativos pendientes (CREG 102-010); ii) Radicación de solicitud de agregación de todos los tramos regulatorios de TGI a la CREG (estampilla); iii) presentación de concepto de perito; iv) en evaluación de la CREG solicitud de modificación Resolución 175: VUN futuro y riesgo cambiario; v) avance en mitigación riesgo cambiario y de mercado: Recompra parcial de bonos senior 2028 por USD 155,8 mm, y trámite de autorizaciones para coberturas de saldo en USD.
- Eficiencia: i) Ahorros acumulados por USD 15,4 mm en OPEX y CAPEX; ii) optimización de procesos contractuales de O&M.
- Transformación: i) Definición pilotos y alianzas para el desarrollo de iniciativas de hidrógeno; ii) desarrollo de 3 proyectos de digitalización y analítica.

Tabla N°14 – Panorámica general TGI 3T22

Volumen transportado – Promedio Mpcd	511
Capacidad contratada en firme – Mpcd	587



Tabla N°15 – Indicadores financieros Cálidda

USD '000	3T21	3T22	Var.	Var. %
Ingresos	191.135	187.986	-3.149 -	1,6
Ingresos ajustados*	82.108	89.694	7.586	9,2
Utilidad operacional	39.296	44.494	5.198	13,2
EBITDA	48.579	54.926	6.347	13,1
Margen EBITDA - Ingresos	25,4%	29,2%	3,8 pp	
Margen EBITDA - Ingresos ajustados	59,2%	61,2%	2,1 pp	
Utilidad neta	23.287	24.076	789	3,4
Deuda bruta / EBITDA	3,9x	3,7x		
EBITDA / Gastos financieros	8,3x	7,9x		

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

- La calificadora de riesgo Fitch Ratings afirmó la calificación BBB con perspectiva estable sobre la emisión de bonos internacionales de Cálidda. Asimismo, la clasificadora Pacific Credit Rating emitió la calificación AAA con perspectiva estable sobre la emisión de bonos locales, resultados que confirman nuestra sólida posición financiera.
- Calidda ocupó puesto N° 21 en el ranking Merco Reputación, donde se evalúa la reputación corporativa en Perú. Asimismo, ocupamos la primera posición en el sector gas y petróleo.
- En conjunto con Pluspetrol y los miembros del consorcio Camisea se lanzó oficialmente el Bono GNV, que otorgará un incentivo económico de entre 10 KUSD y 15 KUSD para la adquisición de camiones/buses a GNV/GNL. El fondo cuenta con 32 MMUSD que permitirán la transformación de más de 2.100 vehículos nuevos a Gas Natural.

Tabla N°16 – Panorámica general Cálidda 3T22

Cientes acumulados	1.497.916
Cientes potenciales	1.463.389
Extensión total de la red (Km)	15.320

Volumen facturado (Mpcd)	796
Penetración de la red (%)	102,4%


Tabla N°17 – Indicadores financieros Contugas

USD '000	3T21	3T22	Var.	Var. %
Ingresos	18.747	20.615	1.868	10,0
Utilidad Bruta	12.001	13.866	1.865	15,5
Margen bruto	64,0%	67,3%	3,2 pp	
Utilidad operacional	7.119	1.369	-5.751	- 80,8
EBITDA	9.131	10.990	1.860	20,4
Margen EBITDA	48,7%	53,3%	4,6 pp	
Utilidad neta	4.891	-3.589	-8.481	- 173,4

- Firma de acuerdo con Pluspetrol referente al descuento TOP 2022 , permitirá que Contugas elimine su sobrecontratación de suministro de gas con Pluspetrol, generando un beneficio de 700 kUSD para el año 2022.

Tabla N°18 – Panorámica general Contugas
3T22

Número de clientes	72.341
Volumen de ventas acumuladas (Mpcd)	48
Volumen transportado acumulado (Mpcd)	668
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	154
Longitud de la red (km) distribución + transporte	1.461


Tabla N°19 – Indicadores financieros ElectroDunas

Soles '000	3T21	3T22	Var.	Var. %
Ingresos	104.381	117.366	12.985	12,4
Utilidad Bruta	38.888	41.351	2.463	6,3
Margen Bruto	37,3%	35,2%	-2,0 pp	
Utilidad operacional	21.967	22.927	960	4,4
Margen operacional	21,0%	19,5%	-1,5 pp	
EBITDA	34.394	35.589	1.195	3,5
Margen EBITDA	33,0%	30,3%	-2,6 pp	
Utilidad neta	9.256	11.295	2.039	22,0

- La energía distribuida en el área de concesión de ElectroDunas es 281 MWh durante 3T22, 5,6% por encima del mismo periodo del año 2021.
- Al cierre del 2do trimestre el número de clientes alcanzó 262.115, incrementándose 2,5% respecto al cierre del mismo periodo del año anterior.

- El capex ejecutado en Electro Dunas en el trimestre ascendió a USD 2.619 mil, se ejecutaron inversiones en Proyecto GART, Renovaciones en la red de distribución, subestaciones y líneas.

Tabla N°20 – Panorámica general ElectroDunas	3T22
Venta de Energía de ELD	884.856
Venta de energía a clientes propios (GWh)	607.421
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (GWh)	277.435
Compra de energía y generación propia (MWh)	725.487



Tabla N°21 – Indicadores financieros Perú Power Company

Soles '000	3T21	3T22	Var.	Var. %
Ingresos	7.209	7.225	16	0,2
Utilidad operacional	5.340	4.610	-729	-13,7
Margen operacional	74,1%	63,8%	-10,3 pp	
EBITDA	6.718	7.080	362	5,4
Margen EBITDA	93,2%	98,0%	4,8 pp	
Utilidad neta	3.079	2.489	-590	-19,2



Tabla N°22 – Indicadores financieros Cantaloc

Soles '000	3T21	3T22	Var \$	Var %
Ingresos	10.489	12.555	2.066	19,7
Utilidad operacional	1.158	1.434	276	23,8
Margen operacional	11,0%	11,4%	0,4 pp	
EBITDA	1.321	1.583	262	19,8
Margen EBITDA	12,6%	12,6%	0,0 pp	
Utilidad neta	664	934	269	40,5



Tabla N°23 – Indicadores financieros Trecsa

USD '000	3T21	3T22	Var.	Var. %
Ingresos	4.557	5.397	841	18,4
Utilidad bruta	3.439	4.358	919	26,7
EBITDA	2.354	3.496	1.142	48,5
Margen EBITDA	51,7%	64,8%	13,1 pp	

Utilidad neta	493	3.286	2.793	567,1
---------------	-----	-------	-------	-------

- La Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- aceptó 9 eventos de fuerza mayor, entre ellos el alza en precios de materias primas y efecto de la pandemia.
- El avance constructivo del PET-01-2009 alcanza el 91,2% con 616 km de líneas de 783km totales. El canon contratado logra el 66,5%.

Resultados Compañías No Controladas



Tabla N°24 – Indicadores financieros Enel Colombia

COP '000 de mm	3T21	3T22	Var.	Var. %	9M21	9M22	Var.	Var. %
Ingresos operacionales	1.273	3.170	1.897	149,1	3.437	8.708	5.270	153,3
Margen de contribución	863	1.987	1.124	130,2	2.336	5.231	2.895	123,9
EBITDA	806	1.759	953	118,2	2.164	4.630	2.466	113,9
Margen EBITDA	63,3%	55,5%	-7,9 pp		63,0%	53,2%	-9,8 pp	
EBIT	740	1.502	762	102,9	1.976	3.949	1.973	99,9
Utilidad neta	431	902	471	109,1	1.250	2.314	1.064	85,1

3T21 y 9M21 corresponden a los resultados Consolidados de Emgesa antes de la fusión. 3T22 y 9M22 corresponde a los resultados nueve meses del negocio de generación y siete meses del negocio de distribución (antes Codensa), Enel Green Power Colombia y las filiales de Centroamérica.

- En lo corrido del año, Enel Colombia ha invertido más de COP 1,9 billones principalmente en el desarrollo de energía renovables no convencionales, en movilidad eléctrica destinada al servicio de transporte público y a la modernización de la red de distribución.
- Suscribió durante el 3T22 dos acuerdos de suministro de energía limpia en Colombia y Panamá para los próximos 15 años.
- Se adhirió a las medidas regulatorias voluntarias del Gobierno Nacional para el período 2022-2023 en las actividades de generación, distribución y comercialización con un aporte del orden de COP 400 mil mm para el mismo período.
- En Centro América acordó la cesión de dos contratos de suministro o PPAs con Sinolam Group Inc por 224 Mw, que permitirá a la Central Fortuna n Panamá, contratar el 91% de su energía por 15 años a partir de marzo 2023.

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°25 – Panorámica general Enel Colombia

3T22

Generación Colombia

Generación Enel Colombia (Gwh)

10.380

Ventas totales (Gwh)	13.928
Disponibilidad de plantas (%)	89,7
Generación Centroamérica	
Generación Enel Colombia (Gwh)	1.620
Capacidad instalada	644
Distribución	
Número de clientes	3.766.918
Participación de mercado (%)	20,7
Demanda energía nacional (Gwh)	57.351
Demanda energía zona Enel Colombia (Gwh)	12.136
Índice de pérdidas (%)	7,5
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	42,5



Tabla N°26– Indicadores financieros CTM

USD '000	3T21	3T22	Var.	Var. %
Ingresos	49.078	51.474	2.396	4,9
Utilidad operacional	30.715	30.683	-32	- 0,1
EBITDA	48.101	49.066	965	2,0
Margen EBITDA	98,0%	95,3%	-2,7 pp	
Utilidad neta	16.338	15.939	-399	- 2,4
Deuda neta / EBITDA	5,6x	5,9x		
EBITDA / Gastos financieros	4,5x	4,9x		

- La Comisión de Integración Energética regional (CIER) reconoce a ISA CTM por su “muy buen desempeño” en indicadores de Seguridad en el Trabajo.
- CTM invierte más de USD 51 mm en ejecución de proyectos para aumentar la capacidad de transmisión eléctrica en Perú.

Tabla N°27 – Panorámica general CTM

3T22

Demanda del mercado (Gwh)	4.699
Cuota de mercado (%)	39
Disponibilidad de la infraestructura (%)	88,5
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	82
Líneas de transmisión o Red (Km)	4.378
Control	ISA
Participación GEB	40%



Tabla N°28 – Indicadores financieros REP

USD '000	3T21	3T22	Var.	Var. %
Ingresos	44.297	45.304	1.007	2,3
Utilidad operacional	20.939	26.873	5.933	28,3
EBITDA	32.050	33.250	1.200	3,7
Margen EBITDA	72,4%	73,4%	1,0pp	
Utilidad neta	14.317	18.123	3.805	26,6
Deuda neta / EBITDA	2,4x	1,9x		
EBITDA / Gastos financieros	10,7x	11,9x		

- El 6 de septiembre de 2022 firmó la ampliación No. 21 al contrato de concesión de los sistemas de transmisión Eléctrica ETECEN-ETESUR. El alcance es el nuevo circuito de línea (3er) entre las subestaciones Chilca y S.E. Independencia y ampliaciones subestaciones asociadas. La inversión estimada será por USD 13,3 mm.
- El 20 de septiembre de 2022, el Directorio autorizó la financiación de mediano plazo por COP 106 mm para el repago de la deuda existente.

Tabla N°29 – Panorámica general REP

3T22

Disponibilidad de la infraestructura (%)	100
Cuota de mercado (%)	27
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	93
Líneas de trasmisión o Red (Km)	6.322
Control	ISA
Participación GEB	40%



Tabla N°30 – Indicadores financieros Argo

BRL mm	3T21	3T22	Var.	Var %
Ingresos	298	100	-197	- 66,3
EBITDA	275	93	-182	- 66,1
Margen EBITDA	92,4%	93,0%	0,6%	0,6 pp
Utilidad neta	129	16	-113	- 87,3
Margen Neto	43,5%	16,4%	-27,1%	-27,1 pp

- Menor ritmo inflacionario en Brasil que para 3T22 llega a 7,35% (acumulado últimos 12 meses), frente a su momento pico en 2Q22 de 11,89%. La tasa CDI continúa reflejando los esfuerzos para el control de los precios, ubicándose en 13,65%. El ingreso del activo financiero demuestra la corrección del IPCA frente a periodos anteriores, por lo cual a nivel de EEFF IFRS se disminuye el ingreso. El ajuste de la Receita Anual Permitida del 11,73% en julio de 2022 se refleja en mayores ingresos de caja.
- Argo se encuentra a la espera del cumplimiento de las condiciones precedentes (autorizaciones regulatorias, de competencia y de acreedores), para el cierre de la transacción de adquisición de 5 concesiones de transmisión



Tabla N°31 – Indicadores financieros Promigas

COP '000 de mm	3T21	3T22	Var.	Var. %
Ingresos	253	273	21	8,2
EBITDA	347	382	34	9,8
Margen EBITDA	137,4%	139,5%	2,1 pp	
Utilidad operacional	307	339	32	10,4
Margen Operacional	121,5%	124,0%	2,5 pp	
Utilidad neta	296	295	0	-0,1
Margen neto	116,9%	108,0%	-9,0 pp	-9,0 pp

- Ratificación de calificación AAA por parte de Fitch Ratings.
- A tan solo 6 meses de haber inaugurado la Planta de Producción de Hidrógeno Verde en la Estación Heroica, en el marco del Congreso de la industria H2LAC que se llevó a cabo en Cartagena, Promigas recibió el premio a "Mejor Proyecto de Producción en Hidrógeno Verde".
- Puesta en operación comercial en Gasnorp, en Piura luego de las pruebas y certificación por parte del gobierno.

Tabla N°32 – Panorámica general Promigas

	3T22
Red de gasoductos (Km)	3.288
Capacidad instalada - máxima (Mpcd)	1.153
Capacidad contratada (Mpcd)	852
Usuarios acumulados	5.800.000
Participación GEB	15,2%



Tabla N°33– Indicadores financieros Vanti

COP '000 de mm	3T21	3T22	Var.	Var. %
Ingresos	771	891	121	15,7
Utilidad operacional	111	116	5	4,6
EBITDA	121	127	7	5,4
Margen EBITDA	15,7%	14,3%	-1,4pp	
Utilidad neta	83	81	-1	-1,8
Deuda neta / EBITDA UDM	1,5x	1,2x		
EBITDA / Gastos financieros UDM	3,7x	6,7x		

Tabla N°34 – Panorámica general Vanti

3T22

Volumen de ventas (Mm3)	1.773
Número de clientes	2.459.249
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%

Anexo: Estados Financieros Consolidados

Tabla N°35 – Estados Consolidados de Resultados Trimestrales

COP '000 de mm	3T21	3T22	Var	Var %
Distribución de gas natural	774	1.023	250	32,3
Transporte de gas natural	370	444	74	20,1
Transmisión de electricidad	177	243	65	36,9
Distribución de electricidad	100	146	46	46,4
Total ingresos	1.420	1.856	436	30,7
Distribución de gas natural	-556	-751	-195	35,0
Transporte de gas natural	-140	-151	-11	8,0
Transmisión de electricidad	-57	-84	-27	46,5
Distribución de electricidad	-58	-82	-24	41,3
Total costos	-811	-1.068	-256	31,6
Utilidad bruta	609	788	179	29,4
Gastos administrativos y de operación	-192	-205	-13	6,9
Otros ingresos (gastos), neto	42	6	-36	-86,0
Resultado de actividades operacionales	459	589	130	28,3
Ingresos financieros	26	55	29	114,4
Gastos financieros	-175	-288	-112	64,0
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	-15	12	27	-177,0
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	559	571	12	2,2
Ganancia antes de impuestos	853	939	86	10,1
Gasto por impuesto corriente	-106	-143	-37	35,0
Gasto por impuesto diferido	0	1	1	-448,4
Utilidad neta	746	797	50	6,7
Participación Controladora	710	754	44	6,2
Participación no Controladora	36	42	7	18,2

Tabla N°36 – Estado de Situación Financiera

COP'000 de mm	Dec-22	Sep-22
ACTIVOS		
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.692	1.958
Inversiones	4	4
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.150	1.588
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	128	633
Inventarios	252	302
Activos por impuestos	136	291
Operaciones de coberturas	107	510
Otros activos no financieros	39	98
Activos clasificado como mantenidos para la venta	182	181
Total activos corrientes	3.690	5.565
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	9.926	12.551
Propiedades, planta y equipo	13.631	15.866
Activos por derecho de uso	100	74
Propiedades de inversión	30	30
Inversiones	8	36
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	294	276
Crédito mercantil	303	598
Activos intangibles	6.679	7.865
Activos por impuestos	109	125
Activos por impuestos diferidos	3	9
Otros activos no financieros	37	0
Total activos no corrientes	31.120	37.430
Total activo	34.809	42.995
PASIVOS Y PATRIMONIO		
PASIVOS CORRIENTES		
Obligaciones financieras	874	1.047
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	581	1.587
Obligaciones por arrendamientos	9	40
Cuentas por pagar a partes relacionadas	0	0
Instrumentos financieros derivados de cobertura	151	0
Beneficios a empleados	138	136
Provisiones	85	104
Ingresos recibidos por anticipados	23	41
Pasivo por impuestos	112	336
Otros pasivos no financieros	86	19
Total pasivos corrientes	2.060	3.310
PASIVOS NO CORRIENTES		
Obligaciones financieras	14.250	16.670
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	46	53
Obligaciones por arrendamientos	53	61
Pasivos por impuestos	1	0
Beneficios a empleados	105	102
Provisiones	370	410
Ingresos recibidos por anticipados	55	63
Pasivos por impuestos diferidos	2.168	2.577
Otros pasivos no financieros	21	0
Total pasivos no corrientes	17.069	19.937
Total pasivos	19.129	23.247
PATRIMONIO		
Capital emitido	492	492
Prima en colocación de acciones	838	838
Reservas	4.078	4.841
Resultados acumulados	6.016	7.434
Otro resultado integral	3.686	5.467
Total patrimonio de la controladora	15.110	19.072
Participación no controlada	571	677
Total patrimonio	15.681	19.749
Total pasivo y patrimonio	34.809	42.995

Tabla N°37 – Estado de Flujo de Efectivo

COP '000 de mm	dic-21	sept-22
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Resultado del periodo	2.669	2.208
Ajustes para conciliar la utilidad neta		
Impuesto corriente y diferido reconocido en resultados	442	369
Utilidad método de participación	-1.998	-1.628
Gastos financieros	673	736
Ingresos financieros	-77	-91
Depreciación y amortización	687	595
Pérdida en venta o baja de activos fijos	5	1
Diferencia en cambio	86	-58
Provisiones (recuperaciones), neto	22	136
	2.387	2.266
Cambios netos en activos y pasivos de la operación		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-445	163
Inventarios	13	-15
Otros activos no financieros	-8	-209
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	6	15
Beneficios a empleados	11	-22
Provisiones	-32	-14
Otros pasivos	-52	-37
Pasivos por derechos de uso	15	-10
Intereses por derechos de uso	0	0
Impuestos pagados	-535	-292
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	1.360	1.845
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Capitalización en subordinadas	-13	-430
Capitalizaciones a empresas asociadas	-9	-5
Reducciones de capital negocios conjuntos	-474	0
Dividendos recibidos	2.208	1.183
Intereses recibidos	31	40
Inversiones en activos financieros	1.167	-4
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-536	-767
Adquisición de activos intangibles	-147	-469
Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión	2.226	-452
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:		
Dividendos pagados	-2.597	-1.057
Intereses pagados	-615	-591
Préstamos recibidos	1.300	384
Préstamos pagados	-975	-16
Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación	-2.887	-1.279
Incremento (disminución) neto de efectivo	699	114
Efectivo adquirido en la combinación de negocios	0	36
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo	142	117
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO	851	1.692
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	1.692	1.958



ir@geb.com.co

www.geb.com.co

www.grupoenergiabogota.com/inversionistas



Grupo Energía Bogotá