

Informe de Resultados 3Q20

3Q

2019 - 2020

Ingreso operacional (-1,6%)

COP 1.288.733 mm COP 1.267.626 mm

EBITDA (+4,6%)

COP 580.386 mm COP 607.085 mm

Utilidad neta ⁽¹⁾ (-3,2%)

COP 494.744 mm COP 478.973 mm

Nota

3Q19: 1ro de julio al 30 de septiembre de 2019

3Q20: 1ro de julio al 30 de septiembre de 2020

(1) Utilidad neta - participación controladora.

GEB

- Fitch afirmó calificaciones del GEB en “BBB” y “AAA (col)”, perspectiva estable.
- Prepagos de créditos: i) Parcial Sindicado GEB – USD 200 mm y ii) Corto plazo – COP 403.854 mm.
- UPME adjudicó al GEB construcción de la línea de transmisión Río Córdoba - Bonda 220 kv, refuerzo de red del STN (30 km).
- *Ranking Fortune Change the World 2020*: GEB – Energía para la Paz ocupó el puesto 12 entre 53 iniciativas mundiales.
- **Posterior al trimestre:**
 - ✓ Jorge Tabares es nombrado vicepresidente financiero del GEB desde 9-nov-20.
 - ✓ Pago 2da cuota dividendos por COP 642.682 mm.
 - ✓ *Interest rate swap* sobre USD 300 mm de crédito externo, a una tasa fija del 3,3514% anual.
 - ✓ Recomposición índice COLCAP: GEB mantiene posición 4 con 9,06% (vs. 8,75% en rebalanceo anterior).
 - ✓ Reconocimiento IR-BVC: Renovación por 7º año consecutivo y cumplimiento del 98% (vs. 93% en 2019).
 - ✓ Ministerio de Trabajo otorgó al GEB el Sello Plata Equipares.

TGI

- Política Comercial Transitoria vigente hasta el 30-sep-20 (Resolución CREG 042-2020).
- Moody’s afirmó calificación del Bono en Baa3, perspectiva estable.
- Fitch afirmó calificación en BBB, perspectiva estable.
- Res. CREG 155-2020: Proyecto de resolución para el cálculo del WACC.
- **Posterior al trimestre:**
 - ✓ Mónica Contreras es nombrada presidenta de la compañía desde el 19-oct-20.
 - ✓ Segundo pago de dividendos por COP 185.846 mm.
 - ✓ Regulación: i) C.E. UPME 044-2020 - Publicación DSI Infraestructura de importación de gas del Pacífico; ii) Res. MME 40304-2020 - Adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural; y iii) Res. CREG 160-2020 - Proyecto de norma para remuneración del servicio de transporte de gas natural.

Cálida

- Superó el millón de usuarios, llegando a 1.006.606.
- Crédito de largo plazo con IDB Invest por USD 100 mm, desembolsado a la fecha USD 80 mm, vencimiento 2028 (Libor 6M + 2,10 hasta 2024 y en adelante Libor 6M + 2,35%), para expansión de la red y conexión de más de 180.000 nuevos usuarios.
- Moody’s afirmó calificación en Baa2, perspectiva estable.
- **Posterior al trimestre:** Class & Asociados y Moody’s Local ratificaron calificaciones AAA y AAA.pe respectivamente.



Mensaje del presidente

Buenos días para todos, para mí es un privilegio compartir hoy con ustedes los resultados alcanzados durante el tercer trimestre de 2020, en medio de un entorno económico complejo, ante el cual el Grupo Energía Bogotá pudo demostrar una vez más su capacidad para generar mejores resultados tanto en términos de EBITDA como de utilidad operacional; desafiándonos como negocio a ser más innovadores, generando mayor eficiencias y potencializando nuestra solidaridad con nuestros colaboradores y todas las comunidades donde operamos.

La pandemia del Covid-19 ha sido muy dolorosa por el impacto que ha causado en millones de personas; sin embargo, me da mucho gusto informar que el GEB ha garantizado el 100% de funcionamiento de nuestras operaciones y continúa comprometido con el crecimiento del negocio en los países donde operamos, priorizando la protección de la vida, entendiendo que seguridad es “primero y siempre”. A la fecha, estamos listos con el programa de retorno a las sedes administrativas garantizando la adecuación de nuestros lugares de trabajo, así como la incorporación de nuevos esquemas flexibles para hacer del GEB uno de los mejores lugares para trabajar.

Hemos realizado seguimiento al riesgo sistémico de cartera de cada país y sector, para definir las acciones oportunas, y estamos monitoreando de manera permanente con autoridades y gremios los proyectos y modificaciones a la normatividad, gestionando, en la medida de lo posible, impactos sobre la liquidez y las condiciones comerciales en las compañías del Grupo.

Quisiera destacar que, durante el tercer trimestre del año, la calificadora de riesgo Fitch ratificó las calificaciones tanto para el GEB como para su filial TGI en BBB, con perspectiva estable. Igualmente, Moody's ratificó la calificación del Bono TGI en BAA3, para la filial Cálida en BAA2, también con perspectiva estable, y la filial Electro Dunas que prepara en Perú su primera emisión de Bonos locales han sido calificados AAA por Apoyo&Asociados y Class/ Asociados. GEB mantiene la cuarta posición del Índice Colcap con 9,06%. En Guatemala, nuestra filial Trecca ha logrado avanzar en los acuerdos con el Gobierno y ya han certificado la vigencia del contrato de la ejecución de obras de Transmisión, los documentos finales que amplían los plazos por unos 48 meses estarán listos hacia final de año. Por último y no siendo menos importante, comprometidos con continuar avanzando en los programas de diversidad, fuimos reconocidos por el Ministerio de Trabajo, con el sello plata Equipares, distinción que nos llena de satisfacción y nos invita a continuar implementando, desarrollando y potencializando iniciativas que garanticen que el Grupo Energía Bogotá, sea un referente en la inclusión social y de género de la región. Mónica Contreras, la presidenta de TGI, liderará por parte del Grupo el proceso de búsqueda y selección de mujeres para incluirnos en la iniciativa del Club del 30%, que busca enriquecer las juntas directivas y fortalecer el gobierno corporativo del Grupo incluyendo un mínimo del 30% de mujeres en todas sus juntas. La diversidad y creación de oportunidades para todos es prioritaria para nosotros.

Estamos convencidos y con gran optimismo de que para el Grupo y el sector las implicancias de la situación generada a raíz del COVID, significa un fortalecimiento en la forma como operábamos y nos transforma a ser cada día más ágiles y mejores, como empresa y como individuos comprometidos con la sociedad.

En la energía es donde está el futuro; y como Grupo, tenemos la responsabilidad de entender el entorno, continuar avanzando en la jornada de transformación que nos hemos propuesto, y apostar a una matriz energética cada día más limpia. El sector energético se convierte en una gran oportunidad para crecimiento económico de la región.

Presento a continuación los principales resultados financieros y operacionales de la compañía, gracias por su presencia en este espacio.

Juan Ricardo Ortega

Presidente Grupo Energía Bogotá



Resultados Financieros

Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), de los estados financieros comparativos del 3Q19 y del 3Q20. Las cifras 2019 corresponden a los estados financieros re-expresados.

Ingresos actividades operacionales

Los ingresos del 3Q20 alcanzaron COP 1,3 bn, una disminución del 1,6% frente al 3Q19, como consecuencia de diversos efectos mixtos en las líneas de negocio, originados por la pandemia COVID-19.

Distribución de gas natural: -15,2%; -COP 107.223 mm

▶ Cálida (-23,8%; -USD 45,7 mm):

- Disminución en ingresos por ampliación de la red (-USD 20,3 mm) e instalaciones internas (-USD 9,8 mm) por una menor ejecución de obras constructivas.
- Reducción en ingresos *Pass through* - gas y transporte – (-USD 5,3 mm) y de distribución de gas natural (-USD 2,9 mm) por la contracción en la demanda de clientes, principalmente estaciones de gas natural vehicular.
- Menores ingresos por otros servicios (-USD 7,4 mm).
- El efecto cambiario en la consolidación contribuyó positivamente, reduciendo la variación negativa real de los ingresos en cerca de un 40%.

Transporte de gas natural: +7,0%; +COP 27.001 mm

▶ TGI (-4,9%; -USD 5,7 mm):

- Los ingresos por capacidad correspondientes a cargos fijos en USD y AO&M (92,9% de los ingresos totales) disminuyeron USD 3,6 mm (-3,4%) entre el 3Q19 (USD 105,9 mm) y el 3Q20 (USD 102,2 mm), lo cual es explicado por los siguientes factores:
 1. Los cargos fijos en USD cayeron USD 2,8 mm (-4,0%) como consecuencia de la aplicación de la política comercial, que impactó estos cargos en aproximadamente USD 9,5 mm. Este efecto fue parcialmente contrarrestado por los ingresos adicionales generados por la entrada en operación en enero de 2020 del Loop Puerto Romero - Vasconia (Cusiana Fase IV), que aportó 46 MPCD y durante el tercer trimestre del año representó ingresos por cargos fijos de USD 5,0 mm.
 2. Los cargos fijos por AO&M, que se remuneran en COP, ascendieron a COP 126.625 mm en 3Q20 (+9,9%), impulsados por los ingresos adicionales por cargos fijos AO&M de Cusiana Fase IV (COP 6.310 mm). Sin embargo, expresados en USD disminuyeron USD 0,8 mm (-2,3%), debido a una mayor TRM promedio que tuvo un efecto negativo de re-expresión de COP a USD por aproximadamente USD 3,8 mm.
- Los cargos variables (5,2% de los ingresos totales) disminuyeron USD 2,6 mm (-31,2%) entre 3Q19 (USD 8,3 mm) y 3Q20 (USD 5,7 mm), debido principalmente a un menor volumen promedio transportado por efecto del aislamiento que afectó la demanda de gas natural en los diversos sectores. El volumen promedio transportado en 3Q20 fue 447,3 MPCD vs. 490,7 MPCD en 3Q19 (-8,8%). Lo anterior derivó en que algunos agentes con diversos contratos (con diferentes parejas de cargo), utilizaran más sus contratos con pareja 100-0 que aquellos que tienen una componente variable.
- Los ingresos operacionales no regulados, clasificados como servicios complementarios (1,9% de los ingresos totales), ascendieron a USD 2,1 mm vs. USD 1,6 mm en 3Q19 (+33,0%), principalmente por mayor facturación en servicios de parqueo.
- El efecto cambiario en la consolidación contrarrestó de manera importante la caída real de los ingresos.



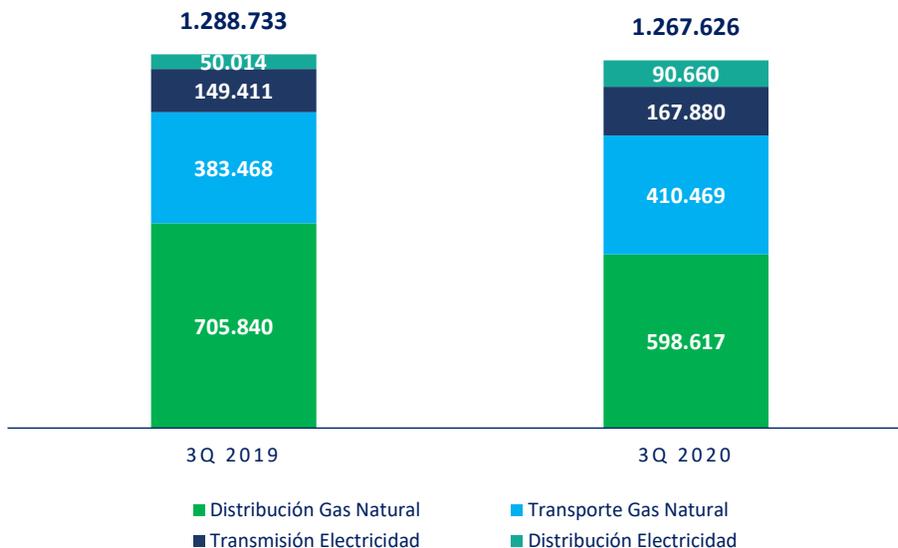
Transmisión electricidad: +12,4%; +COP 18.469 mm

- ▶ Los ingresos de esta línea de negocio crecieron a través del GEB individual, principalmente por:
 - Activos de convocatoria (+15,3%; +COP13.803 mm):
 1. UPME Tuluní: Genera ingresos desde nov-19 (adquisición jun-19) y representó COP 1.405 mm en los ingresos 3Q20.
 2. UPME Altamira STR: Operativo desde nov-19, generó ingresos por COP 558 mm en 3Q20.
 3. Por contribuciones (gravamen que se registra tanto en el ingreso como en el costo) se contabilizaron COP 20.595 mm en el 3Q20, +COP 598 mm respecto al 3Q19.
 4. La tasa de cambio tuvo un efecto positivo significativo sobre los ingresos por activos de convocatoria remunerados en dólares (+COP 10.214 mm, cerca del 74% de la variación en COP de estos activos).
 - Activos de uso (+3,8%; +COP 1.456 mm):
 1. Adquisición de la Subestación Betania (Huila): Genera ingresos desde dic-19 (adquisición may-19) y representó COP 958 mm en los ingresos 3Q20.
 2. La indexación natural de los activos de uso a los indicadores económicos, en este caso al IPP (Índice de Precios al Productor), representó un ingreso adicional de +COP 609 mm, del 3Q19 al 3Q20, teniendo en cuenta que el índice pasó de 121,5 a 123,3 respectivamente.

Distribución de electricidad: +81,3%; +COP 40.646 mm

- ▶ Grupo Dunas: Las cifras se contabilizan desde el 10 de agosto de 2019. Cabe resaltar que, tanto para ingresos como para costos y gastos, en distribución de electricidad se incluyen las cifras de Dunas Energía, PPC S.R.L y Cantalloc S.R.L.

Gráfica N°1 – Ingresos operacionales por línea de negocio (COP mm)



Costos actividades operacionales

Los costos de las actividades operacionales pasaron de COP 759.835 mm en 3Q19 a COP 686.381 en 3Q20, una disminución del 9,7% (-COP 73.454 mm). El comportamiento por cada una de las líneas de negocio fue el siguiente:

Distribución de gas natural: -14,8%; -COP 74.261 mm

- ▶ Cálidda (-25,2%; -USD 34,2 mm):
 - Caída de los costos asociados a la ampliación de la red (-USD 20,3 mm) e instalaciones internas (-USD 7,7 mm), en línea con la menor ejecución de obras constructivas.



- Reducción de los costos *Pass through* - gas y transporte – (-USD 5,3 mm), por menores volúmenes consumidos principalmente por estaciones de gas vehicular.
- En los costos se presenta un efecto cambiario en la consolidación similar al de los ingresos, en este caso reduciendo la variación real de los costos en aproximadamente 35%.

Transporte de gas natural: -13,2%; -COP 22.223 mm

▶ TGI (-8,2%; -USD 3,5 mm):

- Menor ejecución de costos de mantenimiento y reparaciones, así como menores costos de servicios personales y honorarios.
- Mantenimiento (-USD 2,3 mm, -40,8%):
 1. USD 1,2 mm correspondientes a mayores costos ejecutados en 2019, principalmente por instalación de cintas de refuerzo mecánico, obras mecánicas de reparación y cambios de revestimiento, para para el restablecimiento de la integridad mecánica de la tubería.
 2. USD 880 mil correspondientes a mayores costos ejecutados en 2019 por servicios de inspección y diagnóstico de la red de gasoductos, y por la ejecución de contratos de análisis y monitoreo de integridad mecánica, limpiezas internas de tubería, mantenimiento de superficies, entre otros.
 3. USD 220 mil correspondientes a mayores costos ejecutados en 2019 asociados a obras civiles y geotécnicas de los derechos de vía de los gasoductos propios de la compañía.

Transmisión de electricidad: +7,3%; +COP 4.069 mm

▶ Los costos de esta línea de negocio corresponden principalmente a GEB individual y tuvieron la siguiente dinámica en el 3Q20:

- Incremento en seguros (+COP 1.319 mm) por mayores primas en dólares y el efecto de la devaluación del peso.
- Mayor depreciación por proyectos que entraron operación (+COP 862 mm).
- Mayores amortizaciones de licencias y software, asociados a nuevos aplicativos (+COP 579 mm).
- Crecimiento de mantenimiento y reparaciones por nuevos costos de implementación de los protocolos de bioseguridad.

Distribución de electricidad: +54,5%; +COP 18.960 mm

▶ Grupo Dunas: Las cifras se contabilizan desde el 10 de agosto de 2019.

Como consecuencia de lo anterior, el resultado bruto creció 9,9%, pasando de COP 528.898 mm en 3Q19 a COP 581.245 mm en 3Q20, y cerró con un margen de 45,9% (vs. 41,0% en 3Q19).

Gastos administrativos

Pasaron de COP 180.489 mm en 3Q19 a COP 154.085 mm en 3Q20, una disminución del 14,6% (-COP 26.404 mm), como resultado principalmente de las siguientes variaciones en compañías controladas:

- ▶ TGI (-COP 13.879 mm) y Contugas (-COP 16.879): Principalmente por la revisión de la probabilidad de éxito de la causación de provisiones, lo cual representó un menor gasto por provisión en 3Q20.
- ▶ Grupo Dunas: Se contabilizaron COP 14.765 mm en 3Q20 vs. COP 5.828 mm en 3Q19.
- ▶ Efecto cambiario significativo sobre los gastos denominados en moneda extranjera en el proceso de consolidación.

Otros ingresos (gastos)

El saldo neto de esta cuenta es un ingreso por COP 18.597 mm, evidenciándose una disminución del 49,1% (-COP 17.916 mm) frente al 3Q19 (COP 36.513 mm), como resultado principalmente de:



- ▶ GEB Individual: En 3Q19 se registró una indemnización de COP 15.485 mm por Mocoa, rubro que no está presente en 3Q20.

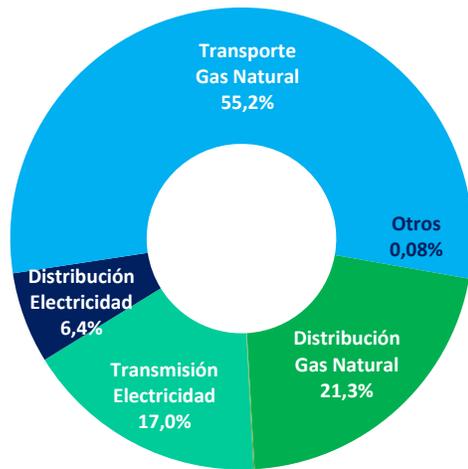
Resultado de las actividades operacionales

El mayor resultado bruto junto con los efectos positivos mencionados a nivel de gastos administrativos, y a pesar de la reducción de otros ingresos, ubicaron el resultado operacional del 3Q20 en COP 445.757 mm frente a COP 384.922 mm en 3Q19, un crecimiento del 15,8% y margen operacional del 35,2% (vs. 29,9% en 3Q19).

EBITDA consolidado ajustado

El EBITDA consolidado ajustado pasó de COP 580.386 mm en 3Q19 a COP 607.085 mm en 3Q20, un crecimiento del 4,6%, reflejando la rentabilidad y la sostenibilidad de la actividad operacional y del desarrollo de las diferentes líneas de negocio de la Compañía, aún en medio de la situación sin precedentes a nivel mundial generada por la COVID-19.

Gráfica N°2 – EBITDA consolidado por línea de negocio



Gráfica N°3 – EBITDA consolidado por segmento

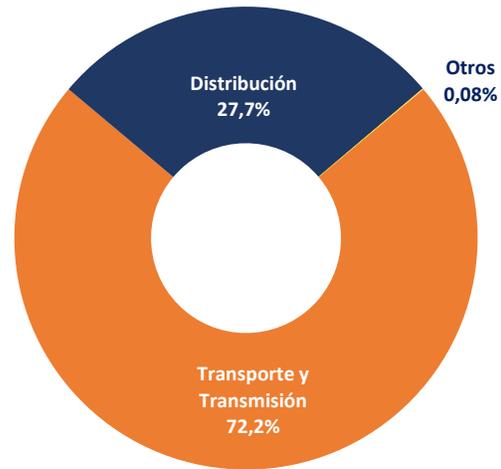


Tabla N°1 – EBITDA consolidado

	3Q 2019	3Q 2020	Var %
EBITDA (COP mm)	580.386	607.085	4,6%

Es importante resaltar lo siguiente para el trimestre:

- ▶ El 100% del EBITDA fue generado por las empresas controladas, teniendo en cuenta que en el 1Q se decretaron los dividendos por parte de las empresas no controladas.
- ▶ El 55,2% del EBITDA fue generado por TGI, el 19,2% por Cálidda y el 15,2% por GEB Individual, como las compañías más relevantes dentro del consolidado.
- ▶ Grupo Dunas aportó al EBITDA del 3Q20 COP 38.766 mm (6,4%).

Ingresos Financieros

Los ingresos financieros pasaron de COP 50.946 mm en 3Q19 a COP 9.123 mm en 3Q20, una variación de -82,1% (-COP 41.823 mm), respondiendo principalmente a:

- ▶ GEB Individual: En 3Q19 se registró una utilidad en valoración de operaciones de cobertura, rubro que no está presente en 3Q20.



Gastos Financieros

Los gastos financieros disminuyeron ligeramente, 4,1% (-COP 6.895 mm), pasando de COP 168.348 mm en 3Q19 a COP 161.453 mm en 3Q20, como resultado de los prepagos, sustituciones y reestructuraciones de deuda, así como menores tasas e índices de referencia para el endeudamiento a tasas variables.

Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio pasó de -COP 22.208 mm en 3Q19 a -COP 60.689 mm 3Q20, un crecimiento del gasto de 173,3% (+COP 38.481 mm). El gasto generado en el 3Q20 se debió principalmente al efecto de la tasa de cambio sobre la posición pasiva en moneda extranjera por la deuda del GEB Individual.

Método de Participación

Tabla N°2 – Método de participación

	3Q 2019 COP mm	3Q 2019 Part %	3Q 2020 COP mm	3Q 2020 Part %	Var \$	Var %
Emgesa	174.255	43,6%	123.140	32,7%	-51.115	-29,3%
Codensa	100.149	25,1%	99.809	26,5%	-340	-0,3%
Argo	0	0,0%	53.408	14,2%	53.408	100,0%
Promigas	34.725	8,7%	32.417	8,6%	-2.308	-6,6%
CTM	19.336	4,8%	24.623	6,5%	5.287	27,3%
REP	17.089	4,3%	18.179	4,8%	1.090	6,4%
Vanti	17.770	4,4%	16.889	4,5%	-881	-5,0%
Gebbras	34.479	8,6%	6.487	1,7%	-27.992	-81,2%
EMSA	1.552	0,4%	1.050	0,3%	-502	-32,3%
Total	399.355	100,0%	376.002	100,0%	-23.353	-5,8%

El método de participación del 3Q20 disminuyó COP 23.353 mm (-5,8%) frente al 3Q19, al pasar de COP 399.355 mm a COP 376.002 mm, resultado principalmente de: i) Reducción del 29,3% en Emgesa, por un ajuste en la declaración de renta del año 2003 presentada en su momento por Central Hidro-eléctrica de Betania, producto de la revisión efectuada por la autoridad tributaria con relación a la aplicación de las exenciones de la ley Páez vigentes para ese momento; ii) Caída del 81,2% en Gebbras, producto de la posición pasiva en USD y la devaluación del BRL frente al USD, que generaron un gasto representativo por diferencia en cambio; y iii) Efecto positivo importante por la contabilización de Argo.

En 3Q19 por método de participación se habían contabilizado COP 364.631 mm y en este año se reportan para el mismo período COP 399.355 mm, debido a la reclasificación contable de Promigas a inversiones en asociadas.

Impuestos

En cuanto al impuesto corriente, el gasto pasó de COP 91.996 mm en 3Q19 a COP 59.636 mm en 3Q20, una disminución del 35,2%. La variación corresponde principalmente al gasto por diferencia en cambio realizada en jul-20, que implicó la reversión del impuesto de renta acumulado a dicho periodo por COP 38.340 mm.

Por su parte, el gasto por impuesto diferido pasó de COP 28.182 mm a COP 43.852 mm en los periodos analizados, un aumento del gasto por +COP 15.670 mm, como consecuencia de:

- ▶ Registro del gasto en el GEB Individual por COP 28.602 mm e ingreso en TGI de COP 15.344 mm.
- ▶ Para GEB el impuesto diferido presenta una reversión en el trimestre por COP 91.738 mm, producto del prepagado de USD 200 millones del crédito sindicado; adicionalmente, la posición pasiva de la deuda generó en el periodo un ingreso por impuesto diferido de aproximadamente COP 63.136 mm por la devaluación presentada (TRM sep-19 COP 3.462,01 vs. TRM sep-20 COP 3.878,94).



- ▶ La deuda del GEB en moneda extranjera se incrementó al cierre de sep-20, respecto a sep-19, por la emisión del bono internacional (USD 400 mm) y el préstamo de Davivienda (USD 300 mm).
- ▶ Para TGI, la variación es un ingreso por impuesto diferido principalmente por el diferencial cambiario de los activos y pasivos en moneda extranjera por la devaluación presentada.

Utilidad neta

La utilidad neta consolidada del 3Q20 fue COP 505.252 mm, lo que corresponde a una disminución de 3,7% frente al mismo periodo de 2019 (COP 524.489 mm). La participación controladora se ubicó en COP 478.973 mm (-3,2%) y la no controladora se ubicó en COP 26.279 mm (-11,6%).

Perfil de deuda

Tabla N°3 – Clasificación de la deuda y ratios

	COP mm			
	sep-19	sep-20	Var \$	Var %
EBITDA UDM	2.961.107	3.637.568	676.461	22,8%
Deuda total neta	10.077.119	12.352.727	2.275.608	22,6%
Deuda total bruta	11.432.352	14.586.469	3.154.117	27,6%
Gastos financieros neto UDM	484.944	566.258	81.315	16,8%
Deuda total neta / EBITDA	3,4x	3,4x	0,0x	
EBITDA / Gastos financieros neto	6,1x	6,4x	0,3x	

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

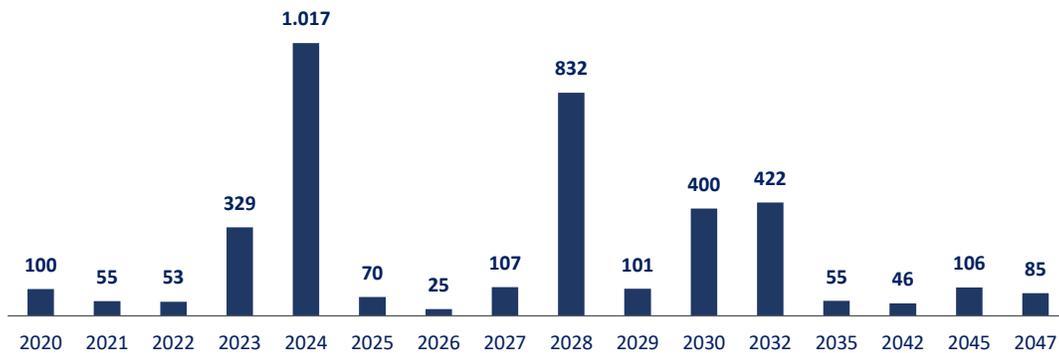
- ▶ Respecto al comportamiento del endeudamiento en cada una de las empresas que consolidan se destaca lo siguiente entre el cierre de sep-19 y sep-20:
 - GEB Individual:
 - ✓ Mar-20: Crédito Davivienda USD 300 mm (Adquisición Argo por USD 330 mm).
 - ✓ May-20: Emisión y colocación de un bono bajo regla 144A Reg S, USD 400 mm, vencimiento 2030 y cupón del 4,875% (Financiamiento del plan de inversiones 2020 – 2022).
 - ✓ May-20: Cobertura de tasa de interés - *Interest rate swap* sobre del crédito sindicado del GEB USD 500 mm; tasa fija del 2,056% anual.
 - ✓ Jun-20: Emisión y colocación del 1er lote de bonos de deuda pública interna COP 949.999,96 mm, tomando como referencia para la serie en UVR, la UVR vigente (25/06/2020) en la fecha de emisión (Refinanciación de obligaciones del GEB).
 - ✓ Jun-20: Cancelación de las obligaciones de corto plazo contratadas por el GEB entre jul y ago-19 por COP 900.000 mm.
 - ✓ Prepago de créditos de corto plazo tomados en abr-20: Jul-6, Banco de Bogotá por COP 33.854 mm; jul-17, Scotiabank Colpatria por COP 90.000 mm; sep-4, BBVA y Banco de Occidente por COP 280.000 mm.
 - ✓ Jul-22: Prepago parcial del crédito sindicado del GEB en USD 200 mm.
 - Cálidda:
 - ✓ Entre mar y abr-20 se tomaron préstamos de corto plazo por USD 81 mm, los cuales fueron repagados parcialmente en jun, jul y ago-20, cerrando sep-20 con un saldo de USD 32 mm.
 - ✓ Recibió en ago-20 la aprobación del IDB Invest de un crédito por USD 100 mm, desembolsado a la fecha USD 80 mm, con vencimiento en 2028 (Libor 6M + 2,10 hasta 2024 y en adelante Libor 6M + 2,35%), para financiar la expansión del sistema de distribución.
 - ✓ Sep-20: Prepago parcial por USD 26 mm del crédito con Scotiabank.
 - Trecca: Recibió nuevos desembolsos de corto plazo en jul y sep-20 por USD 5 mm cada uno con garantía del GEB.
 - EBBIS: mar-20, restructuración del crédito con Citibank por USD 45 mm, con vencimiento en Mar-25 (Plazo a 5 años) y tasa de Interés 5,40%.



- ▶ Efecto por conversión de los saldos en moneda extranjera a COP por las variaciones de la TRM:
 - TRM sep-19: COP3.462,0.
 - TRM sep-20: COP3.878,9.
- ▶ Posterior al trimestre:
 - Oct-1: Cobertura de tasa de interés (*Interest Rate Swap*), sobre el pago de intereses del crédito externo con Davivienda (vencimiento 2032), tasa de 3,3514% incluido el margen fijo (USD 300 mm).
 - Oct-13: Se aprobó en AGA Extraordinaria la garantía corporativa de GEB a las operaciones de financiamiento que lleve a cabo Trecca hasta por USD 110 mm.

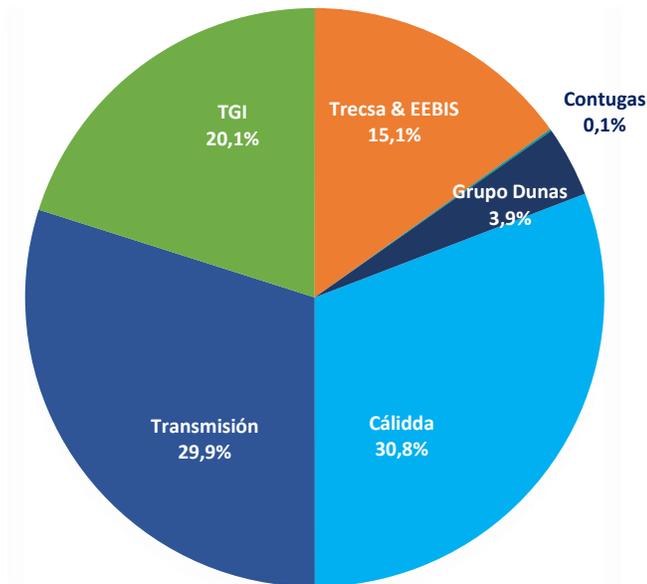
El Grupo alcanza a sep-20 un indicador Deuda Total Neta/EBITDA de 3,4x y de EBITDA/Gastos Financieros Neto de 6,4x, ubicándose dentro de los límites razonables de endeudamiento.

Gráfica N°4 – Perfil de la deuda sep-20 - USD 3.802,4 mm



CAPEX / Adquisiciones

Gráfica N°5 – CAPEX y adquisiciones 3Q 2020 – USD 60,7 mm





El CAPEX ejecutado fue USD 60,7 mm durante el 3Q20, concentrándose principalmente en Cálidda con el 30,8% (USD 18,7 mm), seguido por el Negocio de Transmisión con el 29,9% (USD 18,1 mm) y TGI con el 20,1% (USD 12,2 mm).

Tabla N°4 – CAPEX / Adquisiciones proyectado anual (USD mm)

Compañía	2019	2020 Ppto.	2021P	2022P	2023P	2024P	Total 2020P - 2024P
Transmisión	123	122	155	147	92	95	611
TGI	85	80	120	237	76	41	555
Cálidda	120	134	144	118	122	124	643
Contugas	4	3	0,5	15,8	0,2	0,2	20
Trecca y EEBIS	34	39	42	0,2	1,1	1,1	83
Grupo Dunas	4	25	19	21	34	20	119
Subtotal Filiales	371	402	481	539	326	282	2.030
Adquisiciones (Dunas, Argo)	260	330	0	0	0	0	330
Otros proyectos	0	30	30	30	30	30	150
Total	631	762	511	569	356	312	2.510

Línea de Negocio	2019	2020 Ppto.	2021P	2022P	2023P	2024P	Total 2020P - 2024P
Distribución	129	162	163	155	157	144	781
Transporte y Transmisión	502	570	318	385	169	137	1.579
Generación	0	30	30	30	30	30	150
Total	631	762	511	569	356	312	2.510

*Nota: De 2020 en adelante corresponde a proyecciones y se ajustan anualmente. No incorpora posibles retrasos en inversiones derivados de la COVID-19.

Prácticas ESG

Al finalizar 3Q20, el Grupo Energía Bogotá continuó consolidando su expansión en Colombia y en los países de América Latina donde tiene presencia, con base en los dos pilares de crecimiento definidos en el Plan Estratégico Corporativo, alineados con los factores ambientales, sociales y de gobernanza (ESG por su sigla en inglés), que direccionan la gestión de sostenibilidad a nivel global.

Environmental & Social

A continuación relacionamos los hechos relevantes durante el 3Q20:

- ▶ GEB recibió un nuevo reconocimiento por su programa Energía para la Paz al ser incluido por la revista de negocios Fortune en el puesto 12 entre 53 iniciativas mundiales en el ranking Change the World 2020 (<https://fortune.com/company/grupo-energia-bogota/change-the-world/>).
- ▶ GEB ocupó el puesto 75 en el ranking de las 100 empresas con mejor reputación en Colombia de Merco, ascendiendo 4 puestos. Así mismo, se ubicó en el puesto 4 del ranking del sector “Energía, Gas y Agua” (<https://www.merco.info/co/ranking-merco-empresas>).
- ▶ Cálidda ocupó la posición 17 en el ranking de las 100 empresas con mejor reputación en Perú de Merco, ascendiendo 7 puestos. Adicionalmente, logró ubicarse en el primer lugar del sector “Petróleo y Gas” (<https://www.merco.info/pe/ranking-merco-empresas>).
- ▶ GEB fue seleccionado como finalista de los Global Energy Awards de S&P Global Platts en la categoría de Responsabilidad Social Corporativa (<https://www.spglobal.com/platts/global-energy-awards/finalists>).



- ▶ Pacto Global y Alliance For Integrity, con el apoyo de UNODC Colombia, reconocieron al GEB y TGI por sus buenas prácticas de anticorrupción. Específicamente por la práctica del Canal Ético en el GEB para la gestión de reportes y conflictos de interés, y en TGI por el programa de Fortalecimiento de la cultura de transparencia e integridad, a través de la divulgación de los conceptos de Arquitectura de Control y del Programa de Ética y Cumplimiento (<https://www.pactoglobal-colombia.org/news/conozca-los-ganadores-del-reconocimiento-a-las-buenas-practicas-de-anticorrupcion-en-colombia.html>)

Governance

El GEB S.A. ESP ha desarrollado una estrategia de fortalecimiento del Gobierno Corporativo a través de la implementación de las mejores prácticas sobre la materia, en particular, de las medidas contenidas en el Código País y las recomendaciones de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).

De acuerdo con lo anterior, a continuación detallamos los hechos más relevantes en materia de Gobierno Corporativo que han tenido lugar en el 3Q20:

- ▶ La Administración de la Sociedad ha continuado con la aplicación del Protocolo para el Desarrollo de las Reuniones Virtuales de la Junta Directiva y sus Comités, como mecanismo de adaptación a las circunstancias derivadas de la emergencia, el cual ha permitido que haya continuidad ininterrumpida en las actividades y funciones previstas en los Planes Anuales de Trabajo de dichos órganos corporativos y una asistencia del 100% de los miembros que los conforman. Así mismo, se han adelantado los Comités para el seguimiento de la pandemia y los efectos sobre la Sociedad y sus filiales, tomando todas las acciones para mitigar sus efectos y garantizar la salud y seguridad de todos los colaboradores y contratistas del GEB.

Gestión de la COVID-19

Plan de Atención de la Emergencia Asociada a la Pandemia por COVID-19

En adición a las medidas y acciones descritas en el Informe de Resultados del 2Q 2020, que son de continua aplicación, durante el 3Q 2020 se llevaron a cabo las siguientes actividades:

- ▶ Establecimiento de comités semanales de seguimiento táctico desde septiembre.
- ▶ Simulacros de las condiciones de las sedes y visitas a los frentes de obra para verificar la implementación de los protocolos de bioseguridad.
- ▶ Seguimiento, contención y toma de medidas por los brotes que se han presentado en sede administrativa y contratistas de obras.
- ▶ Desarrollo de plan de retorno a sedes administrativas teniendo en cuenta variables relacionadas con infraestructura, condiciones físicas y psicológicas de los colaboradores, necesidades de las áreas y proyectos. Aplicación de alternancia según aforo.
- ▶ Se han cumplido de manera anticipada gran parte de las acciones de las etapas de recuperación y estabilización y en el agregado se ha dado cumplimiento de más del 90% en los indicadores de la etapa de atención, recuperación y estabilización.
- ▶ Se han diagnosticado las condiciones y acciones requeridas para avanzar en la implementación del teletrabajo y se definió la realización de piloto de implementación.
- ▶ A corte del 30-sep-20, los colaboradores de las filiales de Brasil, Guatemala, Perú y Colombia, que han resultado positivos son 241, con un porcentaje del 90% de recuperación y sin consecuencias para la salud y la vida. Así mismo, durante este periodo se ha hecho seguimiento diario a los colaboradores de las filiales y su núcleo familiar frente a las condiciones de salud por la pandemia, con una estrategia de acompañamiento desde talento humano.

Medidas para la Mitigación de Impactos Financieros

Las diferencias de caja generadas por la contracción de la demanda y el incremento en la morosidad, tanto a nivel del GEB como en sus principales subordinadas, se han venido manejando, obteniendo diferentes líneas de crédito de corto plazo o anticipando el financiamiento programado.

A continuación se relacionan algunas estimaciones relevantes, producto del análisis de escenarios financieros bajo la COVID-19:

- ▶ En la actualidad se tienen los siguientes requerimientos incrementales o de sustitución de crédito: Cálidda USD 80 mm (desembolso del IDB Invest en ago-20), y Trecca USD 15 mm (USD 10 mm desembolsados en jul y sep-20), que totalizan financiamientos por un agregado de USD 95 mm equivalentes (sin incluir prepagos). Adicionalmente, GEB contrató créditos de corto plazo en abr-20 por COP 403.854 mm, los cuales se prepararon en jul-20 (COP 123.854 mm) y sep-20 (COP 280.000 mm).
- ▶ Se espera que pueda existir un diferimiento de inversiones en las filiales controladas para 2020 cercano a 40% de lo presupuestado.
- ▶ La optimización de costos y gastos controlables se estima que tenga una disminución del 10% en promedio.
- ▶ La Compañía está analizando el efecto regulatorio de las resoluciones N°073-2020 y 092-2020 para el 2020 (contratos de gas y transporte), tanto en resultados como en el flujo de caja para Cálidda y Contugas.

Sobre el riesgo regulatorio, de manera permanente se monitorea y revisa, con diferentes autoridades y agremiaciones, los proyectos y modificaciones a la normatividad gestionando, en la medida de lo posible, impactos positivos sobre la liquidez y las condiciones comerciales en las compañías del Grupo.

Por otra parte, se monitorean las modificaciones o ampliaciones de la normatividad vigente expedida en el marco de la Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica. Así mismo, desde el GEB se ha venido haciendo seguimiento al Riesgo Sistémico de Cartera en cada país y sector para definir acciones oportunas al respecto.

Resultados Compañías Controladas



Tabla N°5 – Indicadores financieros seleccionados GEB Transmisión

	COP mm		
	3Q 2019	3Q 2020	Var %
Ingresos	144.044	145.078	0,7%
Utilidad bruta	102.568	99.788	-2,7%
EBITDA	103.349	99.632	-3,6%
Margen EBITDA	71,7%	68,7%	-3,1 pp
Utilidad operacional	91.286	91.640	0,4%

Tabla N°6 – Panorámica general GEB Transmisión

	3Q 2019	3Q 2020
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,94	99,96
Compensación por indisponibilidad (%)	0,0044	0,0029
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	100,0	100,0
Participación en la actividad de transmisión en (%)	20,3	21,2

Tabla N°7 – Estatus proyectos GEB Transmisión

	Avance	Ingresos Anuales Estimados (USD mm)	Fecha Oficial UPME*
Chivor II 230 kv	45,4%	5,5	4Q 2020
Tesalia 230 kv	82,9%	10,9	1Q 2021
Sogamoso Norte 500 kv	62,2%	21,1	4Q 2020
Refuerzo Suroccidental 500 kv	45,6%	24,4	4Q 2020
Ecopetrol San Fernando 230 kv	81,6%	6,0	4Q 2020
La Loma STR 110 kv	63,4%	7,0	3Q 2021
Colectora 500 kv	20,0%	21,5	4Q 2022
Membrillar Bolívar 230 kv	1,6%	3,4	2Q 2022
La Mina - La Loma 500 kv	5,2%	1,4	4Q 2021
Total		101,1	

*No incluye las prórrogas que se pueden generar posteriormente.

- ▶ GEB fue adjudicatario de la Convocatoria UPME 10 de 2019 Río Córdoba Bonda.
- ▶ Ministerio de Minas y Energía:
 - Resolución 40209: Se extiende la medida de diferimiento de pago de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible por redes.
 - Resolución 40206: Aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación (01/12/20) del proyecto UPME 03-2010 Subestación Chivor II y Norte 230 kV.
 - Resolución 40219: Aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación (28/02/21) del proyecto UPME 05-2009 Subestación Quimbo (Tesalia) 230 kV.
 - Resolución 40286: Aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación (08/09/21) del proyecto UPME STR 13-2015 Subestación La Loma 110 kV.
 - Resolución 40205: Rechazó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto UPME STR 05-2017 Segundo transformador Altamira 230/115 kV.
- ▶ La CREG expidió el proyecto de Resolución 155 de 2020, por la cual se ordena hacer público el procedimiento para el cálculo de la tasa de descuento aplicable en las metodologías tarifarias que expide la CREG para las actividades reguladas.


Tabla N°8 – Indicadores financieros seleccionados TGI

	USD miles		
	3Q 2019	3Q 2020	Var %
Ingresos	115.690	110.011	-4,9%
Utilidad operacional	64.264	66.147	2,9%
EBITDA	88.534	86.680	-2,1%
Margen EBITDA	76,5%	78,8%	2,3 pp
Utilidad neta	35.766	33.136	-7,4%
Deuda total bruta / EBITDA	3,2x	3,3x	0,04x
EBITDA / Gastos financieros	4,1x	5,0x	0,9x
Calificación crediticia internacional:			
Fitch – Calificación Corporativa – Sep. 29 20:	BBB, estable		
Moody's – Calificación Bono – Jul. 24 20:	Baa3, estable		



- ▶ Desempeño Estratégico, Comercial y Operacional:
 - Mónica Contreras es nombrada presidenta de la compañía desde el 19 de octubre de 2020.
 - Política Comercial Transitoria vigente hasta el 30-sep-20 (Resolución CREG 042-2020).
 - Incorporación de 463 vehículos dedicados y firma de un nuevo contrato con el sector térmico.
 - Reposición del Ramal Galán-Casabe-Yondó entró en operación el 26-ago-20.
 - Cusiana Fase IV ratifica entrada en operación del Loop Puente Guillermo la Belleza (4Q20) y Loop El Porvenir – Miraflores (1Q21).
- ▶ Desempeño financiero:
 - Moody's afirmó calificación del Bono en Baa3, perspectiva estable.
 - Fitch Ratings afirmó calificación en BBB, perspectiva estable.
 - Posterior al trimestre: i) Segundo pago de dividendos por COP 185,846 mm y ii) Pago del segundo cupón de los bonos por USD 21 mm.
- ▶ Actualización regulatoria (principales):
 - C.E. UPME 044-2020: Publicación DSI Convocatoria pública UPME GN NO. 01 –2020 - Infraestructura de importación de gas del Pacífico.
 - Res. MME 40304-2020: Adopta el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.
 - Res. CREG 155-2020: Proyecto de resolución para el cálculo de la tasa de descuento de las diferentes actividades reguladas por la CREG.
 - Res. CREG 160-2020: Proyecto de norma para establecer los criterios generales para remunerar el servicio de transporte de gas natural y otras disposiciones.

Tabla N°9 – Panorámica general TGI

	3Q 2019	3Q 2020	Var %
Volumen transportado – Promedio Mpcd	490,7	447,3	-8,8%
Capacidad contratada en firme – Mpcd	713	761	6,7%



Tabla N°10 – Indicadores financieros seleccionados Cálidda

	USD miles		
	3Q 2019	3Q 2020	Var %
Ingresos	192.278	146.585	-23,8%
Ingresos ajustados*	79.956	59.890	-25,1%
Utilidad operacional	37.966	31.230	-17,7%
EBITDA	45.932	39.868	-13,2%
Margen EBITDA – Ingresos	23,9%	27,2%	3,3 pp
Margen EBITDA – Ingresos ajustados	57,4%	66,6%	9,1 pp
Utilidad neta	22.300	17.711	-20,6%
Deuda / EBITDA	3,3x	4,1x	0,8x
EBITDA / Gastos financieros	7,7x	6,8x	-0,9x

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

- ▶ Durante el 3Q20 la compañía alcanzó los siguientes resultados operativos:
 - Conexión de 18.628 clientes, incrementando el acumulado hasta los 1.006.606 usuarios.
 - Construcción 304 km de redes de polietileno.
 - Facturación de 1.851 millones de metros cúbicos de gas (aprox. 711 Mpcd), generando USD 47,3 mm de ingresos de distribución.



- ▶ En julio se habilitaron 2 acometidas industriales (Corporación Damaris y Manufacturas Charbeltex).
- ▶ En ago-20, el IDB Invest desembolsó USD 80 millones. Los recursos están destinados a la expansión de la red de gas natural y la conexión de más de 180.000 nuevos usuarios entre el 2020 y el 2021.

Tabla N°11 – Panorámica general Cálidda

	sep-20
Cientes acumulados	1.006.606
Cientes potenciales	1.137.043
Extensión total de la red (Km)	11.842
Volumen facturado (Mpcd)	725
Penetración de la red (%)	89%



Tabla N°12 – Indicadores financieros seleccionados Contugas

	USD miles		
	3Q 2019	3Q 2020	Var %
Ingresos operacionales	20.931	17.509	-16,3%
Utilidad Bruta	11.022	8.360	-24,2%
Margen bruto	52,7%	47,7%	-4,9 pp
Utilidad operacional	-3.379	-845	-75,0%
EBITDA	6.699	5.242	-21,7%
Margen EBITDA	32,0%	29,9%	-2,1 pp
Utilidad neta	-5.604	-3.356	-40,1%

- ▶ Regulatorio – Resoluciones Osinergmin:
 - N°092-2020-OS/CD: Publicación del proyecto de resolución que modifica la norma de condiciones generales del servicio de distribución de gas natural y de la aplicación de las tarifas al usuario final.
 - Mandato particular de congelamiento de pliego tarifario: Aplicación a todas las categorías de consumidores, para abr-20 y may-20, hasta que se levante el Estado de Emergencia Nacional.
 - Mandato particular de reserva de capacidad: Facturación a todo consumidor de las categorías D y E, desde ene-16 en adelante, en función del volumen consumido y no por el volumen contratado.
 - N°1341-2020/DSR: Mandato particular de congelamiento de las tarifas.
 - N°910-2020-OS/DSR: Inicio de ejecución forzosa del mandato de reserva de capacidad.
- ▶ Comercial:
 - Refacturación de los meses de abril al 10 de junio en cumplimiento de mandato particular de congelamiento de tarifas (USD 1,3 mm sin incluir IGV).
 - Reinicio de instalaciones internas y habilitaciones residenciales.

Tabla N°13 – Panorámica general Contugas

	sep-20
Número de clientes	61.864
Volumen de ventas (Mpcd)	434
Volumen transportado (Mpcd)	4.338
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	161
Longitud de la red (km)	1.705


Tabla N°14 – Indicadores financieros seleccionados ElectroDunas

	USD miles
	3Q 2019
Ingresos	25.140
Utilidad Bruta	11.038
Margen Bruto	43,9%
Utilidad operacional	4.824
Margen operacional	19,2%
EBITDA	6.272
Margen EBITDA	24,9%
Utilidad neta	2.033

- ▶ En ago-20 se tiene una variación favorable respecto al presupuesto de 13% sobre el precio de venta unitario de Cts S/KHh, el cual pasa de PEN 47,7 a PEN 54,0, lo cual ayuda a reducir el impacto en KWh en dicho mes (se presupuestó una venta de 85.004 vs. 80.339 MWh real, producto de una menor demanda).
- ▶ La venta de energía en el área de concesión es 81.839 MWh, 3% por debajo del 3Q19, impactado por el Estado de Emergencia decretado por la COVID-19.

Tabla N°15 – Panorámica general ElectroDunas

	sep-20
Venta de Energía de ELD	756.799
Venta de energía a clientes propios (GWh)	507.415
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (GWh)	249.384
Compra de energía y generación propia (MWh)	597.307



- ▶ Los ingresos por el usufructo de las CT de Luren y Pedregal se generaron según el contrato en nuevos soles, motivo por el cual ya no se tienen efectos en la diferencia de cambio por dicho concepto.
- ▶ En ago-20, realizó la distribución de dividendos a sus accionistas por el importe de PEN 4 mm.

Tabla N°16 – Indicadores financieros seleccionados Perú Power Company

	USD miles
	3Q 2019
Ingresos	2.033
Utilidad operacional	1.526
Margen operacional	75,0%
EBITDA	1.939
Margen EBITDA	95,4%
Utilidad neta	958


Tabla N°17 – Indicadores financieros seleccionados Cantalloc

	USD miles
	3Q 2019
Ingresos	1.752
Utilidad operacional	-64
Margen operacional	-3,7%
EBITDA	-18
Margen EBITDA	-1,1%
Utilidad neta	-84

- ▶ Se realizó la devolución del préstamo obtenido por "Reactiva Perú" por USD 3,1 mm.


Tabla N°18 – Indicadores financieros seleccionados Trecsa

	USD miles		
	3Q 2019	3Q 2020	Var %
Ingresos	5.023	4.753	-5,4%
Utilidad bruta	3.888	3.155	-18,9%
EBITDA	2.257	1.971	-12,7%
Margen EBITDA	44,9%	41,5%	-3,5 pp
Utilidad neta	340	-1.187	-449,1%

- ▶ Se recibieron 3 licencias o avales de construcción en los Municipios de San Juan Sacatepéquez, Samayac y San Pedro La Laguna, que habilitan la construcción de la Subestación Nueva Guate Oeste (San Juan Sacatepéquez) y la Línea de Transmisión Sololá – Los Brillantes (Samayac y San Pedro La Laguna).
- ▶ Se obtuvo la resolución por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica que reconoce el peaje asociado a las obras del Proyecto Ampliación de la Subestación La Vega II.
- ▶ Se realizó el 3er. Foro de Transporte de Energía Eléctrica liderado por la compañía, el cual contó con la participación de las principales autoridades del sector eléctrico guatemalteco y con más de 650 asistentes.

Resultados Compañías No Controladas

Tabla N°19 – Indicadores financieros seleccionados Emgesa

	COP mm					
	3Q 2019	3Q 2020	Var %	sep-19	sep-20	Var %
Ingresos operacionales	1.113.311	1.090.787	-2,0%	3.065.180	3.228.018	5,3%
Margen de contribución	689.141	712.135	3,3%	1.959.150	2.094.624	6,9%
EBITDA	633.975	632.486	-0,2%	1.799.168	1.904.184	5,8%
Margen EBITDA	56,9%	58,0%	1,0 pp	58,7%	59,0%	0,3 pp
EBIT	573.448	570.000	-0,6%	1.622.887	1.722.601	6,1%
Utilidad neta	337.737	238.800	-29,3%	958.241	958.021	0,0%

Los resultados financieros acumulados a septiembre de 2020 reportados por Emgesa mostraron el siguiente comportamiento:

Aumento en los ingresos operacionales de COP 162.866 mm (+5,3%) explicados por:

- ▶ Mayores precios de energía comparado con el mismo periodo del año anterior.
- ▶ Mayores asignaciones de servicios auxiliares para la regulación de frecuencia AGC (+84% vs 9M19).
- ▶ Disminución de la demanda en clientes no regulados como consecuencia de la pandemia, mitigado con nuevas ventas en contratos de corto plazo por 170 GWH.

Aumento en los costos y gastos operacionales de COP 63.284 mm (+4,4%) explicados por:

- ▶ Mayores compras de energía en bolsa para suplir parcialmente las obligaciones contractuales en periodos de baja hidrología.
- ▶ Fallo negativo de sentencia del Consejo de Estado en segunda instancia por la liquidación del impuesto de renta y complementarios del año 2003 de la Central Hidroeléctrica de Betania, por la aplicación de las exenciones previstas en la Ley Páez.
- ▶ Mayores costos asociados a la contribución especial de la SSPD para el fortalecimiento del Fondo Empresarial, aprobada como medida transitoria en el PND.
- ▶ Mayores costos por obras de reparación de la vía Garzón Gigante por deslizamientos presentados en uno de los taludes del embalse El Quimbo en jul-19.
- ▶ Mayores gastos de depreciaciones por la entrada en operación de algunos activos fijos relacionados con los proyectos de extensión de la vida útil y mejora en el desempeño ambiental de la planta de Termozipa, a lo largo del año.

Como consecuencia de lo anterior la utilidad operacional incrementó COP 99.582 mm (+6.1%) y el EBITDA se ubicó en COP 1,9 bn (+COP 105.016 mm; +5,8%).

La utilidad neta se mantiene estable frente al mismo periodo del año anterior por efecto de:

- ▶ Un incremento en el gasto financiero como resultado del registro de los intereses derivados del fallo negativo del Consejo de Estado, con relación a la liquidación del impuesto de renta y complementarios del año 2003 de la Central Hidroeléctrica de Betania, por la aplicación de las exenciones previstas en la Ley Páez.
- ▶ Una mayor tasa efectiva de impuestos consecuencia del fallo anteriormente mencionado.

Las inversiones totalizaron COP 133.118 mm, una disminución de COP 35.461 mm frente al 9M19 por la reprogramación en la ejecución de los proyectos en la Central Hidroeléctrica El Quimbo por efecto de la pandemia COVID-19. Durante los primeros nueve meses de 2020, Emgesa pagó COP 511.002 mm en dividendos a sus accionistas.



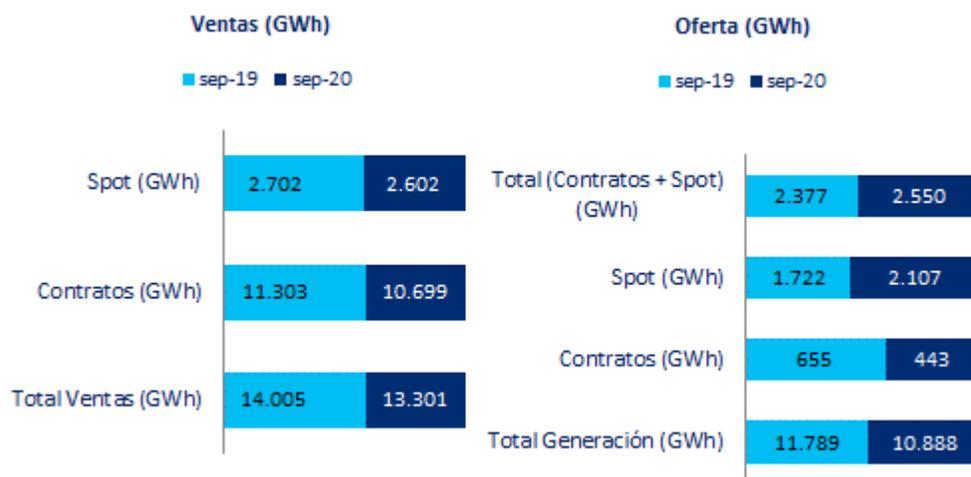
Tabla N°20 – Panorámica general Emgesa

	sep-20
Generación total Colombia (MW)	50.982
Generación Emgesa (Gwh)	10.888
Ventas totales (Gwh)	13.301
Disponibilidad de plantas (%)	92,4
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51,5% correspondiente a: 37,4% acciones ordinarias y 14,1% preferenciales sin derecho a voto

Los resultados operacionales acumulados a septiembre de 2020 reportados por Emgesa mostraron el siguiente comportamiento:

- ▶ La capacidad instalada de Emgesa se mantiene en 3,506 MW en primera posición del SIN (19,9% del SIN).
- ▶ Igualmente, como generador se mantiene en primera posición con una participación del 21,4% a pesar de la baja hidrología del país, con los aportes nacionales acumulados ubicándose en 77% (Cuenca de Emgesa 85%).
- ▶ La generación de Emgesa disminuyó 7,6% (-0,9 TWH) comparado con 9M19 por menores hidrologías, distribuyéndose en 94,1% hidroeléctrica y 5,9% térmica.

Gráfica N°6 – Transacciones de generación Emgesa



codensa

Tabla N°21 – Indicadores financieros seleccionados Codensa

	COP mm					
	3Q 2019	3Q 2020	Var %	sep-19	sep-20	Var %
Ingresos	1.341.222	1.405.676	4,8%	3.981.156	4.202.183	5,6%
Margen de contribución	546.731	595.640	8,9%	1.658.874	1.797.676	8,4%
EBITDA	446.594	456.667	2,3%	1.311.319	1.407.509	7,3%
Margen EBITDA	33,3%	32,5%	-0,8 pp	32,9%	33,5%	0,6 pp
EBIT	338.385	339.404	0,3%	992.941	1.022.374	3,0%
Utilidad neta	194.653	194.120	-0,3%	572.604	626.243	9,4%



Los resultados financieros acumulados a septiembre de 2020 reportados por Codensa mostraron el siguiente comportamiento:

Aumento en los ingresos operacionales de COP 221.027 mm (+5,6%) explicados por:

- ▶ Aumento en la tarifa regulada derivado de los incrementos en IPP al cual se encuentra indexado el componente de Distribución.
- ▶ La aprobación del nuevo cargo de remuneración de la actividad de distribución, el cual ajusta la base regulatoria de activos, reconoce incentivos en calidad del servicio e incorpora el reconocimiento de los costos de AOM (Administración, Operación y Mantenimiento) de la gestión de pérdidas de energía.
- ▶ Mejores resultados en margen de E-Solutions, principalmente en productos como Crédito Fácil Codensa por la aplicación del nuevo modelo de operación con Colpatría y la implementación de facturación y recaudo de Aseo desde agosto del año anterior.
- ▶ Menores ingresos por disminución de tarifas aplicables al negocio de alquiler de infraestructura, según la nueva regulación.

Aumento en los costos y gastos operacionales de COP 191.594 mm (+6,4%) explicados por:

- ▶ Mayores costos variables transitorios debido a restricciones en el sistema de energía que serán recuperados en períodos posteriores.
- ▶ Mayores costos asociados a la contribución especial de la SSPD para el fortalecimiento del Fondo Empresarial, aprobada como medida transitoria en el PND.
- ▶ El otorgamiento del descuento del 10% a clientes de estratos 1 y 2 que realizaron el pago oportuno de su factura, derivado de las políticas de alivios financieros impulsadas por el Gobierno Nacional en medio de la pandemia.
- ▶ Mayores costos asociados al incremento en el número de operaciones de mantenimiento en el área de influencia de Codensa en Bogotá y Cundinamarca, como resultado de la ejecución del Plan de Mejoramiento de Calidad del Servicio.

Como consecuencia de lo anterior la utilidad operacional incrementó COP 29.433 mm (+3%) y el EBITDA se ubicó en COP 1,4 bn (+COP 96.190 mm; +7,3%).

La utilidad neta aumentó COP 53.639 mm (+9,4%) como consecuencia del resultado operacional y:

- ▶ Una menor tasa efectiva de impuestos, como resultado de la reducción de tasa de renta del 1% aprobada por la Ley de crecimiento económico del Gobierno Nacional y la optimización fiscal implementada por la Compañía que considera beneficios tributarios a través de la implementación de iniciativas de eficiencia energética.
- ▶ La reducción en los gastos financieros producto del cierre de operaciones de crédito bajo líneas de fomento que apoyan el desarrollo del sector rural, sumado a la exitosa colocación de bonos en el mercado local.

Las inversiones crecieron COP 61,728 mm (+10%) comparado con 9M19, orientadas principalmente en proyectos para mejorar la calidad del servicio, el telecontrol, la reposición de equipos e infraestructura, subterranización de redes y aumento de la capacidad de distribución. En lo corrido de 2020, Codensa pagó COP 329.849 mm en dividendos a sus accionistas.



Tabla N°22 – Panorámica general Codensa

	sep-20
Número de clientes	3.584.631
Participación de mercado	20,5%
Demanda energía nacional (Gwh)	52.311
Demanda zona Codensa (Gwh)	10.730
Índice de pérdidas (%)	7,5
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51,5% (36,4% ordinarias; 15,1% preferenciales sin de- recho a voto)

*Demanda neta sin incluir pérdidas.

Los resultados operacionales acumulados a septiembre de 2020 reportados por Codensa mostraron el siguiente comportamiento:

- ▶ La demanda de energía se contrajo 2,5% en el país y 5,5% en los mercados que sirve Codensa comparado con 9M19 por las medidas aislamiento. Tanto los clientes regulados como no regulados disminuyeron su demanda durante el periodo, así como los servicios de peaje de energía prestados a otros comercializadores.
- ▶ El índice promedio de pérdidas de energía de Codensa disminuyó 0,2% en comparación con el mismo período de 2019, gracias a la efectividad y continuidad del plan de inspecciones.
- ▶ Se ha logrado una disminución del SAIDI en un 27,6% y el SAIFI en un 21,8% por la implementación del Plan de Mejoramiento de Calidad del Servicio 2020 que involucra actividades de inversión, mantenimiento y otras medidas como intervención forestal, mejora continua de la gestión operativa, instalación de equipos tele-controlados y cambio de estructuras.
- ▶ El número total de clientes de Codensa aumentó 1,6% año corrido debido a nuevas conexiones, en línea con el crecimiento orgánico de la compañía, especialmente en el segmento residencial.



- ▶ Argo III, vehículo operativo de Argo encargado de la construcción de 320 km de líneas de transmisión (230 kv) y la expansión de 5 subestaciones, inició parcialmente su operación, lo que permite que la compañía reciba el 87,1% de los ingresos regulatorios. Se espera que la parte restante del proyecto se finalice a lo largo de 2021.
- ▶ Argo II con un avance del 92,5%. El montaje de los dos compensadores está terminado. En espera de energización EQUATORIAL para empezar las etapas de puesta en marcha. Su construcción avanza con holgura frente a fecha regulatoria de febrero de 2022.

Tabla N°23 – Indicadores financieros seleccionados Argo

	BRL mm
	3Q 2020
Ingresos	304
EBITDA	246
Margen EBITDA	80,9%
Utilidad neta	137
Margen Neto	45,1%



Tabla N°24 – Indicadores financieros seleccionados Promigas

	COP mm		
	3Q 2019	3Q 2020	Var %
Ingresos	1.288.302	1.034.001	-19,7%
EBITDA	373.875	388.820	4,0%
Margen EBITDA	29,0%	37,6%	8,6 pp
Utilidad operacional	322.172	324.873	0,8%
Margen Operacional	25,0%	31,4%	6,4 pp
Utilidad neta	227.494	214.943	-5,5%
Margen neto	17,7%	16,8%	-0,9 pp

- ▶ Emisión de bonos internacionales por USD 120 mm con órdenes que alcanzaron un total de USD 818 mm (Bid to cover: 8x). Recursos para refinanciar las recientes expansiones, y para fines corporativos generales.
- ▶ Proyecto Gasoducto Jobo – Transmetano: Promigas ha promovido el proyecto para desarrollar una importante infraestructura de transporte de gas, que incorporará nuevas reservas del VIM y la Costa para abastecer la demanda del Interior del País a través de la figura "open season".
- ▶ Ratificación de la calificación a escala internacional Baa3 por parte de Moody's, y de Fitch AAA escala local y BBB- escala internacional, todas con perspectiva estable.
- ▶ Adquisición del 100% de Gascop, empresa pionera en el desarrollo del gas natural para el mercado industrial y vehicular en el norte del Perú. Inversión ejecutada: ~USD 5,0 mm.
- ▶ En el 3Q20 se prestó el servicio de regasificación durante 73 días (no continuos) para entregar 4.167 Mpc de gas natural al Sistema Nacional de Transporte, ratificando el respaldo de SPEC durante meses de hidrología crítica con niveles de embalses deficitarios y aportes por debajo de la media histórica.

Tabla N°25 – Panorámica general Promigas

	sep-20
Red de gasoductos (Km)	3.292
Capacidad instalada - máxima (Mpcd)	1.153
Capacidad contratada (Mpcd)	798
Usuarios acumulados	4.900.000



Tabla N°26 – Indicadores financieros seleccionados CTM

	USD miles		
	3Q 2019	3Q 2020	Var %
Ingresos	51.040	53.597	5,0%
Utilidad operacional	32.096	34.854	8,6%
EBITDA	45.568	48.739	7,0%
Margen EBITDA	89,3%	90,9%	1,7 pp
Utilidad neta	14.515	16.519	13,8%
Deuda neta / EBITDA	4,4x	4,7x	0,3x
EBITDA / Gastos financieros	3,8x	3,8x	0,1x



- ▶ El 09/09/20, CTM realizó un “reopening” del bono internacional de 2034 por USD 200 mm y con fecha de liquidación 14/09/20.
- ▶ Fitch aumentó la calificación crediticia de la deuda a largo plazo de CTM de BBB- a BBB perspectiva estable.

Tabla N°27 – Panorámica general CTM

	sep-20
Demanda del mercado (Gwh)	35.753
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,7
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	78,4
Líneas de transmisión o Red (Km)	4.261



Tabla N°28 – Indicadores financieros seleccionados REP

	USD miles		
	3Q 2019	3Q 2020	Var %
Ingresos	42.990	41.540	-3,4%
Utilidad operacional	20.770	20.566	-1,0%
EBITDA	31.666	31.045	-2,0%
Margen EBITDA	73,7%	74,7%	1,1 pp
Utilidad neta	13.637	12.183	-10,7%
Deuda neta / EBITDA	2,0x	2,2x	0,2x
EBITDA / Gastos financieros	13,1x	10,5x	-2,5x

- ▶ REP formalizó un crédito de corto plazo con BCP para financiar necesidades de caja tras cancelar el préstamo de USD 55 mm con dicha entidad en marzo 2020.

Tabla N°29 – Panorámica general REP

	sep-20
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,6
Cuota de mercado (%)	29,7
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	79,3
Líneas de transmisión o Red (Km)	6.349



Tabla N°30 – Indicadores financieros seleccionados Vanti

	COP mm		
	3Q 2019	3Q 2020	Var %
Ingresos	670.649	686.540	2,4%
Utilidad operacional	94.951	86.092	-9,3%
EBITDA	109.733	95.352	-13,1%
Margen EBITDA	16,4%	13,9%	-2,5 pp
Utilidad neta	71.083	67.557	-5,0%
Deuda neta / EBITDA	8,4x	9,9x	1,5x
EBITDA / Gastos financieros	2,1x	2,1x	0,0x

- ▶ El 16/07/20 se registró la transferencia de 7.389.566 acciones de Vanti a Gamper Acquireco II S.A.S., producto de la OPA sobre las acciones ordinarias. Gamper quedó con una participación del 74,95% del total de acciones de la compañía.
- ▶ El 17/09/20 informó sobre la autorización emitida por la Bolsa de Valores de Colombia (BVC) para la cancelación voluntaria de la inscripción en esa entidad de las acciones ordinarias de Vanti.
- ▶ Vanti otorgó créditos a su filial Gas Natural Cundiboyacense S.A. ESP (COP 107.000 millones) y a su subsidiaria Gas Natural del Cesar Empresa de Servicios Públicos - Gasnacer S.A. E.S.P (COP 21.000 millones)

Tabla N°31 – Panorámica general Vanti

	sep-20
Volumen de ventas (Mm3)	1.672
Número de clientes	2.343.627
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%

Anexos
Anexo 1. Estados financieros
Tabla N°32 – Estado de resultados

	COP mm		Variación		COP mm		Variación	
	3Q 2019	3Q 2020	Var \$	Var %	sep-19	sep-20	Var \$	Var %
Distribución de gas natural	705.840	598.617	-107.223	-15,2%	1.902.496	1.712.297	-190.199	-10,0%
Transporte de gas natural	383.468	410.469	27.001	7,0%	1.138.515	1.244.137	105.622	9,3%
Transmisión de electricidad	149.411	167.880	18.469	12,4%	428.230	498.856	70.626	16,5%
Distribución de electricidad	50.014	90.660	40.646	81,3%	50.014	290.014	240.000	479,9%
Total ingresos por actividades operacionales	1.288.733	1.267.626	-21.107	-1,6%	3.519.255	3.745.304	226.049	6,4%
Distribución de gas natural	-501.847	-427.586	74.261	-14,8%	-1.355.584	-1.200.667	154.917	-11,4%
Transporte de gas natural	-167.744	-145.521	22.223	-13,2%	-396.703	-446.574	-49.871	12,6%
Transmisión de electricidad	-55.451	-59.520	-4.069	7,3%	-152.439	-165.434	-12.995	8,5%
Distribución de electricidad	-34.794	-53.754	-18.960	54,5%	-34.794	-170.018	-135.224	388,6%
Total costos por actividades operacionales	-759.835	-686.381	73.454	-9,7%	-1.939.519	-1.982.693	-43.174	2,2%
Resultado bruto de actividades operacionales	528.898	581.245	52.347	9,9%	1.579.736	1.762.611	182.875	11,6%
Gastos administrativos	-180.489	-154.085	26.404	-14,6%	-477.111	-532.131	-55.020	11,5%
Otros ingresos (gastos), neto	36.513	18.597	-17.916	-49,1%	71.475	71.082	-393	-0,5%
Otros ingresos (gastos) actividades operacionales	-143.976	-135.488	8.488	-5,9%	-405.636	-461.049	-55.413	13,7%
Resultado de las actividades operacionales	384.922	445.757	60.835	15,8%	1.174.100	1.301.562	127.462	10,9%
Ingresos financieros	50.946	9.123	-41.823	-82,1%	101.396	65.918	-35.478	-35,0%
Gastos financieros	-168.348	-161.453	6.895	-4,1%	-443.922	-501.969	-58.047	13,1%
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	-22.208	-60.689	-38.481	173,3%	12.959	-72.663	-85.622	-660,7%
Método de participación	399.355	376.002	-23.353	-5,8%	1.094.116	1.191.075	96.959	8,9%
Ganancia antes de impuestos	644.667	608.740	-35.927	-5,6%	1.938.649	1.983.923	45.274	2,3%
Gasto por impuesto corriente	-91.996	-59.636	32.360	-35,2%	-264.174	-306.418	-42.244	16,0%
Gasto por impuesto diferido	-28.182	-43.852	-15.670	55,6%	-46.716	91.805	138.521	296,5%
Utilidad neta	524.489	505.252	-19.237	-3,7%	1.627.759	1.769.310	141.551	8,7%
Participación Controladora	494.744	478.973	-15.771	-3,2%	1.547.673	1.694.345	146.672	9,5%
Participación no Controladora	29.745	26.279	-3.466	-11,7%	80.086	74.965	-5.121	-6,4%



Tabla N°33 – Balance general

Activo	COP mm		Variación	
	2019	sep-20	Var \$	Var %
Activo Corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo	769.357	2.233.742	1.464.385	190,3%
Activos financieros	21.230	4.214	-17.016	-80,2%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	1.046.446	1.346.077	299.631	28,6%
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	275.331	548.252	272.921	99,1%
Inventarios	203.536	254.322	50.786	25,0%
Activos por impuestos	77.066	181.827	104.761	135,9%
Otros activos no financieros	16.595	56.801	40.206	242,3%
Activos clasificados como mantenidos para la venta	183.987	181.727	-2.260	-1,2%
Total activos corrientes	2.593.548	4.806.962	2.213.414	85,3%
Activo no corriente				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	8.173.071	9.676.597	1.503.526	18,4%
Propiedad, planta y equipo	11.379.760	13.050.916	1.671.156	14,7%
Activos por derecho de uso	69.849	59.242	-10.607	-15,2%
Propiedades de inversión	29.836	29.833	-3	0,0%
Activos financieros	16.351	10.088	-6.263	-38,3%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	168.692	193.972	25.280	15,0%
Crédito mercantil	284.510	315.982	31.472	11,1%
Activos intangibles	4.879.115	5.784.602	905.487	18,6%
Activos por impuestos	102.622	114.607	11.985	11,7%
Activos por impuestos diferidos	445	1.180	735	165,2%
Otros activos no financieros	23.495	21.913	-1.582	-6,7%
Total activos no corrientes	25.127.746	29.258.932	4.131.186	16,4%
Total activo	27.721.294	34.065.894	6.344.600	22,9%
Pasivos y Patrimonio				
Pasivos corrientes				
Obligaciones financieras	1.590.042	845.281	-744.761	-46,8%
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	424.063	1.149.101	725.038	171,0%
Obligaciones por arrendamientos	21.523	27.463	5.940	27,6%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	0	111.601	111.601	100,0%
Instrumentos financieros derivados de cobertura	17.589	58.338	40.749	231,7%
Beneficios a empleados	114.675	111.983	-2.692	-2,3%
Provisiones	42.535	51.835	9.300	21,9%
Ingresos recibidos por anticipados	166.529	27.000	-139.529	-83,8%
Pasivo por impuestos	169.185	256.014	86.829	51,3%
Otros pasivos	74.390	148.367	73.977	99,4%
Total pasivos corrientes	2.620.531	2.786.983	166.452	6,4%
Pasivos no corrientes				
Obligaciones financieras	9.360.219	13.872.467	4.512.248	48,2%
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	13.304	14.261	957	7,2%
Obligaciones por arrendamientos	48.440	33.922	-14.518	-30,0%
Pasivos por impuestos	1.090	0	-1.090	-100,0%
Beneficios a empleados	160.578	153.383	-7.195	-4,5%
Provisiones	262.491	277.842	15.351	5,8%
Ingresos recibidos por anticipado	1.085	54.985	53.900	4967,7%
Pasivos por impuestos diferidos	1.679.091	1.827.115	148.024	8,8%
Otros pasivos	17.969	21.565	3.596	20,0%
Total pasivos no corrientes	11.544.267	16.255.540	4.711.273	40,8%
Total pasivos	14.164.798	19.042.523	4.877.725	34,4%



Tabla N°33 – Balance general

	COP mm		Variación	
	2019	sep-20	Var \$	Var %
Patrimonio				
Capital emitido	492.111	492.111	0	0,0%
Prima en colocación de acciones	837.799	837.799	0	0,0%
Reservas	3.509.830	4.070.324	560.494	16,0%
Resultados acumulados	5.590.182	5.449.206	-140.976	-2,5%
Otro resultado integral	2.662.597	3.655.971	993.374	37,3%
Total patrimonio de la controladora	13.092.519	14.505.411	1.412.892	10,8%
Participación no controlada	463.977	517.960	53.983	11,6%
Total patrimonio	13.556.496	15.023.371	1.466.875	10,8%
Total pasivo y patrimonio	27.721.294	34.065.894	6.344.600	22,9%

Tabla N°34– Estado de flujo de efectivo

	COP mm	
	sep-19	sep-20
Flujos de efectivo de actividades de operación		
Utilidad neta	1.627.759	1.769.310
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto:		
Impuestos a la utilidad reconocidos en resultados	310.890	214.613
Utilidad método de participación en asociadas y negocios conjuntos	-1.094.116	-1.191.075
Gastos financieros	443.922	501.969
Ingresos financieros	-101.396	-65.918
Depreciación y amortización	389.719	495.628
Pérdida en venta o baja de activos fijos	4.809	872
Diferencia en cambio	-12.959	72.814
Provisiones (recuperaciones), neto	68.671	55.959
	1.637.299	1.854.172
Cambios netos en activos y pasivos de la operación:		
Cuentas por cobrar	-154.738	-104.762
Inventarios	-2.526	-4.353
Otros activos	-20.770	-22.339
Cuentas por pagar	14.996	107.504
Provisiones por beneficios a trabajadores	-11.855	-28.105
Provisiones	-31	-27.018
Otros pasivos	-30.529	-100.141
Pasivos por derechos de uso	0	-17.757
Intereses por derechos de uso	0	-1.190
Impuestos pagados	-136.474	-325.489
Flujo neto de efectivo provisto (usado en) por actividades de operación	1.295.372	1.330.520
Flujos de efectivo de actividades de inversión		
Dividendos recibidos	607.497	749.496
Consideración pagada en la adquisición de negocio conjunto	0	-1.366.929
Ingresos por venta de activos fijos	58	3.084
Intereses recibidos	59.633	39.055
Préstamos a partes relacionadas	2.539	0
Activos financieros	-33.215	22.462
Efectivo utilizado en la combinación de negocios	-881.925	0
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-463.401	-369.458
Adquisición de propiedades de inversión	-57	0
Flujos de efectivo procedentes de las sociedades absorbidas en la combinación de negocios	21.041	0
Adquisición de activos intangibles	-339.191	-218.948
Flujo neto de efectivo provisto (usado en) por actividades de inversión	-1.027.021	-1.141.239
Flujos de efectivo de actividades de financiación		
Intereses pagados	-427.999	-507.497
Préstamos recibidos	5.012.843	4.745.552
Préstamos pagados	-4.011.253	-2.498.242
Dividendos pagados	-596.779	-642.690
Flujo neto de efectivo provisto (usado en) actividades de financiación	-23.188	1.097.123
Incremento en efectivo y equivalentes de efectivo	245.163	1.286.404
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo mantenida bajo moneda extranjera	-18.042	177.981
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del período	1.128.112	769.357
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del período	1.355.233	2.233.742



Anexo 2. Detalle de la deuda

Tabla N°35 – Estructura de la deuda septiembre 2020

Obligación	Monto Millones COP	Monto Millones USD	Moneda Original	Cupón (%)	Vencimiento
GEB - Sindicado 2024	1.939.470	500	USD	IRS 2,056%	07/2024
GEB - Sindicado 2024	190.068	49	USD	Libor 6M + 1,625%	07/2024
GEB - Davivienda	1.163.682	300	USD	Libor 6M + 2,35%	03/2032
GEB - Bono COP 2024 1er Lote	187.000	48,2	COP	7 años IPC + 3,19% E.A.	02/2024
GEB - Bono COP 2032 1er Lote	283.000	73,0	COP	15 años IPC + 3,85% E.A.	02/2032
GEB - Bono COP 2042 1er Lote	180.000	46,4	COP	25 años IPC + 4,04% E.A.	02/2042
GEB - Bono COP 2024 2do Lote	130.200	33,6	COP	7 años IPC + 3,21% E.A.	02/2024
GEB - Bono COP 2032 2do Lote	191.700	49,4	COP	15 años IPC + 3,85% E.A.	02/2032
GEB - Bono COP 2047 2do Lote	328.100	84,6	COP	30 años IPC + 4,10% E.A.	02/2047
GEB - Bono IPC + 3,24% 7Y 2020	320.852	82,7	COP	7 años IPC + 3,24% E.A.	06/2027
GEB - Bono IPC + 3,87% 15Y 2020	214.900	55,4	COP	15 años IPC + 3,87% E.A.	06/2035
GEB - Bono UVR + 3,99% 25Y 2020	411.772	106,2	COP	25Y UVR Fijo 3,99% E.A.	06/2045
GEB - Bono USD 2030	1.551.576	400	USD	Fijo 4,875%	05/2030
GEB - Leasing 1	5.285	1,4	COP	DTF + 3,75%	01/2022
GEB - Leasing 2	1.507	0,4	COP	DTF + 3,75%	01/2024
TGI - Bono Internacional 2028	2.909.205	750	USD	Fijo 5,55%	11/2028
TGI - Leasing Occidente	6.781	1,7	COP	DTF + 2,9% TA.	12/2021
TGI - Leasing Occidente	5.291	1,4	COP	DTF + 2,9% TA.	05/2024
TGI - Leasing Bogotá	2.975	0,8	COP	DTF + 2,9% TA.	05/2024
TGI - Leasing Bogotá	13.798	3,6	COP	DTF + 2,9% TA.	09/2024
TGI - Renting Cemtral	9.440	2,4	COP	6,75% EA.	04/2021
TGI - Renting Fidelity	6.939	1,8	COP	6,75% EA.	04/2022
Cálidda - Crédito IDB Invest	31.032	8	USD	Libor 6M + 2,10%	05/2024
Cálidda - Crédito IDB Invest	31.032	8	USD	Libor 6M + 2,35%	11/2024
Cálidda - Crédito IDB Invest	31.032	8	USD	Libor 6M + 2,35%	05/2025
Cálidda - Crédito IDB Invest	31.032	8	USD	Libor 6M + 2,35%	11/2025
Cálidda - Crédito IDB Invest	31.032	8	USD	Libor 6M + 2,35%	05/2026
Cálidda - Crédito IDB Invest	31.032	8	USD	Libor 6M + 2,35%	11/2026
Cálidda - Crédito IDB Invest	31.032	8	USD	Libor 6M + 2,35%	05/2027
Cálidda - Crédito IDB Invest	31.032	8	USD	Libor 6M + 2,35%	11/2027
Cálidda - Crédito IDB Invest	31.032	8	USD	Libor 6M + 2,35%	05/2028
Cálidda - Crédito IDB Invest	31.032	8	USD	Libor 6M + 2,35%	11/2028
Cálidda - Pagaré IBK	65.942	17	PEN\$	Fijo 0,75%	03/2021
Cálidda - Pagaré BBVA	27.153	7	PEN\$	Fijo 0,49%	03/2021
Cálidda - Pagaré Citibank	26.606	6,9	PEN\$	Fijo 1,15%	10/2020
Cálidda - Pagaré BCP	31.419	8,1	PEN\$	Fijo 4,42%	03/2021
Cálidda - Crédito Scotiabank	159.037	41	PEN\$	Fijo 2,25%	05/2022
Cálidda - Bono Internacional	1.241.261	320	USD	Fijo 4,375%	04/2023
Cálidda - Bono Local	237.244	61	USD	Fijo 6,468759%	07/2028
Cálidda - Bono Local	390.061	101	USD	Fijo 5,03125%	09/2029
Contugas - Sindicado	1.377.024	355	USD	Libor 6M + 1,75%	09/2024



Tabla N°35 – Estructura de la deuda septiembre 2020

Obligación	Monto Millones COP	Monto Millones USD	Moneda Original	Cupón (%)	Vencimiento
Trecca - Crédito Citibank	16.873	4,4	USD	Libor 6M + 2,97%	12/2020
Trecca - Crédito Citibank	16.873	4,4	USD	Libor 6M + 2,97%	06/2021
Trecca - Crédito Citibank	16.873	4,4	USD	Libor 6M + 2,97%	12/2021
Trecca - Crédito Citibank	16.873	4,4	USD	Libor 6M + 2,97%	06/2022
Trecca - Crédito Citibank	16.873	4,4	USD	Libor 6M + 2,97%	12/2022
Trecca - Crédito Citibank	16.873	4,4	USD	Libor 6M + 2,97%	06/2023
Trecca - Crédito Citibank	16.873	4,4	USD	Libor 6M + 2,97%	12/2023
Trecca - Crédito Citibank	16.873	4,4	USD	Libor 6M + 2,97%	06/2024
Trecca - Crédito Citibank	16.873	4,4	USD	Libor 6M + 2,97%	12/2024
Trecca - Crédito Citibank	16.873	4,4	USD	Libor 6M + 2,97%	06/2025
Trecca - Crédito Citibank	16.873	4,4	USD	Libor 6M + 2,97%	12/2025
Trecca - Crédito Citibank	16.873	4,4	USD	Libor 6M + 2,97%	06/2026
Trecca - Crédito Citibank	16.873	4,4	USD	Libor 6M + 2,97%	12/2026
Trecca - Crédito Citibank	16.873	4,4	USD	Libor 6M + 2,97%	06/2027
Trecca - Crédito Citibank	16.873	4,4	USD	Libor 6M + 2,97%	12/2027
Trecca - Crédito Citibank	16.873	4,4	USD	Libor 6M + 2,97%	06/2028
Trecca - Crédito Citibank CP	38.789	10	USD	Libor 6M + 2,97%	07/2021
EEBIS - Crédito Citibank	174.552	45	USD	Tasa Fija 5,40%	03/2025
Dunas - BCP	220.945	57	PEN\$	Fijo 4,10%	12/2020
Dunas - IBK	32.333	8,3	PEN\$	Fijo 1,70%	11/2020
Dunas - Pagaré SBP	30.178	7,8	PEN\$	Fijo 2,56%	11/2020
Dunas - BBVA	16.167	4,2	PEN\$	Fijo 1,39%	08/2020
Dunas - BBVA	25.328	6,5	PEN\$	Fijo 1,39%	12/2020
Dunas - SBP - N°36240	87	0,02	PEN\$	Fijo 5,75%	04/2021
Dunas - SBP - N°35418	2.759	0,7	PEN\$	Fijo 5,34%	10/2023
PPC - Pagaré BCP	18.576	4,8	PEN\$	Fijo 2,70%	11/2020
Deuda Total	14.749.291	3.802,4			

*Saldos nominales de la deuda. TRM 30/09/2020 COP 3.878,94



Anexo 3. Nota legal

Este documento contiene palabras tales como “anticipar”, “creer”, “esperar”, “estimar”, y otras de similar significado. Cualquier información diferente a la información histórica, incluyendo y sin limitación a aquella que haga referencia a la situación financiera de la Compañía, su estrategia de negocios, los planes y objetivos de la administración, corresponde a proyecciones.

Las proyecciones de este informe se realizaron bajo supuestos relacionados con el entorno económico, competitivo, regulatorio y operacional del negocio, y tuvieron en cuenta riesgos que están por fuera del control de la Compañía. Las proyecciones son inciertas y se puede esperar que no se materialicen. También se puede esperar que ocurran eventos o circunstancias inesperadas. Por las razones anteriormente expuestas, los resultados reales podrían diferir en forma significativa de las proyecciones aquí contenidas. En consecuencia, las proyecciones de este informe no deben ser consideradas como un hecho cierto. Potenciales inversionistas no deben tener en cuenta las proyecciones y estimaciones aquí contenidas ni basarse en ellas para tomar decisiones de inversión.

La Compañía expresamente se declara exenta de cualquier obligación o compromiso de distribuir actualizaciones o revisiones de cualquier proyección contenida en este documento.

El desempeño pasado de la Compañía no puede considerarse como un patrón del desempeño futuro de la misma.

Las cifras presentadas corresponden a las cifras reportadas por las compañías subsidiarias o asociadas en el momento de la realización de este informe. Las cifras son no auditadas y pueden cambiar en el tiempo.

Anexo 4. Términos y definiciones

- ▶ PPC: Perú Power Company.
- ▶ CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia.
- ▶ UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética
- ▶ Kpcd: Miles de pies cúbicos por día.
- ▶ Mpcd: Millones de pies cúbicos por día.
- ▶ Promedio – Mpcd: Es el promedio del volumen transportado por día en el trimestre de estudio.
- ▶ UDM: Últimos Doce Meses.
- ▶ Pp: puntos porcentuales.
- ▶ Mm: Millones.

Gerencia de Relación con el Inversionista
Email - ir@geb.com.co
www.grupoenergiabogota.com/inversionistas