



Informe de Resultados

3Q21 y 9M21



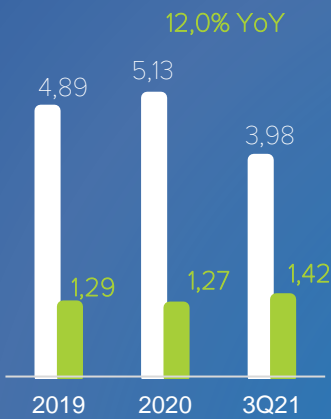
Grupo Energía Bogotá

Destacados

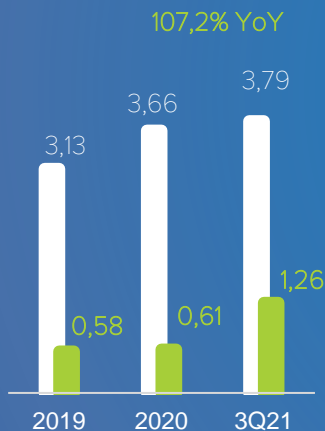
3Q21

Cifras GEB YTD y 3Q (COP bn)

Ingresos



EBITDA



Utilidad Neta Controlada

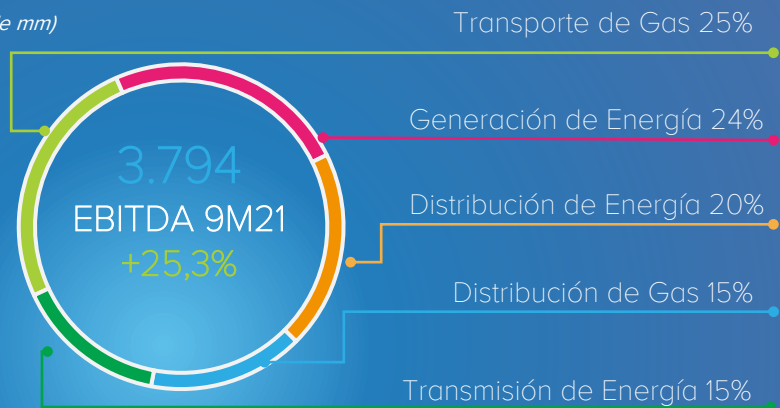


AAA / BBB, Baa2
Calificación GEB Nal / Intl.

GEB

- Logró la protocolización de 113 de 224 acuerdos con comunidades étnicas certificadas del Proyecto Colectora.
- Avanzó con la estrategia de crecimiento en Brasil a través de Argo con la firma del contrato para la adquisición de Rialma III.
- Ingresó al Dow Jones Sustainability Index como líder en sostenibilidad en el sector de gas.
- Recibió el reconocimiento a las Buenas Prácticas de Desarrollo Sostenible del Pacto Global por el proyecto Aulas Solares.
- Fitch Ratings afirmó calificaciones crediticias en BBB (internacional) y AAA (local) ambas con perspectiva estable, por encima de la calificación soberana.
- Decretó dividendos extraordinarios de COP 95 por acción.
- Adquirió la participación minoritaria de Edemtec en TRECSA.

(COP miles de mm)



	Ingresos	Utilidad Operacional	EBITDA	Utilidad Neta Controlada	Capex y Adquisiciones	
3Q21	1,420 12,0% YoY	459 3,0% YoY	1,258 107% YoY	710 48,3% YoY	USD 80 mm 32,5% YoY	3Q21
9M21	3,984 6,4% YoY	1,306 0,3% YoY	3,794 25,3% YoY	1,868 10,2% YoY	USD 223 mm -53,3% YoY	9M21

TGI

- Menor opex en lo corrido del año (-USD 14,2 mm), de los cuales USD 10,4 mm corresponden a iniciativas de eficiencias estructurales y sostenibles. Adicionalmente, se continúa desarrollando un portafolio de eficiencias por USD 15 mm.
- Subasta de capacidad de transporte asegura 1.100 kpcd para 2022.
- Estrategia comercial activa a permitido ingresos adicionales por USD 5,9 mm.
- Se presentaron ofertas de conexión para maduración conjunta con productores y servicios de O&M, soportando en una visión más activa del negocio.
- Avance en iniciativas digitales para habilitar eficiencias en Capex de mantenimientos por USD 1,3mm.
- Firma de expresión de interés en la hoja de ruta del hidrógeno con el gobierno nacional

Cálidda

- Firmó su primer crédito sostenible con el BBVA por USD 80 mm para continuar con su plan de expansión en el país.
- Realizó 64.340 nuevas conexiones, con lo cual llegó a 179.881 conexiones durante el 2021, casi el doble de las realizadas durante el 2020.

Mensaje del presidente

Me complace presentar los favorables resultados financieros, operacionales y de sostenibilidad del Grupo Energía Bogotá en el tercer trimestre de 2021, un periodo en el que reportamos importantes incrementos en los ingresos, utilidades y Ebitda, en el que seguimos adelante con nuestro plan de expansión internacional, ampliando operaciones en Brasil, e ingresamos al Dow Jones Sustainability Index, que nos reconoció como la empresa más sostenible en Colombia y América y cuarta en el mundo en el sector de gas utilities.

Obtenemos estos resultados en medio de un panorama de optimismo por las recientes cifras de crecimiento económico del 13,2% en el tercer trimestre del año (10,3% en los nueve primeros meses, según el Dane), que demuestra la senda de recuperación en que entró la economía colombiana, dejando atrás los difíciles momentos registrados en 2020 por el impacto de la Covid-19. Los principales sectores productivos están retornando a la normalidad gracias a los avances en la vacunación, lo que permitirá impulsar el empleo y disminuir los altos niveles de pobreza.

En línea con esta recuperación económica, nuestros ingresos llegaron a COP1,4 billones, con un incremento del 12% frente al mismo periodo del 2020, por los mejores resultados en distribución de gas natural en Perú y distribución y transmisión de energía eléctrica. Los ingresos acumulados en los nueve meses del año alcanzaron los COP4,0 billones, con un aumento del 6,4%.

La utilidad neta consolidada fue de COP746.229 millones, con un aumento del 47,7%, y acumulada a septiembre de este año ascendió a COP2,0 billones, 11,2% más frente al 2020. El Ebitda consolidado ajustado pasó de COP607.085 millones a COP1,3 billones, con un aumento del 107,2%. Este resultado corresponde en 51,8% a las empresas controladas y el 48,2% restante a los dividendos extraordinarios decretados por Emgesa y Codensa y al pago de dividendos de CTM (Consortio Transmantaró), en Perú, sobre las utilidades acumuladas de años anteriores.

Por otra parte, Fitch Ratings afirmó la calificación crediticia del Grupo en BBB (internacional) por encima de la calificación soberana, y AAA (local), ambas con perspectiva estable. Igualmente, Moody's reafirmó la calificación crediticia de GEB en Baa2 (internacional) actualizando la perspectiva de negativa a estable.

Quiero destacar como uno de los hechos relevantes del tercer trimestre del año el avance de la estrategia de crecimiento en Brasil con la firma del contrato para la adquisición de Rialma III, a través de Argo, en la que el GEB tiene el 50% de la participación accionaria. La concesión se encuentra en los estados de Piauí, Pernambuco y Ceará, y tiene a su cargo la construcción y operación de 322 kilómetros de líneas de transmisión de 500kv.

Otro hecho sobresaliente es nuestro reciente ingreso al Dow Jones Sustainability Index (DJSI), el índice de sostenibilidad más reconocido a nivel internacional, en el que logramos la más alta calificación desde nuestra primera participación en el 2011.

Este año, nos ubicamos en el cuarto lugar a nivel mundial de la industria de gas utilities y fuimos incluidos en el DJSI de Mercados Emergentes y el del MILA (Mercado Integrado Latinoamericano) por su alto desempeño en aspectos sociales, ambientales, económicos y de gobierno corporativo. Logramos la más alta calificación de la industria en materialidad, gestión del riesgo, reporte social y ambiental, sistemas de gestión ambiental y relacionamiento con grupos de interés. Así mismo, nos destacamos en áreas como innovación, desarrollo del capital humano, gestión de la cadena de suministro, biodiversidad y estrategia climática.

Nuestro ingreso al DJSI demuestra nuestro compromiso con la sostenibilidad, con nuestro propósito superior de mejorar vidas con energía sostenible y competitiva y con el desarrollo de nuestras operaciones de manera responsable ambiental y socialmente.

En las dimensiones ambiental, social y de gobierno corporativo, recibimos el reconocimiento a las buenas prácticas de Desarrollo Sostenible del Pacto Global por el proyecto Aulas Solares Interactivas, una iniciativa que mejorará la calidad de la educación de cerca de 5.000 estudiantes de instituciones públicas. Adicionalmente, entregamos 2.509 computadores a la Secretaría de Educación del Distrito de Bogotá, para fortalecer el proceso educativo de estudiantes de 20 instituciones de nuestras zonas de influencia en la capital del país.

Continuamos con el proceso de consulta previa para el proyecto de transmisión Colectora, al protocolizar 113 de 224 acuerdos con igual número de comunidades étnicas certificadas de los departamentos de La Guajira y Cesar, ratificando nuestro compromiso por construir un relacionamiento transparente y un dialogo intercultural en los territorios donde operamos.

En TGI obtuvimos la calificación de excelencia (100/100) en la gestión de Derechos Humanos por parte de la Veeduría Distrital.

Por su parte, Cálidda, líder de distribución de gas natural en Perú, realizó 64.340 nuevas conexiones, construyó más de 690 kilómetros de redes y fue reconocida por Perú Sostenible en la categoría de empresa grande por el programa de “Comedores Populares”. A su vez, Trecsa nuestra filial de transmisión en Guatemala, obtuvo el primer lugar en el Comité Regional para Centroamérica y el Caribe por la implementación de un proyecto de conservación forestal y absorción de carbono a través del uso de drones en líneas de alta tensión.

En gobierno corporativo, realizamos con éxito de manera presencial la Asamblea Extraordinaria General de Accionistas, el pasado 13 de septiembre, que decretó el pago de dividendos extraordinarios por \$95 por acción.

De otra parte, un tema que se conoció en los últimos días es la resolución 175 que expidió la semana pasada la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que hace una actualización tarifaria periódica en transporte de gas. El Grupo Energía Bogotá está en conversaciones con el gobierno bajo el entendimiento de que en Colombia existe un principio de seguridad al inversionista y sus garantías a que se respeten las reglas de juego.

Finalmente, en el plan de atención a la Covid-19, a través del acuerdo de vacunación con la ANDI seguimos adelante con este programa. Actualmente 91% de colaboradores de GEB y 90% de TGI cuentan con al menos una dosis de vacuna y estamos desarrollando pilotos en las filiales frente al regreso a las oficinas en nuevas formas de trabajo, teniendo en cuenta los aforos y el cumplimiento del manual de bioseguridad, mientras continuamos con el trabajo en casa.

Estos resultados nos animan a seguir trabajando con compromiso y responsabilidad en los países donde tenemos presencia, a mejorar la calidad de vida de las comunidades de nuestras áreas de influencia, a generar mayor valor para nuestros accionistas e inversionistas y a tener un mejor relacionamiento con nuestros grupos de interés. Los invito a conocer más detalles de la gestión financiera, operativa y de sostenibilidad del Grupo Energía Bogotá y sus filiales.

Juan Ricardo Ortega

Presidente Grupo Energía Bogotá

Resultados Financieros

Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) aceptadas en Colombia, de los estados financieros comparativos del 3Q20 y del 3Q21 (3 meses), al igual que las cifras acumuladas al 30 de Sep-20 y 30 de Sep-21 (9 meses).

Ingresos actividades operacionales

Tabla N°1 – Ingresos operacionales por línea de negocio

<i>(COP miles de mm)</i>	3Q20	3Q21	Var		Sep-20	Sep-21	Var	
			\$	%			\$	%
Distribución Gas Natural	599	774	175	29,2	1.712	2.112	400	23,3
Transporte Gas Natural	410	370	-41	- 10,0	1.244	1.062	-183	- 14,7
Transmisión Electricidad	168	177	9	5,6	499	511	12	2,5
Distribución Electricidad	91	100	9	10,1	290	299	9	3,2
Total	1.268	1.420	153	12,0	3.745	3.984	239	6,4

Los ingresos del 3Q21 alcanzaron COP 1,4 bn, un incremento de 12,0% frente al 3Q20, como consecuencia de los mejores resultados en Distribución de Gas Natural en Perú. El comportamiento en cada una de las líneas de negocio se explica a continuación:

Distribución de gas natural: +29,2%; +COP 175.080 mm

- Cálidda (+32,1%; +USD 47.1 mm):
 - Incremento en ingresos pass through – gas, transporte y ampliación de la red (+USD 25,3 mm) por mayor ejecución de obras constructivas.
 - Aumento en los ingresos por instalaciones internas¹ (+USD 10,4 mm) y distribución y venta de gas natural (+USD 5,6 mm) como resultado de la normalización de la demanda producto de la flexibilización de las restricciones de movilidad y mayor dinamismo de la economía peruana.
 - Mayores ingresos por otros servicios (+USD 5,7 mm)
- Contugas (+6,4%; +USD 1.1 mm) principalmente en los ingresos por transporte de gas de clientes regulados.
- El efecto cambiario de la conversión a pesos fue casi neutro durante el trimestre, significando una reducción en la variación positiva real de los ingresos en cerca de 0,1 pp.

Transporte de gas natural: -10,0%; -COP 40.858 mm

- TGI (-12,6%; -USD 13.9 mm): por menor capacidad contratada del tramo Ballena-Barranca, luego de la no renovación en dic-20 de 202 Mpcd de capacidad en firme de confiabilidad que se tenía contratada desde 2012. El comportamiento de los ingresos por tipos de cargo en el 3Q21 fue el siguiente:
 - Los ingresos por capacidad correspondientes a cargos fijos en USD y AO&M (85,3% de los ingresos totales) disminuyeron USD -20,3 mm (-19,9%) entre el 3Q20 (USD 102,2 mm) y el 3Q21 (USD 81,9 mm), lo cual es explicado por los siguientes factores:
 - Los cargos fijos en USD fueron USD 58,5 mm en 3Q21, una variación de USD -9,8 mm (-14,3%) explicada por: i) la no renovación de contratos del gasoducto Ballena Barranca (USD -20 mm), compensada parcialmente por nuevas contrataciones en lo corrido del 2021 por USD +4,6 mm, pasando de una capacidad contratada de 251 mpcd en el 2020

¹ Incluye servicios de instalaciones internas, derechos de conexión y financiamientos.

a 49 mpcd; ii) la modificación de contratos que tenían pareja de cargos 100%-0% por contratos con pareja de cargos 80%-20% (USD -5,9 mm), disminuyendo el componente fijo (razón por la cual en 3Q21 los cargos fijos representan un menor porcentaje del total de ingresos); iii) durante 3Q20 los cargos fijos en USD se vieron impactados por la aplicación de la política comercial transitoria la cual finalizó el 30 de septiembre de 2020 reflejando un efecto positivo por USD +9,1 mm en 3Q21.

- Los cargos fijos por AO&M, que se remuneran en COP, fueron COP 90.039 mm, lo que representa una disminución de COP 36.586 mm (-28,9%). Expresados en USD fueron USD 23,4 mm, lo que representa una disminución de USD -10,5 mm (-31,1%) por las mismas razones explicadas en los cargos fijos. Cabe resaltar que en el 2020 los cargos AOM no fueron afectados por la Política comercial transitoria aplicable única y exclusivamente con ocasión del estado de emergencia económica, social y ecológica, declarado mediante el decreto 417 de 2020 – COVID 19 y la expedición de la resolución CREG 042 de 2020. Por lo tanto, la variación relativa en los cargos por AOM resulta mayor a la variación en Cargos Fijos en USD.
- Los cargos variables (13,3% de los ingresos totales) ascendieron a USD 12,8 mm, representando un incremento de USD 7,1 mm (+125,4%). Este incremento obedece principalmente a: i) modificación de contratos que tenían pareja de cargos 100%-0% por contratos con pareja de cargos 80%-20% y los desvíos asociados; ii) el volumen promedio transportado pasó de 447 MPCD en 3Q20 a 490 MPCD en 3Q21, una variación de +9,8%.
- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios (1,4% de los ingresos totales) fueron USD 1,4 mm en 3Q21, una disminución de -34,6% vs. 3Q20 explicada principalmente por menores ingresos de servicios de parqueo (USD -0,7 mm).
- El efecto cambiario de la conversión a pesos disminuyó la variación negativa real de los ingresos en cerca de 2,7 pp.

Transmisión electricidad: +5,6%; +COP 9.355 mm

- Los ingresos de la Sucursal de Transmisión se incrementaron +6,3%, principalmente por:
 - Activos de uso (+12,9%; +5.145 mm):
 - Por la indexación natural al Índice de Precios al Productor (IPP) de oferta interna, cuyo promedio pasó de 123,7 en el 3Q20 a 140,7 en el 3Q21.
 - Activos de convocatoria y contratos privados (+3,8%; +COP 3.934 mm):
 - Incremento de los ingresos por activos de convocatoria en 2,9% (+COP 2.950 mm) donde el 97% se remuneran en dólares, en línea con el incremento de 3,1% de la tasa de cambio promedio COP/ USD en 3Q21 vs. 3Q20.
 - Por contribuciones (gravamen que se registra tanto en el ingreso como en el costo) se contabilizaron COP 20.595 mm en el 3Q21, +COP 1.484 mm respecto al 3Q20.

Distribución de electricidad: +10,1%; +COP 9.143 mm

- Los ingresos de Electroductos en su moneda funcional crecieron 21,6% comparado con el 3Q20 principalmente por los mayores ingresos por venta de energía a clientes libres y regulados, ingresos por mantenimientos de medidores y reconexiones.
- El efecto cambiario de la conversión a pesos redujo en cerca del 11,5 pp el crecimiento real registrado en el período, en línea con la apreciación de la tasa de cambio promedio COP/ Soles del 9,6%.

Los ingresos acumulados 9M a Sep-21 alcanzaron COP 4,0 bn, un aumento del 6,4% frente al mismo período del año anterior, explicado principalmente por el incremento en los ingresos de distribución de gas natural (+23,3%; +COP 399.770 mm), donde los ingresos de Cálida crecen 28,3% (+USD 116,7 mm) por mayores obras constructivas, ingresos por instalaciones internas, venta y distribución de gas, conexiones y otros servicios. La línea de transporte de gas decrece (-14,7%) por la caída en TGI por menores cargos fijos por capacidad en USD (USD -35,8 mm) y menores cargos por AOM (USD -

32,0 mm), principalmente por la no renovación de los contratos del tramo Ballena-Barranca (USD -96,7 mm), parcialmente compensada por nuevas contrataciones (USD 21,0 mm) y la recuperación por efecto covid por USD 22,3 mm. Los ingresos de la Sucursal de Transmisión crecieron 2,5% principalmente por el comportamiento de los activos de uso. Por último, el Grupo Dunas aportó COP 299.384 mm a los resultados consolidados a Sep-21, 3,2% adicional a los registrados en el mismo período del año anterior.

Costos actividades operacionales

Tabla N°2 – Costos operacionales por línea de negocio

<i>(COP miles de mm)</i>	3Q20	3Q21	Var		Sep-20	Sep-21	Var	
			\$	%			\$	%
Distribución Gas Natural	428	556	129	30,1	1.201	1.493	292	24,3
Transporte Gas Natural	146	140	-6	- 4,1	447	393	-53	- 11,9
Transmisión Electricidad	60	57	-2	- 3,8	165	165	0	- 0,1
Distribución Electricidad	54	58	4	8,0	170	175	5	2,8
Total	686	811	125	18,2	1.983	2.226	244	12,3

Los costos de las actividades operacionales pasaron de COP 686.391 mm en 3Q20 a COP 811.283 mm en 3Q21, un incremento del 18,2% (+COP 124.902 mm). El comportamiento de cada una de las líneas de negocio fue el siguiente:

Distribución de gas natural: +30,1%; +COP 128.814 mm

- Cálida (+38,9%; +USD 35,8 mm):
 - Incremento de los costos *pass through* – gas, transporte y ampliación de la red – (+USD 25,3 mm), por la mayor ejecución de obras constructivas.
 - Aumento de los costos por instalaciones internas (+USD 5,6 mm) y otros costos (+USD 4,8 mm) frente al 3Q20 en línea con la normalización de la demanda.
- Efecto cambiario de la conversión a pesos fue negativo, aumentando la variación real de los costos en aproximadamente 4,2 pp.

Transporte de gas natural: -4,1%; -COP 5.984 mm

- TGI (-6,9%; -USD 2,6 mm): principalmente por menores costos de mantenimiento y servicios de soporte contrarrestados parcialmente por mayores depreciaciones provenientes de capitalizaciones de proyectos:
 - Mantenimiento (USD -1,6 mm, -46,6%): Explicado por un efecto base de menores costos en 2021, asociado principalmente a la renegociación de contratos, resaltados principalmente en: i) USD -1,1 mm en mantenimiento de derechos de vía asociado a la reparación y cambio de revestimiento, suministro e instalación de cintas de refuerzo mecánico y reparaciones de revestimiento para restablecimiento de la integridad mecánica con base en el plan de manejo de integridad de la infraestructura de TGI, ii) USD -0,3 mm de costos asociados a la Integridad de Gasoductos (servicios de inspección, diagnóstico y evaluación de los sistemas de protección catódica de los gasoductos pertenecientes a TGI), y iii) USD -0,1 mm asociados principalmente al mantenimiento de las edificaciones de TGI.
 - Otros costos (USD -1,9 mm; -24,1%): principalmente de elementos y gas combustible por USD -1,1 mm y mayor valor reconocido en administración de infraestructura informática por USD -0,8 mm, relacionado al soporte y mantenimiento de licencias, adquisición de licencias para módulos adicionales, servicios de enlaces de comunicación y servicios técnicos especiales para la generación de indicadores de gestión.
 - Depreciación y Amortización (USD +1,7 mm; +7,8%): Esta variación obedece principalmente a la capitalización de los proyectos Ramal Yariguies, Loop Pto Romero Vasconia, City

Gates, Ramal Zona Industrial Cantagallo, Ramal Cantagallo - San Pablo, Ramal Galán Yondo, Mantenimientos Mayores, Obras de Geotecnia, Loop Pte Guillemos y Loop Miraflores.

- Efecto cambiario de la conversión a pesos disminuyó la variación real de los costos en aproximadamente 2,7 pp.

Transmisión de electricidad: -3,8%; -COP 2.233 mm

- Los costos en la Sucursal de Transmisión decrecieron 0,5% en el 3Q21 (-COP 217 mm) principalmente por la renegociación de la póliza de multirriesgo mediante la cual se logró establecer un ahorro para la vigencia anual 2021- 2022 de más de USD 850 mil, adicionalmente en el trimestre se registraron menores amortizaciones de software de aplicativos y servidumbres, costos de personal y otros costos de la operación; lo anterior fue compensado por un mayor nivel de depreciaciones en línea con la entrada en operación de los proyectos y el incremento en costos por contribuciones consistente con el comportamiento de los ingresos por este concepto.
- Igualmente, en las filiales en Guatemala los costos en USD decrecieron 5,8%. Principalmente en TRECSA por aplazamiento de algunos programas de mantenimiento de infraestructura para el 2022 en línea con las inspecciones realizadas.

Distribución de electricidad: +8,0%; +COP 4.305 mm

- Grupo Dunas: Los costos en Electrodunas crecen 8,2% en su moneda funcional principalmente por mayores compras de energía, costos de mantenimientos, reparaciones, depreciaciones y otros.

Los costos de las actividades operacionales en el acumulado 9M pasaron de COP 2,0 bn en Sep-20 a COP 2,2 bn en Sep-21, un incremento de 12,3%, particularmente en distribución de gas natural (+24,3%) donde los costos de Cálidda crecen 33,1% en USD por mayores instalaciones, costos de gas, materiales y otros. Los costos acumulados de transporte de gas natural decrecieron (-11,9% en COP) por efecto base de menores costos de mantenimiento asociados al plan de manejo de integridad de la infraestructura desarrollado durante 2020 (USD -8,5 mm), sumado a reclasificaciones de costos de personal a gastos; de igual forma, en línea con la estrategia de eficiencia, se han logrado ahorros en servicios técnicos contratados por USD -3,1 mm. Los costos de transmisión de energía se mantienen en niveles similares a los registrados en el mismo período del año anterior. En distribución de energía los costos acumulados crecen 2,8%, principalmente en Electrodunas donde los costos en moneda funcional crecen en 10,3% por compras de energía.

Utilidad bruta

Como consecuencia de lo anterior, el resultado bruto del trimestre creció 4,8%, pasando de COP 581.245 mm en 3Q20 a COP 609.063 mm en 3Q21, y cerró con un margen de 42,9% (vs. 45,9% en 3Q20).

La utilidad bruta acumulada 9M a Sep-21 fue de COP 1,8 bn, levemente inferior a Sep-20 (-0,3%), logrando un margen de 44,1% (vs. 47,1% en Sep-20).

Gastos administrativos y de operación

Tabla N°3 – Gastos administrativos por unidad de negocio

<i>(COP miles de mm)</i>	3Q20	3Q21	Var		Sep-20	Sep-21	Var	
			\$	%			\$	%
Distribución Gas Natural	75	68	-7	- 9,0	248	236	-12	- 4,7
Transporte Gas Natural	17	49	32	195,2	71	107	36	51,2
Transmisión Electricidad	48	60	12	25,6	165	167	2	1,3
Distribución Electricidad	15	15	0	2,0	48	46	-3	- 5,4
Total	154	192	38	24,7	532	556	24	4,5

Pasaron de COP 154.085 mm en 3Q20 a COP 192.210 mm en 3Q21, un aumento de 24,7% (+COP 38.125 mm), particularmente por el comportamiento de los gastos en TGI con un incremento de +COP 32.254 mm por el incremento en Depreciaciones y Amortizaciones (USD +5,2 mm; 490,2%) por: i) efecto base de reversión en el 3Q20 de la provisión por glosas producto del COVID-19 conforme a la política comercial transitoria de USD 2,6 mm; sumado al ii) reconocimiento de facturas glosadas de distribuidores en julio de 2021 por USD 2,4 mm y iii) un efecto de USD 0,6 mm del cálculo por deterioro conforme a la política de la compañía.

De igual manera, en transmisión de electricidad en Colombia los gastos crecieron (+12.510 mm), principalmente por un mayor nivel de impuesto, particularmente por el Impuesto de Industria y Comercio ICA (+9.148 mm) que crece en línea con los mayores dividendos recibidos en el período, por los dividendos de TGI (COP 245 mil mm), Emgesa (COP 492 mil mm) y Codensa (COP 194 mil mm) que inicialmente estaban programados para Oct-21 y Dic-21.

En distribución de gas natural se presenta una reducción en sus gastos administrativos de 9,0% en comparación al 3Q20, principalmente por la liberación de provisiones en Contugas (-COP 14.543 mm) producto del acuerdo logrado con Aceros Arequipa frente a las reclamaciones sobre facturación de los servicios de distribución, transporte y suministro de gas. Este acuerdo establece la suscripción de una adenda al contrato de servicios con ellos y la recuperación de USD 66 mm de la cuenta por cobrar con dicho cliente.

Los gastos administrativos acumulados 9M a Sep-21 totalizaron COP 555.915 mm, 4,5% superior a Sep-20, explicado principalmente por el incremento en COP 36.216 mm de los gastos de TGI por las provisiones anteriormente informadas, lo cual fue parcialmente compensado por disminución de los gastos en la línea de distribución de gas natural (-COP 11,115 mm) por menores provisiones de deudores registradas en el período. Los gastos en las otras líneas de negocio se mantienen en niveles similares a los registrados en el acumulado 9M a Sep-20.

Otros ingresos (gastos) netos

El saldo neto de esta cuenta es un ingreso por COP 42.055 mm, evidenciándose un incremento del 126,1% (+COP 23.458 mm) frente al 3Q20 (COP 18.597 mm), como resultado del mayor ingreso en TGI por indemnizaciones de seguros por siniestros, el efecto positivo en recuperación de provisiones en TGI y la devolución de unos materiales en el marco de la liquidación de un contrato en TRECSA. Adicionalmente, en GEB individual se registraron menores gastos por la no renovación de algunos arrendamientos de oficinas administrativas y por efecto base dado que en el 3Q20 se realizaron donaciones para atender la emergencia por Covid -19 que no se mantienen en el 3Q21.

Producto de lo anterior, en el acumulado 9M a Sep-21 el saldo neto de esta cuenta es un ingreso por COP 103.898 mm, 46,2% adicional frente a Sep-20 (COP 71.082 mm).

Resultado de las actividades operacionales

El mayor resultado bruto junto con el incremento mencionado a nivel de otros ingresos netos, balanceado principalmente por el incremento en gastos administrativos, ubicaron el resultado operacional del 3Q21 en COP 458.908 mm frente a COP 445.757 mm en 3Q20, un aumento del 3,0% y margen operacional del 32,3% (vs. 35,2% en 3Q20).

El resultado operacional acumulado 9M a Sep-21 evidencia un incremento de 0,3% respecto a Sep-20, al pasar de COP 1.301.562 mm a COP 1.305.800 mm, ubicando el margen operacional en 32,8% (vs. 34,8% en Sep-20).

EBITDA consolidado ajustado

El EBITDA consolidado pasó de COP 607.085 mm en 3Q20 a COP 1.258.018 mm en 3Q21, un incremento de 107,2%, sobre el cual se resalta lo siguiente:

- El 51,8% del EBITDA fue generado por las empresas controladas y el 48,2% restante corresponde a los dividendos extraordinarios de Emgesa y Codensa decretados el 27 de Jul-21 y el pago de dividendos en CTM sobre utilidades acumuladas de años anteriores.
- De la porción controlada el 46% del EBITDA fue generado por TGI, el 25% por Cálidda, 15% por GEB Individual y 7% por el Grupo Dunas.

El EBITDA consolidado acumulado 9M a Sep-21 totalizó COP 3,8 bn, COP 765.375 mm (+25,3%) adicionales frente al cierre de Sep-20 (COP 3,0 bn), reflejando principalmente la mayor distribución de dividendos de Emgesa y Codensa.

Tabla N°4 – EBITDA consolidado por compañía

<i>(COP miles de mm)</i>	3Q20	3Q21	Var		Sep-20	Sep-21	Var	
			\$	%			\$	%
TGI	335	298	-37	- 10,9	1.016	884	-133	- 13,0
Cálidda	116	164	48	41,2	385	450	65	17,0
GEB	92	96	3	3,5	274	268	-5	- 2,0
Dunas	39	47	8	20,6	134	138	4	3,1
Contugas	13	28	15	112,9	63	78	14	22,9
Trecca & EEBIS	11	20	9	84,0	43	51	8	17,5
Gebbras	0,3	-0,3	-0,5	- 217,4	10	13	3	26,8
Otros	1	-1	-2	- 338,9	1	0	-1	- 65,1
Total controladas	607	651	44	7,3	1.926	1.881	-44	- 2,3
Emgesa	0	317	317	100,0	453	920	467	103,0
Codensa	0	212	212	100,0	302	608	306	101,4
REP & CTM	0	78	78	100,0	210	237	27	13,1
Promigas	0	0	0	-	67	80	13	19,1
Vanti	0	0	0	-	62	60	-1	- 2,4
EMSA	0	0	0	-	9	4	-5	- 57,2
Argo	0	0	0	-	0	3	3	100,0
Total Asociadas	0	607	607	100,0	1.103	1.913	810	73,4
Total EBITDA	607	1.258	651	107,2	3.029	3.794	765	25,3

Ingresos Financieros

Los ingresos financieros pasaron de COP 9.123 mm en 3Q20 a COP 25.753 mm en 3Q21, una variación de 182,3% (+COP 16.630 mm), principalmente por mayor valoración de operaciones de cobertura.

En cuanto a los ingresos financieros acumulados 9M, pasaron de COP 65.918 mm en Sep-20 a COP 61.440 mm en Sep-21, por menores intereses y rendimientos en GEB separado consistente con la disminución de las tasas de intereses de mercado.

Gastos Financieros

Los gastos financieros se incrementaron 8,6% (COP 13.901 mm), pasando de COP 161.453 mm en 3Q20 a COP 175.354 mm en 3Q21, como consecuencia de la indexación de algunos créditos a IPC el cual se incrementó en 127% durante el trimestre frente al 3Q20.

Los gastos financieros acumulados 9M a Sep-21 cerraron en COP 493.167 mm, 1,8% menor con relación a Sep-20 (COP 501.969 mm), resultado del manejo de deuda de GEB y sus filiales (prepagos, sustituciones, fijación de tasas, entre otros), y el efecto positivo de la reducción de algunas tasas de referencia sobre la deuda a tasa variable.

Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio pasó de un gasto de COP 60.869 mm en 3Q20 a uno de COP 15.108 mm en 3Q21, una disminución de COP 45.581 mm (-75,1%), particularmente en GEB individual (+COP 62.144 mm) explicado principalmente por la implementación de la cobertura de inversión neta en el extranjero, balanceado por el efecto de la variación de la tasa de cambio en Gebbras (+COP 9.293 mm) y las filiales en Perú (+COP 4.866 mm).

En el acumulado 9M, la diferencia en cambio pasó de un gasto de COP 72.663 mm en Sep-20 a COP 124.973 mm en Sep-21, un crecimiento de COP 52.310 mm, principalmente por un menor ingreso por diferencia en cambio en TGI (COP 54.074 mm) y EEB Gas (COP 22.253 mm) y el efecto de la variación de la tasa de cambio generando principalmente un mayor gasto por diferencia en cambio en GEB (+COP 20.734 mm) y Contugas (+COP 5.862 mm), contrarrestado por el efecto de la variación del Real en Gebbras donde el gasto por diferencia en cambio decrece COP 53.923 mm.

Método de Participación

El ingreso por método de participación del 3Q21 se incrementó en COP 182.516 mm (+48,5%) frente al 3Q20, al pasar de COP 376.002 mm a COP 558.518 mm, por el aporte positivo de la mayoría de las compañías, destacándose Emgesa y los negocios conjuntos en Gebbras, donde el método de participación crece en COP 107.849 mm y COP 55.942 mm respectivamente, por los buenos resultados de las compañías y el efecto base en Emgesa por el impacto en resultados del ajuste en la declaración de renta del 2003 registrada en el 3Q20 producto de la revisión efectuada por la autoridad tributaria con relación a la aplicación de las exenciones de la Ley Páez.

Lo anterior fue parcialmente contrarrestado por la disminución del ingreso por método de participación en Argo (-COP 12.304 mm) por el tratamiento contable bajo IFRS de los ingresos y margen por construcción, dado el avance de obras y entrada en operación de gran parte de los activos.

En el acumulado 9M, el método de participación a Sep-21 creció COP 318.513 mm (+26,7%), al pasar de COP 1.191.075 mm a COP 1.509.588 mm, explicado por el crecimiento consistente de todas las compañías.

Tabla N°5 – Método de participación

<i>(COP miles de mm)</i>	3Q20	3Q21	Var		Sep-20	Sep-21	Var	
			\$	%			\$	%
Emgesa	123	231	108	87,6	498	657	159	32,0
Codensa	100	118	18	18,1	325	368	43	13,3
Argo	53	41	-12	- 23,0	81	88	6	7,9
Promigas	32	40	8	24,8	97	131	34	35,6
CTM	25	25	0	1,9	66	70	4	6,1
REP	18	22	4	20,7	54	59	5	8,7
Vanti	17	16	-1	- 6,2	49	50	1	2,1
Negocios Conjuntos	6	62	56	862,4	16	79	63	381,8
EMSA	1	3	2	168,1	4	7	3	71,3
Total	376	559	183	48,5	1.191	1.510	319	26,7

Impuestos

El impuesto corriente pasó de un gasto de COP 59.636 mm en 3Q20 a uno de COP 106.193 mm en 3Q21, un incremento del 78,1% principalmente por el incremento en GEB individual (+COP 51.951 mm) y Cálidda (+COP 8.012 mm) compensado por TGI (-COP 14.917 mm) en línea con el comportamiento de sus ingresos.

El impuesto diferido pasó de un gasto de COP 43.852 mm en 3Q20 a uno de COP 295 mm en 3Q21, una disminución de COP 43.557 mm, principalmente en GEB individual (-COP 49.788 mm) por la posición pasiva en moneda extranjera y el efecto del diferencial entre la tasa fiscal y la tasa de cambio del período donde la devaluación pasó del 3% entre Jun – Sep 20 a 2% entre Jun-Sep 21. Por otra parte, el efecto sobre el impuesto diferido por la ley 2155 de 2021 fue reconocido directamente en las utilidades retenidas en el patrimonio de acuerdo con las disposiciones del decreto 1311 de 2021.

El impuesto corriente acumulado 9M al cierre de Sep-21 cerró en un gasto de COP 294.593 mm, 3,9% menor con relación al acumulado a Sep-20, por el comportamiento de los ingresos de TGI principalmente. Por su parte, en impuesto diferido se generó un ingreso por COP 3.630 mm frente a un ingreso de COP 91.805 mm en el acumulado 9M a Sep-20, principalmente en GEB individual (-COP 52.800 mm) y TGI (-COP 25.202 mm) por la posición pasiva en moneda extranjera y el efecto del diferencial entre la tasa fiscal y la tasa de cambio del período donde la devaluación pasó del 18% entre Dic-19 a Sep-20 a 12% entre Dic-20 a Sep-21.

Utilidad neta

La utilidad neta consolidada del 3Q21 fue COP 746.2296 mm, lo que corresponde a un incremento de 47,7% frente al mismo periodo de 2020 (COP 505.252 mm). La participación controlada se ubicó en COP 710.381 mm (+48,3%) y la no controlada en COP 35.848 mm (+36,4%).

La utilidad neta acumulada 9M al cierre de Sep-21 fue COP 2,0 bn, lo que representa un incremento de 11,2% frente a Sep-20 (COP 1,8 bn). La participación controlada se ubicó en COP 1,9 bn (+10,2%) y la no controlada en COP 100.085 mm (+33,5%).

Perfil de deuda

Tabla N°6 – Clasificación de la deuda y ratios

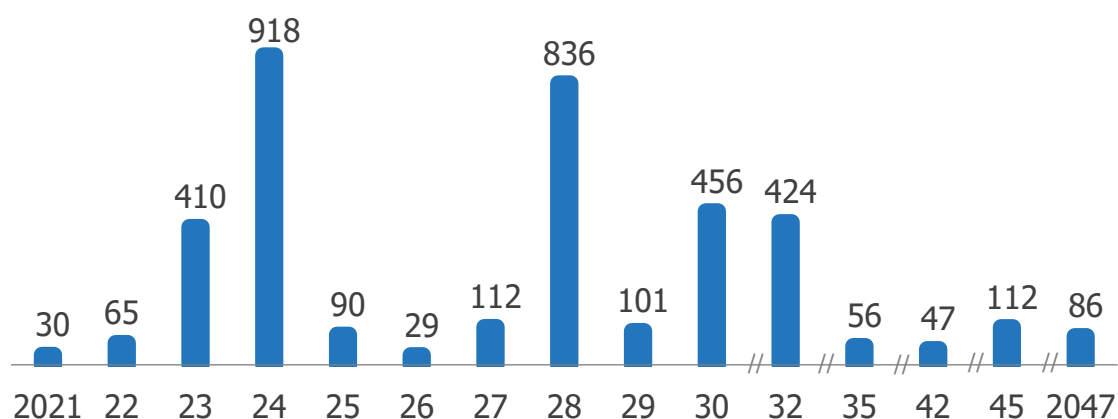
<i>(COP miles de mm)</i>	Dic-20	Sep-21	Var	
			\$	%
EBITDA UDM	3.662	4.427	765	20,9
Deuda total neta	11.997	12.039	42	0,4
Deuda total bruta	12.848	14.265	1.417	11,0
Gastos financieros neto UDM	577	576	-2	- 0,3
Deuda total neta / EBITDA	3,3x	2,7x		
EBITDA / Gastos financieros neto	6,3x	7,7x		

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

- Respecto al comportamiento del endeudamiento en cada una de las empresas que consolidan se destaca lo siguiente:
 - GEB
 - May-21: Prepago parcial del crédito sindicado por USD 51 mm.
 - Jun-21: Prepago de leasing por un total de COP 5.6 mil mm.
 - Cálidda:
 - Ene-21 se desembolsaron los USD 10 mm restantes del crédito aprobado con el IDB Invest totalizando USD 100 mm, con vencimiento en 2028, para financiar la expansión del sistema de distribución. El riesgo de tasa de este préstamo está cubierto a través de un Swap de tasa de interés.
 - Entre May y Ago-21, se renovó la deuda de corto plazo por USD 51 mm, los cuales tienen vencimientos en el 2022.
 - En Jul-21 se desembolsó el primer financiamiento sostenible con el BBVA por USD 80 mm, con vencimiento en Jul- 2023.
 - Trecca:
 - Jun-21: Amortización de USD 4,35 mm del crédito de largo plazo con Citibank.
 - Jul-21: Vencimiento del crédito de corto plazo con el Citibank por USD 15 mm.
 - Grupo Dunas:
 - Dunas: Entre Abr y Jun-21, incremento de deuda de corto plazo en USD 24 mm.
 - PPC: Vencimiento del pagaré con BCP por USD 4,5 mm.
- Efecto por conversión de los saldos en moneda extranjera a COP por las variaciones de la TRM:
 - TRM Dic-20: COP 3.432,50.
 - TRM Sep-21: COP 3.834,68.

El Grupo alcanza a Sep-21 un indicador Deuda Neta/EBITDA de 2,7x y de EBITDA/Gastos Financieros Neto de 7,7x, ubicándose dentro de los límites razonables de endeudamiento.

Gráfica N°1 – Perfil de la deuda Sep-21 - USD 3.769 mm



CAPEX / Adquisiciones

Tabla N°7 – CAPEX / Adquisiciones ejecución y proyección anual²

(USD mm)	Sep-21	2021PTO	2022P	2023P	2024P	2025P	2021P - 2025P
Transmisión	69	104	161	154	136	87	641
TGI	21	37	100	63	160	195	554
Cálidda	99	141	119	78	8	6	351
Contugas	1	5	3	0	15	0	23
Trecca y EEBIS	21	35	56	45	1	1	138
Grupo Dunas	11	20	25	21	15	16	97
Subtotal Filiales	223	342	463	360	334	305	1.805
Otros proyectos		30	30	30	30	30	150
Total	223	372	493	390	364	335	1.955

El CAPEX ejecutado durante el 3Q21 fue USD 80,4 mm, USD 19,7 mm adicionales en comparación al 3Q20, concentrándose principalmente en Cálidda con el 45,1% (USD 36,5 mm), seguido por la Sucursal de Transmisión con el 34,1% (USD 27,5 mm), TRECSA y EEBIS con 8,9% (USD 7,2mm), TGI con el 5,8% (USD 4,7 mm) y Grupo Dunas con 5,5% (USD 4,4 mm).

El Capex acumulado 9M a Sep-21 fue de USD 222,7 mm, con un crecimiento orgánico (excluyendo la adquisición de Argo en 2Q20) de 51,9% (+USD 76,1 mm), concentrándose en Cálidda (44,3%), la Sucursal de Transmisión (31,2%), TGI (9,6%) y TRECSA y EEBIS (9,6%).

² Las proyecciones son estimaciones que pueden variar en el futuro por cambio en los supuestos incorporados para 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).

Ambiental y Social

A continuación relacionamos los hechos relevantes durante el 3Q21:

En GEB recibimos el reconocimiento a las Buenas Prácticas de Desarrollo Sostenible del Pacto Global por el proyecto Aulas Solares Interactivas, el cual exalta las prácticas que contribuyen a la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y sus metas asociadas. Por otra parte, entregamos más de 2.500 computadores a la Secretaría de Educación del Distrito, con el fin de fortalecer el proceso educativo de estudiantes de 20 instituciones educativas y a Sep-21 logramos protocolizar acuerdos con 113 de las 224 comunidades étnicas certificadas del Proyecto Colectora, ratificando nuestro compromiso por construir un relacionamiento transparente y un dialogo intercultural en los territorios donde operamos.

En TGI logramos la recertificación en eficiencia energética bajo la ISO 50001 y obtuvimos la calificación de excelencia (100/100) en la gestión de Derechos Humanos por parte de la Veeduría Distrital.

En Cálidda firmamos nuestro primer acuerdo de financiamiento sostenible con el BBVA a través de un contrato de préstamo por 80 MMUSD, el cual nos brinda los recursos necesarios para continuar con nuestro plan de expansión. Además, nuestro programa Comedores Cálidda fue elegido ganador en la categoría Grandes Empresas de "Perú por los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)", movimiento que reconoce a organizaciones de distintos sectores que contribuyen con el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU. Por último, logramos el reconocimiento por parte del Autoridad Nacional del Agua y somos parte del Programa de Huella Hídrica - Certificado Azul, el cual beneficiará a 20 comedores populares. Además, en alianza con la Universidad Privada del Norte, implementamos el piloto "Preventorio de Salud", el cual beneficia a 138 niños y 7 mujeres gestantes que asisten a 40 comedores populares de Villa El Salvador

En Contugas desarrollamos un programa de capacitaciones para estudiantes de la Universidad San Luis Gonzaga de diferentes regiones de Perú enfocado en huella de carbono, biodiversidad y energía limpias y conectamos a gas natural 2 comedores comunitarios en la región de ICA.

Finalmente, en TRECESA firmamos la carta de compromiso por la reducción de las brechas de género de la plataforma WEP (Women Empowerment Principles) y obtuvimos el primer lugar en el Comité Regional para Centroamérica y el Caribe por la implementación de un proyecto de conservación forestal y absorción de carbono a través del uso de drones en líneas de alta tensión que reducen la afectación a la cobertura forestal.

Gobierno

A continuación detallamos los hechos más relevantes en materia de Gobierno Corporativo que tuvieron lugar en el 3Q21:

- Celebramos con éxito la reunión presencial extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas el 13 de Sept-21, la cual contó con una participación del 93,3937% de las acciones suscritas y en circulación de la Sociedad. En ella se aprobó la liberación de la reserva ocasional del método de participación patrimonial no gravada, así como se decretó la repartición extraordinaria de dividendos a los accionistas, por el 100% de las acciones presentes. Adicionalmente los accionistas autorizaron al Representante Legal del GEB para otorgar garantías corporativas a las operaciones financieras que celebren la Transportadora

de Energía de Centroamérica S.A. (TRECOSA) y EEB Ingeniería y Servicios (EEBIS), empresas filiales del GEB.

- Governance Consultants, asesor externo del GEB, presentó al Comité de Gobierno Corporativo y Sostenibilidad en su sesión ordinaria del 22 de Sept-21 el reporte preliminar de seguimiento a los resultados de la evaluación de la Junta Directiva del GEB y sus comités de apoyo, realizando un énfasis en los resultados y avances del Plan de Mejora 2021 conforme con los resultados de la evaluación a la Junta Directiva y sus Comités del año 2020.

Gestión de la COVID-19

Plan de Atención asociado a la Pandemia por COVID-19

En adición a las medidas y acciones descritas en los informes de resultados previos, que son de continua aplicación, durante el 3Q21 se llevaron a cabo las siguientes actividades:

- A través del acuerdo de vacunación con ANDI se vacunaron 169 colaboradores en GEB y 97 colaboradores en TGI. Actualmente 91% de colaboradores de GEB y 90% de TGI cuentan con al menos una dosis de vacuna.
- Estamos desarrollando pilotos en las diferentes filiales frente al regreso a las oficinas en nuevas formas de trabajo, teniendo en cuenta los aforos, y cumplimiento del manual de bioseguridad, mientras continuamos la medida de trabajo en casa prioritario durante el 2021 para GEB y TGI.
- Desarrollamos actividades de bienestar emocional y programa de salud mental para colaboradores de GEB y TGI de acuerdo con plan de trabajo.
- Realizamos visitas a los frentes de obra para verificar la implementación de los protocolos de bioseguridad y mantenemos la observancia de medidas de bioseguridad por nuevos picos de contagio y cepas.
- Aseguramos los recursos para el seguimiento de signos y síntomas, aspectos psicosociales, entre otros, a través de la herramienta Vidarep.

Durante el tercer trimestre del año, no se presentaron brotes adicionales en frentes de obra y sedes operativas reflejando que las medidas de prevención han sido acertadas. El número de casos activos totales confirmados aumentó a 801 colaboradores de las filiales de Colombia, Perú, Brasil y Guatemala, 1.984 contratistas y 461 familiares.

Actualización Regulatoria durante el 3Q21

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Colombia	CREG 068/21	Se modifica el plan de inversiones del mercado de comercialización atendido por Codensa	Distribución de Energía	Definitiva	Ver más
	CREG 099/21	Se resuelven las solicitudes hechas por TGI para la aplicación del artículo 14 de la Resolución CREG 126 de 2010 en los gasoductos y estaciones de compresión que cumplieron su vida útil normativa	Transporte Gas Natural	Definitiva	Ver más
	CREG 107/21	Se permite modificar la fecha de puesta en operación de algunos proyectos que se conectan al SIN, y se modifican algunos plazos de la Resolución CREG 075 de 2021	Varios	Definitiva	Ver más
	CREG 126/21	Modificación a la Resolución CREG 185 de 2020, disposiciones sobre comercialización de capacidad de transporte de gas natural	Transporte Gas Natural	Definitiva	Ver más
	CREG 127/21	Ajustes a la Resolución CREG 107 de 2017, procedimientos que se deben seguir para ejecutar proyectos del plan de abastecimiento de gas natural	Transporte Gas Natural	Definitiva	Ver más
	CREG 128/21	Ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017, procedimientos particulares que deben aplicarse en la ejecución mediante procesos de selección de la infraestructura de importación de gas del Pacífico	Transporte Gas Natural	Definitiva	Ver más
	CREG 150/21	Se modifican las disposiciones temporales establecidas con motivo del evento ocurrido en el municipio de Mocoa, departamento del Putumayo, el 31 de marzo de 2017	Transmisión de Energía	Proyecto	Ver más
	CREG 170/21	Se convoca a una subasta de reconfiguración de venta de obligaciones de energía firme para el período 2022-2023	Generación de Energía	Definitiva	Ver más
	CREG 177/21	Se definen las condiciones de competencia que debe cumplir el mecanismo de contratación de largo plazo del Ministerio de Minas y Energía	Generación de Energía	Definitiva	Ver más
	Ley 2128/21	Promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura del gas combustible en el país	Varios	Definitiva	Ver más

País	Resolución	Alcance	Línea de Negocio	Estado	
Perú	Osinergmin N° 163-2021-OS/CD	Ajuste a los Porcentajes para Determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de Instalaciones de Transmisión aplicables al período entre el 01 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2027	Transmisión de Energía	Definitiva	Ver más
	Osinergmin N° 178-2021-OS/CD	Modifican el Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural	Distribución Gas Natural	Definitiva	Ver más
	Osinergmin N° 192-2021-OS/CD	Aprueban saldos de liquidación del Precio Medio del Gas por tipo de Consumidor y del Costo Medio de Transporte para la concesión de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao correspondiente al periodo enero - junio de 2020 así como los montos que a consecuencia de las liquidaciones deberán ser considerados por Cálidda para el cálculo trimestral en los próximos periodos	Distribución Gas Natural	Definitiva	Ver más
	Osinergmin N° 212-2021-OS/CD	Declaran fundado el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A. contra la Resolución N° 192-2021-OS/CD, mediante la cual se aprobaron los saldos de liquidación del Precio Medio del Gas y Costo Medio de Transporte de Gas Natural para la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao, correspondiente al periodo comprendido entre enero y junio de 2020	Distribución Gas Natural	Definitiva	Ver más

Resultados Compañías Controladas



Tabla N°8 – Indicadores financieros GEB Transmisión

<i>(COP mm)</i>	3Q20	3Q21	Var %	Sep-20	Sep-21	Var %
Ingresos	143.642	152.722	6,3	427.405	440.977	3,2
Utilidad bruta	98.352	107.031	8,8	298.831	307.628	2,9
EBITDA	98.196	108.544	10,5	299.091	309.866	3,6
Margen EBITDA	68,4%	71,1%	2,7 pp	70,0%	70,3%	0,3 pp
Utilidad operacional	65.311	47.631	- 27,1	175.681	159.525	- 9,2

Tabla N°9 – Ingreso por tipo de activo

<i>(COP mm)</i>	3Q20	3Q21	Var %	Sep-20	Sep-21	Var %
Activos de Uso	39.754	44.899	12,9	118.778	128.601	8,3
Activos de Convocatoria	102.208	105.158	2,9	302.608	305.485	1,0
Proyectos privados	1.680	2.664	58,6	6.019	6.891	14,5

- Ministerio de Minas y Energía:
 - Publicó la Resolución 40279 de 2021, por la cual se adopta el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2020-2034.
 - Resolución 40289 de 2021 resuelve el recurso de reposición interpuesto en contra de la Resolución No. 40173 del 3 de junio de 2021, que decidió sobre 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 sin dar días adicionales, la fecha de puesta en operación se mantiene para el 10 de enero de 2022.
 - La Resolución 40306 de 2021 resuelve la solicitud de modificación de la fecha de puesta en operación del proyecto denominado "Subestación La Loma 110 kV y Líneas de Transmisión Asociadas", objeto de la Convocatoria Pública UPME STR 13-2015 otorgando 279 días calendario, la nueva fecha de puesta en operación es 15 de junio de 2022.
- GEB firmó un contrato con un agente privado para la prestación de un servicio de conexión en la Costa Atlántica.

Tabla N°10 – Panorámica general GEB Transmisión

	Sep-20	Sep-21
Disponibilidad de la infraestructura	100,0%	99,9%
Compensación por indisponibilidad	0,003%	0,017%
Cumplimiento programa mantenimiento	100,0%	99,0%
Participación en la actividad de transmisión	21,2%	19,9%

Tabla N°11 – Estatus proyectos GEB Transmisión	Avance	Ingresos Anuales Estimados (USD mm)	Fecha Oficial Puesta en Operación(*)
Proyectos UPME			
Tesalia 230 kv	88,0%	10,9	2Q22
La Loma STR 110 kv	72,0%	7	2Q22
Refuerzo Suroccidental 500 kv	57,3%	24,4	1Q22
Chivor II 230 kv	49,9%	5,5	1Q22
Sogamoso Norte 500 kv	40,9%	21,1	1Q22
Colectora 500 kv	22,4%	21,5	4Q22
Río Córdoba–Bonda 220kv	4,5%	1,2	4Q23
Proyectos Privados		10,8	

**No incluye las prórrogas que se puedan generar posteriormente*



Tabla N°12 – Indicadores financieros TGI

<i>(USD miles)</i>	3Q20	3Q21	Var %	Sep-20	Sep-21	Var %
Ingresos	110.011	96.107	- 12,6	335.887	287.136	- 14,5
Utilidad operacional	66.147	51.182	- 22,6	195.715	158.972	- 18,8
EBITDA	86.680	76.804	- 11,4	263.322	228.783	- 13,1
Margen EBITDA	78,8%	79,9%	1,1pp	78,4%	79,7%	1,3pp
Utilidad neta	33.136	25.149	- 24,1	107.114	75.929	- 29,1
Deuda total bruta / EBITDA	3,3x	3,6x				
EBITDA / Gastos financieros	5,0x	3,2x				
Calificación crediticia internacional:						
Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 23 21:		BBB, estable				
Moody's – Calificación Bono – Sep. 9 21:		Baa3, estable				

- Regulación 102 de 2021 que actualiza el cálculo de WACC con tasa de 10,9% en COP antes de impuestos.
- Publicación de la resolución que define el valor de los activos que ya cumplieron vida útil normativa, con impacto favorable en ingresos.

Tabla N°13 – Panorámica general TGI	Sep-20	Sep-21	Var %
Volumen transportado – Promedio Mpcd	447	490	9,6
Capacidad contratada en firme – Mpcd	761	603	-20,8

Tabla N°14 – Indicadores financieros Cálidda

(USD miles)	3Q20	3Q21	Var %	Sep-20	Sep-21	Var %
Ingresos	146.585	193.664	32,1	413.176	529.917	28,3
Ingresos ajustados*	59.890	81.646	36,3	176.189	233.621	32,6
Utilidad operacional	31.230	39.181	25,5	88.379	114.134	29,1
EBITDA	39.868	48.579	21,9	113.954	141.700	24,3
Margen EBITDA - Ingresos	27,2%	25,1%	-2,1 pp	27,6%	26,7%	-0,8 pp
Margen EBITDA - Ingresos ajustados	66,6%	59,5%	-7,1 pp	64,7%	60,7%	-4,0 pp
Utilidad neta	17.711	23.287	31,5	50.678	67.672	33,5
Deuda total bruta / EBITDA	4,1x	3,9x				
EBITDA / Gastos financieros	6,8x	8,3x				

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

- Desempeño estratégico, comercial y operacional:
 - Durante el 3Q21 se realizaron 64.340 nuevas conexiones y se construyeron más de 690 km de redes.
- Desempeño financiero:
 - Firma del primer acuerdo de financiamiento sostenible con el BBVA a través de un préstamo por USD 80 mm, el cual brinda los recursos necesarios para continuar con el plan de expansión.

Tabla N°15 – Panorámica general Cálidda

	Sep-20	Sep-21
Cientes acumulados	1.006.606	1.225.948
Cientes potenciales	1.137.043	1.300.445
Extensión total de la red (Km)	11.842	13.692
Volumen facturado (MMpcd)	725	740
Penetración de la red (%)	88,3%	94,1%

Tabla N°16 – Indicadores financieros Contugas

(USD miles)	3Q20	3Q21	Var %	Sep-20	Sep-21	Var %
Ingresos	17.509	18.623	6,4	59.315	22.250	- 62,5
Utilidad Bruta	8.360	12.003	43,6	31.461	12.618	- 59,9
Margen bruto	47,7%	64,5%	16,7 pp	53,0%	56,7%	3,7 pp
Utilidad operacional	-845	7.113	- 942,3	-1.062	2.654	- 349,9
EBITDA	5.242	9.133	74,2	22.318	9.760	- 56,3
Margen EBITDA	29,9%	49,0%	19,1 pp	37,6%	43,9%	6,2 pp
Utilidad neta	-3.356	4.891	- 245,8	-9.409	262	- 102,8

- Desempeño estratégico, comercial y operacional:
 - Firma de acuerdo de resolución de controversia y adenda al contrato de servicios con Aceros Arequipa con lo cual se recupera USD 66 mm de la cuenta por cobrar de dicho cliente.

Tabla N°17 – Panorámica general Contugas	Sep-20	Sep-21
Número de clientes	61.864	67.535
Volumen de ventas (Mpcd)	434	142
Volumen transportado (Mpcd)	4.338	1.905
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	161	159
Longitud de la red (km) distribución + transporte	1.756	1.779


ElectroDunas
Tabla N°18 – Indicadores financieros ElectroDunas

<i>(USD miles)</i>	3Q20	3Q21	Var %	Sep-20	Sep-21	Var %
Ingresos	25.140	26.575	5,7	80.760	83.151	3,0
Utilidad Bruta	11.038	12.022	8,9	36.119	37.061	2,6
Margen Bruto	43,9%	45,2%	1,3 pp	44,7%	44,6%	-0,2 pp
Utilidad operacional	4.824	6.153	27,6	16.515	19.188	16,2
Margen operacional	19,2%	23,2%	4,0 pp	20,4%	23,1%	2,6 pp
EBITDA	6.272	7.353	17,2	20.990	22.884	9,0
Margen EBITDA	24,9%	27,7%	2,7 pp	26,0%	27,5%	1,5 pp
Utilidad neta	2.033	2.727	34,1	7.204	9.135	26,8

- Durante el 3Q21 el Capex totalizó USD 3.693 mm.

Tabla N°19 – Panorámica general ElectroDunas	Sep-20	Sep-21
Venta de Energía de ELD	760.745	796.608
Venta de energía a clientes propios (GWh)	510.848	510.848
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (GWh)	249.897	272.125
Compra de energía y generación propia (MWh)	598.190	619.613

Tabla N°20 – Indicadores financieros Perú Power Company

<i>(USD miles)</i>	3Q20	3Q21	Var %	Sep-20	Sep-21	Var %
Ingresos	2.033	1.785	-12,2	6.250	5.654	-9,5
Utilidad operacional	1.526	1.323	-13,3	4.700	4.288	-8,7
Margen operacional	75,0%	74,1%	-0,9 pp	75,2%	75,9%	0,7 pp
EBITDA	1.939	1.655	-14,7	6.016	5.337	-11,3
Margen EBITDA	95,4%	92,7%	-2,7 pp	96,3%	94,4%	-1,9 pp
Utilidad neta	958	762	-20,5	2.799	2.679	-4,3

— Durante el 3Q21 el Capex totalizó USD 806 mm.


Tabla N°21 – Indicadores financieros Cantalloc

<i>(USD miles)</i>	3Q20	3Q21	Var %	Sep-20	Sep-21	Var %
Ingresos	1.752	2.596	48,1	5.963	7.766	30,2
Utilidad operacional	-64	284	-543,3	528	990	87,4
Margen operacional	-3,7%	10,9%	14,6 pp	8,9%	12,7%	3,9 pp
EBITDA	-18	324	-1.859,4	669	1.117	67,0
Margen EBITDA	-1,1%	12,5%	13,5 pp	11,2%	14,4%	3,2 pp
Utilidad neta	-84	162	-291,7	260	592	128,1


Tabla N°22 – Indicadores financieros Trecsa

<i>(USD miles)</i>	3Q20	3Q21	Var %	Sep-20	Sep-21	Var %
Ingresos	4.753	4.557	- 4,1	14.099	13.595	- 3,6
Utilidad bruta	3.155	3.439	9,0	10.694	10.559	- 1,3
EBITDA	1.971	2.354	19,4	7.843	7.497	- 4,4
Margen EBITDA	41,5%	51,7%	10,2 pp	55,6%	55,1%	-0,5 pp
Utilidad neta	-1.187	493	- 141,5	-1.113	-217	- 80,5

TRECSA:

- Fue notificada de la autorización de la solicitud sobre el Proyecto “Subestación Modesto Méndez 230/69 kV”, bajo la modalidad de iniciativa propia. Mediante la Resolución CNEE-214-2021 del 27 Ago-21. Este proyecto se traduce en ingresos adicionales para la compañía.
- El avance constructivo del proyecto PET-01-2009 totaliza 89,2% al cierre de Sep-21.

Resultados Compañías No Controladas

emgesa

Tabla N°23 – Indicadores financieros de Emgesa

<i>(COP mm)</i>	3Q20	3Q21	Var %	Sep-20	Sep-21	Var %
Ingresos operacionales	1.090.787	1.272.552	16,7	3.228.018	3.437.356	6,5
Margen de contribución	712.135	863.238	21,2	2.094.624	2.335.702	11,5
EBITDA	632.486	806.128	27,5	1.904.184	2.164.177	13,7
Margen EBITDA	58,0%	63,3%	5,4 pp	59,0%	63,0%	4,0 pp
EBIT	570.000	740.164	29,9	1.722.601	1.975.908	14,7
Utilidad neta	238.800	431.497	80,7	958.021	1.250.187	30,5

- Desempeño estratégico, comercial y operacional:
 - Emgesa mantiene la primera posición en el país en términos de capacidad instalada neta con un total de 3.503 MW, 19,9% de participación en el Sistema Interconectado Nacional y se posicionó como el tercer generador del sistema con participación del 17,7%.
 - Continúa manteniéndose como el segundo comercializador en el mercado de clientes libres o no Regulados, con una participación del 17%.
 - La disponibilidad de las plantas se ha visto impactada por mantenimientos anuales, principalmente en Guavio, y el mantenimiento correctivo del rotor de una turbina en la central termoeléctrica de Cartagena.
- Desempeño Financiero acumulado 9M:
 - Al cierre de Sep-21 alcanzó un incremento en el margen de contribución de 11,5% frente al mismo período de 2020 por: i) mayores precios en contratos a causa del incremento significativo en el IPP, sumado a un mayor volumen de venta en contratos a precio fijo, tanto en el mercado mayorista como en el mercado no regulado; ii) menores costos de combustibles por la disminución en generación térmica a raíz de los altos aportes hídricos presentados desde principios del 2021; y iii) ingresos extraordinarios de más de COP 27 mil mm, por la venta de bonos de carbono obtenidos gracias a la certificación de reducción de emisiones de varias centrales hidroeléctricas de Emgesa. Lo anterior permitió compensar: i) las menores ingresos por disminución de servicios auxiliares para la regulación de la frecuencia del sistema (AGC) como consecuencia de las condiciones de mercado; y ii) un menor margen en el mercado Spot por el incremento en la compra de energía para compensar la reducción en la generación, aprovechando los bajos niveles de precio en bolsa.
 - Disminución en los costos fijos del 9,9% por causa de los intereses derivados del fallo negativo en la liquidación del impuesto de renta y complementarios de la central Betania, registrados en 2020, por la aplicación de las exenciones previstas en la Ley Páez.

- EBITDA presentó un incremento del 13,7% y la utilidad neta creció 30,5% cerrando en COP 1.976 mil mm y COP 1.250 mil mm respectivamente.
- La deuda financiera neta aumentó respecto al cierre del 2020, como resultado de nuevas tomas de crédito por COP 650 mil mm para atender parte de la amortización de la deuda, costos operativos y capex.
- Durante los primeros 9M21, las inversiones alcanzaron un total de COP 113 mil mm, presentando una leve reducción con respecto al año anterior por efecto del cambio de fechas de algunas actividades para el último trimestre del año. Las inversiones se han focalizado principalmente en la modernización y mantenimiento de las centrales, actividades asociadas a la finalización del plan de sostenibilidad en El Quimbo y la recuperación de equipos e infraestructura en las centrales del Río Bogotá.

Tabla N°24 – Panorámica general Emgesa

	Sep-21
Generación total Colombia (MW)	54.703
Generación Emgesa (Gwh)	9.656
Ventas totales (Gwh)	13.007
Disponibilidad de plantas (%)	90,0
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51,5% correspondiente a: 37,4% acciones ordinarias y 14,1% preferenciales sin derecho a voto

Tabla N°25 - Transacciones de Generación - Ventas

	Sep-20	Sep-21	Var %
Total Ventas (GWh)	13.301	13.007	-2,2
Contratos (GWh)	10.699	11.071	3,5
Spot (GWh)	2.602	1.936	-25,6
Total Generación (GWh)	10.888	9.656	-11,3
Compras Contratos (GWh)	443	547	23,6
Compras Spot (GWh)	2.107	1.936	-8,1

codensa

Tabla N°26 – Indicadores financieros Codensa

<i>(COP mm)</i>	3Q20	3Q21	Var %	Sep-20	Sep-21	Var %
Ingresos operacionales	1.405.676	1.630.873	16,0	4.202.183	4.655.236	10,8
Margen de contribución	595.640	646.753	8,6	1.797.676	1.911.670	6,3
EBITDA	456.667	516.902	13,2	1.407.509	1.536.914	9,2
Margen EBITDA	32,5%	31,7%	-0,8 pp	33,5%	33,0%	-0,5 pp
EBIT	339.402	392.769	15,7	1.022.372	1.172.638	14,7
Utilidad neta	194.120	232.792	19,9	626.243	713.995	14,0

- Desempeño estratégico, comercial y operacional:
 - El índice promedio de pérdida de energía para los últimos doce meses refleja un crecimiento de 0,05 puntos, producto de mayores pérdidas técnicas por recuperación de la demanda de energía y mayor propensión de fraude en ciertas localidades. Frente a ello, se ha incrementado el número de inspecciones técnicas, nuevas campañas de

focalización, normalización de usuarios con conexión directa a la red y la habilitación de puntos de medida que permiten identificar zonas críticas con altos volúmenes de fraude.

- El número total de clientes se incrementó 2,7%.
- Se alcanzó una disminución de 15,8% en la frecuencia en las interrupciones del servicio por cliente (SAIFI) y del 22% en la duración de dichas interrupciones (SAIDI), gracias a la ejecución del plan de inversión focalizado en mantenimiento eléctrico, proyectos de telecontrol y modernización de la red a pesar de los importantes retos que representaron las altas precipitaciones en la zona de influencia y que han estado por encima del promedio.
- Desempeño Financiero acumulado 9M:
 - Aumento en los ingresos operacionales de 10,8% explicados por: i) mayores ingresos por la incorporación de nuevos activos a la base regulatoria, resultado de la importante ejecución del plan de inversión enfocado en el mejoramiento de la calidad del servicio y transformación de la red; ii) crecimiento del 6,7% acumulado año en la demanda de energía en el área de influencia, impulsado por la reactivación económica de los segmentos comercial e industrial; iii) actualización del cargo de distribución por efecto del IPP al cual se encuentra indexado el componente de remuneración; iv) mejor comportamiento de productos de valor agregado por la entrada en operación de los cuatro patios de recarga para los buses eléctricos del Sistema Integrado de Transporte Público (SITP) y un mayor margen en la factura del servicio de aseo por entrada de nuevos operadores en Bogotá y Cundinamarca. Lo anterior fue parcialmente compensado por: i) mayor actividad del mercado en términos de fraudes registrados que ha impactado el resultado de las pérdidas reales de energía; y ii) menor margen en tarjetas de crédito, debido a una mayor provisión de cartera por efecto del comportamiento de la tasa de morosidad de clientes.
 - Los costos fijos presentan una reducción del 1,2% gracias al programa de eficiencias implementado y a los resultados de las inversiones que han permitido disminuir las fallas en las redes.
 - El EBITDA aumentó 9,2% y la utilidad neta creció 14,0%, cerrando en COP 1.537 mil mm y COP 658 mil mm respectivamente.
 - Incremento en la deuda neta financiera en 32,0%, como resultado del ambicioso plan de inversiones que adelanta la compañía y que genera nuevas necesidades de financiamiento a lo largo del año.
 - Codensa realizó inversiones por COP 658.097 mm, enfocadas en la modernización y mantenimiento de la infraestructura de distribución, el telecontrol, la repotenciación de subestaciones y la ampliación de la capacidad de las líneas de circuitos, con el objetivo de viabilizar la atención de la nueva demanda y la conexión de nuevos clientes en baja media y alta tensión.

Tabla N°27 – Panorámica general Codensa

	Sep-21
Número de clientes	3.681.282
Participación de mercado	21%
Demanda energía nacional (Gwh)	54.913
Demanda zona Codensa (Gwh)	11.681
Índice de pérdidas	7,6%
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51,5% (36,4% ordinarias; 15,1% preferenciales sin derecho a voto)


Tabla N°28 – Indicadores financieros Argo

(BRL mm)	3Q20	3Q21	Var %	
Ingresos	313	298	-	4,8
EBITDA	259	275		6,3
Margen EBITDA	82,7%	92,4%		9,7 pp
Utilidad neta	132	129	-	2,2
Margen Neto	42,3%	43,5%		1,2 pp

- Argo firmó un contrato de compraventa con RIALMA ADMINISTRAÇÃO E PARTICIPAÇÕES SA, para la compra de la totalidad del capital social de RIALMA TRANSMISSORA DE ENERGIA III SA. (Rialma III). Rialma III es la empresa ganadora del Lote 30 de la subasta 005/2016 realizada por ANEEL en abril de 2017, la concesión se encuentra en los estados de Ceará y Piauí y consiste en la construcción y operación de 312 km de línea en 500kv – C1.


PROMIGAS
Tabla N°29 – Indicadores financieros Promigas

(COP mm)	3Q20	3Q21	Var %	Sep-20	Sep-21	Var %
Ingresos	1.034.001	1.314.545	27,1	3.201.074	3.731.763	16,6
EBITDA	388.820	509.792	31,1	1.124.223	1.474.272	31,1
Margen EBITDA	37,6%	38,8%	1,2 pp	35,1%	39,5%	4,4 pp
Utilidad operacional	324.873	392.088	20,7	943.135	1.213.060	28,6
Margen Operacional	31,4%	29,8%	-1,6 pp	29,5%	32,5%	3,0 pp
Utilidad neta	214.943	236.486	10,0	636.460	834.086	31,1
Margen neto	20,8%	18,0%	-2,8 pp	19,9%	22,4%	2,5 pp

- Desempeño estratégico, comercial y operacional:
 - Promigas recibió por tercer año consecutivo el reconocimiento por Buenas Prácticas de Desarrollo Sostenible de la Cámara de Comercio de Bogotá y la Red de Pacto Global Colombia, por el programa + Calidad de Vida, + Seguridad.
 - Surtigas se convirtió en la primera distribuidora de servicios públicos de la región Caribe, y la segunda en Colombia, en obtener la certificación Sello Equipares.
 - En alianza con Surtigas y el Centro Comercial Caribe Plaza, se inauguró una planta solar que generará 1,4 mm de kWh/año y cuya inversión superó los COP 3,8 mil mm.
- Desempeño Financiero:
 - La calificadora de riesgos Fitch Ratings afirmó las calificaciones nacionales de largo y corto plazo de Promigas en AAA(col) con Perspectiva Estable y F1+(col), respectivamente y la calificación internacional en 'BBB-' con Perspectiva Estable.

Tabla N°30 – Panorámica general Promigas
Sep-21

Red de gasoductos (Km)	3.288
Capacidad instalada - máxima (Mpcd)	1.153
Capacidad contratada (Mpcd)	886
Usuarios acumulados	5.317.117


Tabla N°31– Indicadores financieros CTM
(USD miles)

	3Q20	3Q21	Var %	Sep-20	Sep-21	Var %
Ingresos	53.597	53.038	- 1,0	154.890	158.263	2,2
Utilidad operacional	34.854	34.676	- 0,5	97.779	102.665	5,0
EBITDA	48.739	48.101	- 1,3	140.209	143.369	2,3
Margen EBITDA	90,9%	90,7%	- 0,2 pp	90,5%	90,6%	0,1 pp
Utilidad neta	16.519	16.338	- 1,1	44.536	47.331	6,3
Deuda neta / EBITDA	4,7x	5,3x				
EBITDA / Gastos financieros	3,8x	4,5x				

- El 27 de Jul-21, se realizó pago de dividendos por USD 47,8 mm proveniente de los resultados acumulados al 31 de diciembre de 2020.

Tabla N°32 – Panorámica general CTM
Sep-21

Demanda del mercado (Gwh)	4.508
Disponibilidad de la infraestructura (%)	100
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	71
Líneas de transmisión o Red (Km)	4.369


Tabla N°33 – Indicadores financieros REP
(USD miles)

	3Q20	3Q21	Var %	Sep-20	Sep-21	Var %
Ingresos	41.540	44.750	7,7	125.608	129.806	3,3
Utilidad operacional	20.566	21.530	4,7	62.075	64.245	3,5
EBITDA	31.045	32.050	3,2	93.420	95.759	2,5
Margen EBITDA	74,7%	71,6%	-3,1pp	74,4%	73,8%	-0,6pp
Utilidad neta	12.183	14.317	17,5	36.486	39.722	8,9
Deuda neta / EBITDA	2,2x	2,4x				
EBITDA / Gastos financieros	10,5x	10,7x				

- El 27 de Jul-21, anticiparon dividendos por USD 25,4 mm de utilidades generadas de enero a junio del 2021. Adicionalmente, se aprobó la distribución de parte de la prima suplementaria de capital por USD 25,0 mm.

Tabla N°34 – Panorámica general REP	Sep-21
Disponibilidad de la infraestructura (%)	100
Cuota de mercado (%)	28
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	67
Líneas de transmisión o Red (Km)	6.349


Tabla N°35– Indicadores financieros Vanti

<i>(COP mm)</i>	3Q20	3Q21	Var %	Sep-20	Sep-21	Var %
Ingresos	686.540	770.744	12,3	1.982.036	2.169.431	9,5
Utilidad operacional	86.092	110.976	28,9	242.237	269.929	11,4
EBITDA	95.352	120.630	26,5	279.744	303.506	8,5
Margen EBITDA	13,9%	15,7%	1,8pp	14,1%	14,0%	-0,1pp
Utilidad neta	67.556	82.947	22,8	197.768	221.477	12,0
Deuda neta / EBITDA UDM	1,5x	1,5x				
EBITDA / Gastos financieros UDM	4,3x	3,7x				

- El 19 Ago-21 se pagó la segunda cuota de cuatro de dividendos del año 2020.

Tabla N°36 – Panorámica general Vanti	Sep-21
Volumen de ventas (Mm3)	1.744
Número de clientes	2.402.566
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%

Anexo: Estados Financieros

Tabla N°37 – Estados Consolidados de Resultados Trimestrales

<i>COP mm</i>	3Q20	3Q21	Var \$	Var %
Distribución de gas natural	598.617	773.697	175.080	29,2
Transporte de gas natural	410.469	369.611	-40.858	-10,0
Transmisión de electricidad	167.880	177.235	9.355	5,6
Distribución de electricidad	90.660	99.803	9.143	10,1
Total ingresos	1.267.626	1.420.346	152.720	12,0
Distribución de gas natural	-427.586	-556.400	-128.814	30,1
Transporte de gas natural	-145.521	-139.537	5.984	-4,1
Transmisión de electricidad	-59.520	-57.287	2.233	-3,8
Distribución de electricidad	-53.754	-58.059	-4.305	8,0
Total costos	-686.381	-811.283	-124.902	18,2
Utilidad bruta	581.245	609.063	27.818	4,8
Gastos administrativos y de operación	-154.085	-192.210	-38.125	24,7
Otros ingresos (gastos), neto	18.597	42.055	23.458	126,1
Resultado de actividades operacionales	445.757	458.908	13.151	3,0
Ingresos financieros	9.123	25.753	16.630	182,3
Gastos financieros	-161.453	-175.354	-13.901	8,6
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	-60.689	-15.108	45.581	-75,1
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	376.002	558.518	182.516	48,5
Ganancia antes de impuestos	608.740	852.717	243.977	40,1
Gasto por impuesto corriente	-59.636	-106.193	-46.557	78,1
Gasto por impuesto diferido	-43.852	-295	43.557	-99,3
Utilidad neta	505.252	746.229	240.977	47,7
Participación Controladora	478.973	710.381	231.408	48,3
Participación no Controladora	26.279	35.848	9.569	36,4

Tabla N°38 – Estados Consolidados de Resultados Acumulados

<i>COP mm</i>	Sep-20	Sep-21	Var \$	Var %
Distribución de gas natural	1.712.297	2.112.067	399.770	23,3
Transporte de gas natural	1.244.137	1.061.569	-182.568	-14,7
Transmisión de electricidad	498.856	511.146	12.290	2,5
Distribución de electricidad	290.014	299.384	9.370	3,2
Total ingresos	3.745.304	3.984.166	238.862	6,4
Distribución de gas natural	-1.200.667	-1.492.829	-292.162	24,3
Transporte de gas natural	-446.574	-393.494	53.080	-11,9
Transmisión de electricidad	-165.434	-165.191	243	-0,1
Distribución de electricidad	-170.018	-174.835	-4.817	2,8
Total costos	-1.982.693	-2.226.349	-243.656	12,3
Utilidad bruta	1.762.611	1.757.817	-4.794	-0,3
Gastos administrativos y de operación	-532.131	-555.915	-23.784	4,5
Otros ingresos (gastos), neto	71.082	103.898	32.816	46,2
Resultado de actividades operacionales	1.301.562	1.305.800	4.238	0,3
Ingresos financieros	65.918	61.440	-4.478	-6,8
Gastos financieros	-501.969	-493.167	8.802	-1,8
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	-72.663	-124.973	-52.310	72,0
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	1.191.075	1.509.589	318.514	26,7
Ganancia antes de impuestos	1.983.923	2.258.689	274.766	13,8
Gasto por impuesto corriente	-306.418	-294.593	11.825	-3,9
Gasto por impuesto diferido	91.805	3.630	-88.175	-96,0
Utilidad neta	1.769.310	1.967.726	198.416	11,2
Participación Controladora	1.694.345	1.867.641	173.296	10,2
Participación no Controladora	74.965	100.085	25.120	33,5

Tabla N°39 – Estados Consolidados de Situación Financiera

<i>COP mm</i>	Sep-20	Sep-21	Var \$	Var %
ACTIVOS				
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.233.742	2.226.466	-7.276	-0,3
Inversiones	4.214	81.102	76.888	1.824,6
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.346.077	1.224.777	-121.300	-9,0
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	548.252	610.760	62.508	11,4
Inventarios	254.322	220.220	-34.102	-13,4
Activos por impuestos	181.827	292.698	110.871	61,0
Operaciones de coberturas	0	81.656	81.656	100,0
Otros activos no financieros	56.801	71.363	14.562	25,6
Activos clasificado como mantenidos para la venta	181.727	181.717	-10	0,0
Total activos corrientes	4.806.962	4.990.759	183.797	3,8
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	9.676.597	9.526.106	-150.491	-1,6
Propiedades, planta y equipo	13.050.916	13.264.560	213.644	1,6
Activos por derecho de uso	59.242	55.239	-4.003	-6,8
Propiedades de inversión	29.833	30.125	292	1,0
Inversiones	10.088	10.013	-75	-0,7
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	193.972	274.597	80.625	41,6
Crédito mercantil	315.982	284.776	-31.206	-9,9
Activos intangibles	5.784.602	6.049.078	264.476	4,6
Activos por impuestos	114.607	104.958	-9.649	-8,4
Activos por impuestos diferidos	1.180	1.603	423	35,8
Otros activos no financieros	21.913	21.790	-123	-0,6
Total activos no corrientes	29.258.932	29.622.845	363.913	1,2
Total activo	34.065.894	34.613.604	547.710	1,6
PASIVOS Y PATRIMONIO				
PASIVOS CORRIENTES				
Obligaciones financieras	845.281	451.344	-393.937	-46,6
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	1.149.101	2.088.056	938.955	81,7
Obligaciones por arrendamientos	27.463	14.533	-12.930	-47,1
Cuentas por pagar a partes relacionadas	111.601	0	-111.601	-100,0
Instrumentos financieros derivados de cobertura	58.338	187.531	129.193	221,5
Beneficios a empleados	111.983	119.115	7.132	6,4
Provisiones	51.835	64.900	13.065	25,2
Ingresos recibidos por anticipados	27.000	18.503	-8.497	-31,5
Pasivo por impuestos	256.014	259.735	3.721	1,5
Otros pasivos no financieros	148.367	68.897	-79.470	-53,6
Total pasivos corrientes	2.786.983	3.272.614	485.631	17,4
PASIVOS NO CORRIENTES				
Obligaciones financieras	13.872.467	13.942.381	69.914	0,5
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	14.261	30.313	16.052	112,6
Obligaciones por arrendamientos	33.922	41.578	7.656	22,6
Pasivos por impuestos	0	269	269	100,0

Beneficios a empleados	153.383	149.026	-4.357	-2,8
Provisiones	277.842	400.524	122.682	44,2
Ingresos recibidos por anticipados	54.985	54.829	-156	-0,3
Pasivos por impuestos diferidos	1.827.115	2.061.750	234.635	12,8
Otros pasivos no financieros	21.565	19.951	-1.614	-7,5
Total pasivos no corrientes	16.255.540	16.700.621	445.081	2,7
Total pasivos	19.042.523	19.973.235	930.712	4,9
PATRIMONIO				
Capital emitido	492.111	492.111	0	0,0
Prima en colocación de acciones	837.799	837.799	0	0,0
Reservas	4.070.324	4.078.312	7.988	0,2
Resultados acumulados	5.449.206	5.372.512	-76.694	-1,4
Otro resultado integral	3.655.971	3.359.337	-296.634	-8,1
Total patrimonio de la controladora	14.505.411	14.140.071	-365.340	-2,5
Participación no controlada	517.960	500.298	-17.662	-3,4
Total patrimonio	15.023.371	14.640.369	-383.002	-2,5
Total pasivo y patrimonio	34.065.894	34.613.604	547.710	1,6

Tabla N°40 – Estados Consolidados de Flujo de Efectivo

<i>COP mm</i>	Sep-20	Sep-21	Var \$	Var %
FLUJOS DE EFECTIVO DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:				
Utilidad consolidada del periodo	1.769.310	1.967.726	198.416	11,2
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:				
Impuesto corriente y diferido reconocido en resultados	214.613	290.963	76.350	35,6
Utilidad método de participación en asociadas y negocios conjuntos	-1.191.075	-1.509.589	-318.514	26,7
Gastos financieros	501.969	493.167	-8.802	-1,8
Ingresos financieros	-65.918	-61.440	4.478	-6,8
Depreciación y amortización	495.628	506.059	10.431	2,1
Pérdida en venta o baja de activos fijos	872	5.464	4.592	526,4
Diferencia en cambio	72.814	124.973	52.159	71,6
Provisiones (recuperaciones), neto	55.959	28.860	-27.099	-48,4
	1.854.172	1.846.183	-7.989	-0,4
CAMBIOS NETOS EN ACTIVOS Y PASIVOS DE LA OPERACIÓN:				
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-104.762	-35.813	68.949	-65,8
Inventarios	-4.353	22.190	26.543	-609,8
Otros activos no financieros	-22.339	-28.031	-5.692	25,5
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	107.504	-48.643	-156.147	-145,2
Beneficios a empleados	-28.105	-10.774	17.331	-61,7
Provisiones	-27.018	-43.109	-16.091	59,6
Otros pasivos	-100.141	-40.954	59.187	-59,1
Pasivos por derechos de uso	-17.757	21.652	39.409	-221,9
Intereses por derechos de uso	-1.190	632	1.822	-153,1
Impuestos pagados	-325.489	-427.444	-101.955	31,3
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	1.330.520	1.255.889	-74.631	-5,6
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:				
Capitalizaciones a empresas asociadas	0	-8.531	-8.531	100,0
Adquisición de participación no controlada	0	-13.408	-13.408	100,0
Reducciones de capital negocios conjuntos	0	14.178	14.178	100,0
Consideración pagada en la adquisición de negocios conjuntos	-1.366.929	0	1.366.929	-100,0
Dividendos recibidos	749.496	1.623.262	873.766	116,6
Producto de la venta de activos fijos	3.084	169	-2.915	-94,5
Intereses recibidos	39.055	33.650	-5.405	-13,8
Inversiones en activos financieros	22.462	522.536	500.074	2.226,3
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-369.458	-488.317	-118.859	32,2
Adquisición de activos intangibles	-218.948	-410.989	-192.041	87,7

Flujo neto de efectivo usado en actividades de inversión	-1.141.239	1.272.550	2.413.789	-211,5
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:				
Dividendos pagados	-642.690	-988.097	-345.407	53,7
Intereses pagados	-507.497	-421.898	85.599	-16,9
Préstamos recibidos	4.745.552	894.729	-3.850.823	-81,1
Préstamos pagados	-2.498.242	-655.446	1.842.796	-73,8
Flujo neto de efectivo provisto por (usado) en actividades de financiación	1.097.123	-1.170.712	-2.267.835	-206,7
Incremento (disminución) neto de efectivo	1.286.404	1.357.727	71.323	5,5
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo mantenida bajo moneda extranjera	177.981	17.507	-160.474	-90,2
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO	769.357	851.232	81.875	10,6
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO	2.233.742	2.226.466	-7.276	-0,3



Grupo Energía Bogotá

 @GrupoEnergiaBog

 @GrupoEnergiaBogota

 /GrupoEnergiaBogota

 Grupo Energía Bogotá

www.grupoenergiabogota.com

