

Informe de Resultados 2019

2018 – 2019

Ingreso operacional (+22,1%)

COP\$4.001.754 mm COP\$4.887.194 mm

EBITDA (+18,2%)

COP\$2.643.537 mm COP\$3.123.978 mm

Utilidad neta⁽¹⁾ (+5,6%)

COP\$1.748.718 mm COP\$1.845.859 mm

Nota:

4Q 2018: 1ro de octubre al 31 de diciembre de 2018.

4Q 2019: 1ro de octubre al 31 de diciembre de 2019.

2018: 1ro de enero al 31 de diciembre de 2018.

2019: 1ro de enero al 31 de diciembre de 2019.

(1) La Utilidad neta muestra únicamente la participación controladora

Hechos Relevantes del 4Q 2019

GEB

- Fitch: Calificación en grado de inversión BBB (Internacional) y AAA en (Local, corporativa y bonos), con perspectiva estable.
- Moody's: Calificación en Baa2, con perspectiva estable.
- S&P: Calificación en BBB-, con perspectiva estable.
- 2do pago de dividendos, correspondiente COP\$65 por acción.
- Por 6to año la BVC otorgó a GEB el Reconocimiento-IR.
- GEB anunció en conjunto con Red Eléctrica Internacional S.A.U., que adquirirá los activos de Argo Energia Empreendimentos e Participações S.A. por BRL\$3.500 mm (50% de la participación).
- Promigas se reclasificó contablemente a inversiones en "asociadas" en los EEFF.
- GEB lanzó OPA por el 0,04% restante de las acciones de la Electrodonas como consecuencia de los compromisos derivados de la transacción.
- MHCP aprobó operación de crédito público externa de GEB con Davivienda por USD\$300 mm a 12 años bullet (Libor + 2,35%), se espera desembolso en marzo.
- GEB subió 44 puestos en el ranking de las 100 empresas con mejor reputación en indicadores de Responsabilidad y Gobierno Corporativo – Merco 2019, ocupando el puesto 54.

TGI

- Fitch: Calificación corporativa y del bono en BBB, con perspectiva estable.
- S&P: Calificación corporativa por en BBB-, con perspectiva estable.
- +5,8% en ingresos en 4Q 2018 vs. 4Q 2019.
- Margen EBITDA en 4Q 2019 creció 1,5 pp a 71,1%.
- Pago 2da cuota de dividendos por USD\$39,8 mm.

Cálidda

- Durante el trimestre conectó un total de 48.131 clientes y se construyeron 366 km de redes de polietileno.
- Al cierre de diciembre, Cálidda superó los 950 mil clientes conectados.
- Al cierre del 4Q 2019, la producción de gas natural en Perú incrementó en 6% respecto al 4Q 2018.
- En cuanto al mercado local, el consumo aumentó a 5% quedando en 763 Mpcd.
- Pago de dividendos por USD\$59,7 mm.

Contugas

- Durante el 2019 se registró un deterioro de activos por USD\$51,7 mm.
- Los socios, GEB y TGI, realizaron capitalizaciones por USD\$69 mm.
- Se habilitó a los clientes Corporación Leribe e Inmobiliaria American Group S.A.
- Cumplimiento anticipado de la obligación del contrato BOOT consistente en la habilitación de más de 50.000 clientes al año 5, que para el cierre de diciembre se reportó en un total de 50.975 habilitaciones.



Hechos Relevantes 2019

1Q 2019

GEB

- ▶ GEB anunció una OPA para adquirir el 100% de Dunas Energía en Perú.
- ▶ Se celebró la Asamblea General de Accionistas, presentándose y aprobándose lo siguiente:
 - Estados financieros consolidados e individuales de GEB a diciembre de 2018.
 - Proyecto de distribución de dividendos 2018: COP\$1.193.533 mm, lo que corresponde a COP\$130 por acción (+13% Vs. 2017).

TGI

- ▶ Se reconoce el efecto por la adopción de la NIIF 16 en los EEFF.
- ▶ Distribución de dividendos a los accionistas por USD\$90 mm.
- ▶ Entrada en operación del realineamiento del gasoducto Gualanday Dina.
- ▶ Visita con la ANLA para la evaluación del Gasoducto Buenaventura – Yumbo y se dio inicio al diagnóstico ambiental de la ubicación para la Planta Regasificadora.

Cálidda

- ▶ Fitch Ratings y S&P: Calificaciones crediticias en moneda extranjera con perspectiva estable en BBB y BBB, respectivamente.
- ▶ Equilibrium (Rating local) revalidó la calificación de AAA.pe, la cual es la más alta a nivel de Bonos Corporativos dentro de Perú.
- ▶ Se decretaron dividendos por USD\$59,7 mm, teniendo en cuenta que al grupo le corresponde el 60%.

Contugas

- ▶ Desembolso de crédito intercompañía de corto plazo con EEB Gas S.A.S. por USD\$11,0 mm.
- ▶ Renovación de créditos de corto plazo con la banca local por USD\$20,0 mm.

2Q 2019

GEB

- ▶ GEB recibió el premio Bonds and Loans, en la categoría Mejor Crédito Sindicado Andino de 2018, por lograr condiciones de refinanciación favorables y permitir una importante reducción en los costos de financiación.
- ▶ 1er pago de dividendos, correspondiente a COP\$65 por acción y equivalente a COP\$596.767 mm.
- ▶ Nuestro auditor dio alcance al comentario de la opinión de diciembre 2018, sobre la determinación de las tasas definitivas para la valoración del activo financiero de Gebbras. El dictamen a junio 2019 salió sin comentario a la opinión.

TGI

- ▶ Moody's: Calificación del bono en Baa3, con perspectiva estable.
- ▶ Suscripción de contrato para 1er proyecto de Obras por Impuestos (COP\$8.500 mm) para la construcción y optimización de las redes del sistema de acueducto en la cabecera urbana de La Paz, Cesar.

Cálidda

- ▶ A finales de julio Osinergmin aprobó una ampliación al plan quinquenal de inversiones vigente, que va de mayo 2018 a mayo 2022.

Contugas

- ▶ Desembolso de deuda a corto plazo por USD\$2,25 mm para financiar necesidades transitorias de liquidez.



3Q 2019

GEB

- ▶ La ANLA emitió la licencia a GEB para la construcción de la línea de transmisión Alférez - San Marcos (37,3 km), disminuyendo el riesgo de fallas y suspensiones que se generan por sobrecargas del sistema de energía eléctrica y potencializará la conexión de nuevos usuarios.
- ▶ GEB celebró una operación de manejo de deuda pública externa para refinanciar USD\$749 mm con un crédito sindicado; BofA, Citi y Sumitomo fueron los estructuradores:
 - Extensión del plazo un año adicional, hasta julio de 2024.
 - Libor 6M + 1,625%, una reducción del spread en 52 pbs, generando un ahorro anual superior a USD\$3,9 mm.
- ▶ Nueva deuda para capital de trabajo por COP\$900.000 mm.
- ▶ GEB finalizó la adquisición de ElectroDunas, Peru Power Co (PPC) y Cantalloc, compañías de distribución de electricidad, soluciones energéticas y servicios técnicos para el sector eléctrico, respectivamente, en la región de ICA (Perú).
- ▶ Por 8vo año consecutivo GEB se consolidó en el Índice de Sostenibilidad Dow Jones.

TGI

- ▶ Renovación de contratos Cusiana – Sabana y Ballena – Barranca (2024 - 2025) por un valor estimado de USD\$40 mm.
- ▶ Con información entregada por TGI, la CREG abrió expediente para determinación de valor eficiente de inversión y AO&M para 4 proyectos IPAT.

Cálidda

- ▶ Emitió por 2da vez bonos corporativos en Soles en el mercado local, por PEN\$342 mm (USD\$100,6 mm) a 10 años bullet y tasa en Soles de 5,03%, cubierta a USD\$ mediante un Cross Currency Swap (Tasa de 3,17%).
- ▶ A finales de julio se aprobó un reajuste de más de 7,35% en la tarifa de distribución, la cual se aplica desde el 7 de agosto de 2019, dentro del marco del periodo tarifario 2018 – 2022.

Contugas

- ▶ Refinanciación de Contugas con garantía de sus socios (GEB y TGI) por USD\$355 mm, mediante un crédito sindicado con Mizuho y BBVA como estructuradores:
 - Extensión del plazo hasta septiembre de 2024.
 - Reducción del spread en 175 pbs, generando un ahorro anual superior a USD\$6,2 mm.



Resultados Financieros

Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), de los estados financieros comparativos del 2018 y del 2019. Las cifras 2018 corresponden a los estados financieros reexpresados.

Ingresos actividades operacionales

Los ingresos del 2019 alcanzaron COP\$4,9 bn, un aumento del 22,1% frente al mismo periodo del año anterior, respondiendo a la dinámica positiva en cada una de las líneas de negocio.

Distribución de gas natural: +15,7%; +COP\$351.186 mm

- ▶ En Cálida se reportaron mayores ingresos por:
 - Incremento por distribución (2019 +5 Mpcd Vs. 2018) por (+USD\$22,7 mm).
 - Crecimiento en los ingresos *pass trough* por USD\$11,8 mm bajo el concepto de distribución de gas y transporte.
 - Crecimiento en la cantidad de instalaciones internas (+USD\$3,9 mm).
 - Venta de materiales +USD\$3,8 mm.
 - Incremento en los ingresos por financiamiento debido a mayores colocaciones de préstamos (+USD\$2,9 mm).

Transporte de gas natural: +17,2%; +COP\$225.410 mm

- ▶ En TGI el incremento se da como resultado de:
 - Un aumento en los ingresos correspondientes a cargos fijos por capacidad en USD\$ (+COP\$160 mil mm), AO&M netos (+COP\$28 mil mm) y cargos variables (+COP\$37 mil mm), variaciones que se explican por los siguientes factores:
 1. Los ingresos por contratación asociada al proyecto de ampliación Cusiana – Vasconia Fase 3,5; proyecto que tuvo su viabilidad operativa desde junio de 2018.
 2. Aumento en la capacidad contratada bajo la modalidad del servicio de transporte interrumpible, teniendo en cuenta que el ingreso acumulado para el 2019 está sumado en los ingresos por cargo variable.
 3. A partir del 14 de junio de 2018 se ha incorporado al servicio de transporte y a todos los contratos, la tarifa del delta cargo por estampilla correspondientes a las obras de Loop Armenia, a razón de su entrada en la operación desde dicha fecha para el año 2019 se está acumulando desde el mes de enero y para el año 2018 se aplicó desde junio de 2018.
 4. Mayores valores de suspensión contractual para el 2018 por fuerza mayor, mantenimientos de remitentes y propios.
 5. Impacto positivo de la tasa de cambio en la conversión de estados financieros.

Distribución de electricidad: +100,0%; +COP\$151.182 mm

- ▶ Electroductos: Las cifras fueron contabilizadas desde el 10 de agosto de 2019 y corresponden a la distribución de energía, los servicios complementarios y a la participación en los márgenes comerciales de las generadoras. Cabe resaltar, que, tanto para ingresos como para los gastos y costos, en distribución de electricidad se incluyen las cifras de Dunas Energía, PPC Perú Holdings S.R.L y Cantaloc Perú Holdings S.R.L.

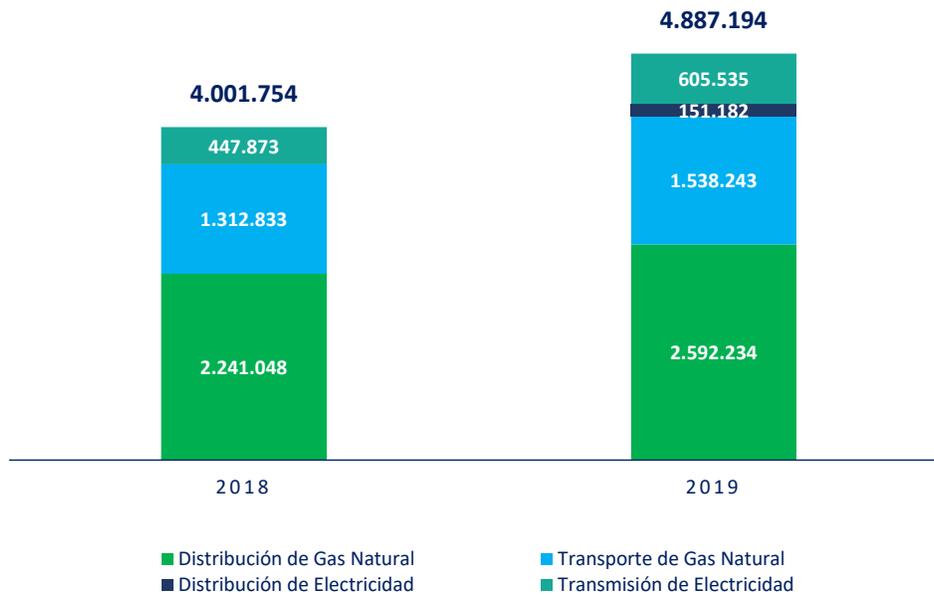
Transmisión electricidad: +35,2%; +COP\$157.662 mm

- ▶ Los ingresos de esta línea de negocio crecieron a través del GEB individual, principalmente por:
 - Entraron en su totalidad ingresos de los siguientes proyectos: Refuerzo Suroccidental (Convocatoria UPME) desde julio (ingresos al año por USD\$24 mm); Ampliación La Loma (Activo de Uso asignado directamente a GEB), aportando COP\$1.940 mm a los resultados del 2019; y Altamira STR (Convocatoria UPME) operando desde noviembre y generará ingresos por COP\$2.100 mm al año.



- Pago del seguro de Mocoa (COP\$15.724 mm), como consecuencia del desastre en el 2017.
 - Se generaron nuevos ingresos por las siguientes adquisiciones:
 1. Activo de Uso Subestación Betania (Huila): Genera ingresos desde diciembre de 2019 (Adquisición en mayo 2019), y representará aproximadamente COP\$3.800 mm en ingresos al año.
 2. Proyecto Convocatoria UPME Tuluní (Tolima): Genera ingresos desde noviembre de 2019 (Adquisición en junio 2019), y representará aproximadamente COP\$5.000 mm en ingresos al año.
 - La tasa de cambio tuvo un efecto positivo sobre el resto de los proyectos de convocatoria UPME, ya que al ser remunerados en dólares se genera una diferencia a favor (TRM Promedio 2018 COP\$2.956,4 Vs. 2019 COP\$3.281,09).
 - Las contribuciones que se dan como un gravamen por los ingresos de transmisión para financiar obras y tarifas, se registran inicialmente como ingreso y posteriormente se debe aportar como gasto el mismo valor. Para el 2019 se contabilizaron por este concepto COP\$74.882 mm.
- Respecto a EEBIS se generó un reconocimiento de ingresos por COP\$47.468 mm por concepto de construcción de líneas y peajes.

Gráfica N°1 – Ingresos operacionales por línea de negocio (Millones COP\$)



Costos actividades operacionales

Los costos de las actividades operacionales pasaron de COP\$2,4 bn a COP\$2,9 bn del 2018 al 2019 respectivamente, un crecimiento del 21,4%. El comportamiento por cada una de las líneas de negocio fue el siguiente:

Distribución de gas natural: +18,3%; +COP\$311.683 mm

- En Cálidda se evidencia un incremento generado por:
 - Crecimiento en los costos *pass trough* por USD\$11,5 mm bajo el concepto de distribución de gas y transporte.
 - Mayor depreciación: +USD\$5,6 mm producto de las inversiones.
 - Mayores servicios prestados por terceros: +USD\$4,8 mm (pasaje de pig de limpieza y diagnóstico de tubería red principal – hecho por primera vez).
 - Crecimiento en la cantidad de instalaciones internas (+USD\$3,8 mm).



- Costos de venta por ampliación de la red (+USD\$3,1 mm).
- Provisión de fondo de promoción USD\$2,5 mm.
- Mayores gastos asociados a incremento de clientes USD\$1,5 mm.

▶ Contugas: Deterioro del activo por USD\$51,7 mm.

Transporte de gas natural: +14,4%; +COP\$69.827 mm

▶ En TGI, la variación como consecuencia de:

- Depreciaciones y amortizaciones se incrementan en COP\$43 mil mm principalmente en el rubro de plantas y ductos y por el costo de depreciaciones generado por los activos construidos bajo NIIF16.
- Los costos de bienes y servicios se incrementan en COP\$14 mil mm por concepto de: Elementos y accesorios para gas combustible y gestión ambiental COP\$7 mil mm; y provisión OBAS por COP\$7 mil mm (acuerdos operativos que se generan cuando un productor ingresa gas al sistema y TGI utilizada una parte, de esta forma queda con una obligación con dicho remitente).
- Las ordenes de contratos para mantenimientos y reparaciones se incrementan en COP\$6 mil mm por el concepto de cambio de revestimiento para estaciones compresoras.
- Las órdenes y contratos por otros servicios se incrementan en COP\$5 mil mm por el concepto de mantenimientos de derechos de vías y cambio de revestimiento.
- Los honorarios por asesorías y estudios de geotecnia e integridad se incrementaron en COP\$6 mil mm.
- Otros conceptos como seguros, servicios públicos y otros costos de operación se incrementaron en COP\$6 mil mm.
- Los costos de arrendamientos disminuyeron en COP\$10 mil millones, también como consecuencia de la aplicación de NIIF 16.
- Los gastos generales disminuyeron en COP\$8 mil mm en los conceptos de estudios y proyectos (COP\$4 mil mm) y transporte y acarreo (COP\$4 mil mm).

Distribución de electricidad: +100,0%; +COP\$89.388 mm

▶ Electroductos: Las cifras fueron contabilizadas desde el 10 de agosto de 2019 y corresponden a la compra de energía y gas, depreciaciones, amortizaciones, reparación, mantenimiento y consumo de repuestos.

Transmisión de electricidad: +20,1%; +COP\$42.802 mm

▶ Los costos de esta línea de negocio tuvieron la siguiente dinámica:

- Los siguientes proyectos no habían entrado en operación, pero generaban ingresos, y este año, al entrar en operación, se empezaron a contabilizar los costos correspondientes: Armenia, Cartagena Bolívar, La Loma, y Ampliación La Loma.
- Se adelantaron actividades de mantenimiento en proyectos existentes y atención a las nuevas infraestructuras.
- Como se describió en los ingresos, se registra un incremento en el rubro de contribuciones en el gasto. Para el 2019 se contabilizaron por este concepto COP\$74.882 mm.
- Aumento en los costos de mantenimiento y depreciación (Principalmente de los proyectos Armenia, Río Córdoba y Bolívar).
- En el rubro de otros gastos se registró una baja de los activos por Mocoa durante 2019 por COP\$5.147 mm.
- Por efecto de la tasa de cambio, se registró un incremento en el gasto, ya que la TRM promedio del 2019 fue más alta que la del 2018.

Como consecuencias de lo anterior, el resultado bruto creció 23,3%, al pasar de COP\$1.598.605 mm a COP\$1.970.345 mm del 2018 al 2019.



Gastos administrativos

Pasaron de COP\$590.108 mm a COP\$678.533 mm del 2018 al 2019, un crecimiento del 15%, como resultado principalmente de la incorporación de los rubros correspondientes (provisiones, servicios de personal y depreciaciones) a las nuevas compañías del portafolio y que no se encontraban en los resultados de 2018 (Dunas Energía, PPC y Cantaloc) y que representan COP\$28.886 mm. Así mismo, durante 2019 se generaron provisiones en Contugas por COP\$20.000 mm y en Cálidda por COP\$13.000 mm, derivadas principalmente de las cuentas por cobrar a grandes clientes y procesos judiciales, respectivamente. Finalmente se generó un crecimiento en el rubro de depreciaciones por COP\$14.133 mm, como resultado de la entrada de proyectos de las empresas controladas que integran el portafolio del Grupo.

Otros ingresos (gastos)

El saldo neto de esta cuenta es un ingreso por COP\$103.192 mm. Sin embargo, se evidencia una disminución del 53,6% frente al 2018 que fue de COP\$222.410 mm, como resultado de:

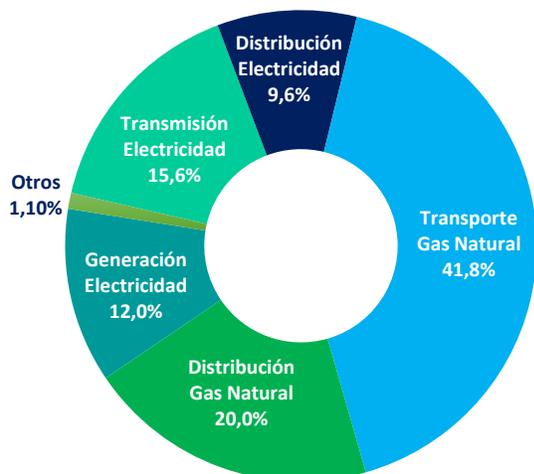
- ▶ La reclasificación contable de Promigas a inversiones en asociadas generó una salida de los dividendos de este rubro, los cuales se volvieron a contabilizar por método de participación patrimonial.
- ▶ Durante el 2018 en TGI se presentaron mayores recuperaciones (COP\$7.098 mm 2018 Vs. COP\$1.498 mm 2019) procedentes de las aseguradoras por siniestros en la operación.

Resultado de las actividades operacionales

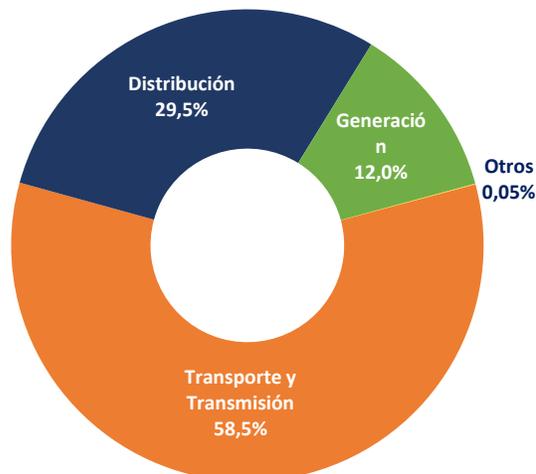
El resultado operacional evidencia un crecimiento del 13,3% del 2019 respecto al 2018, al pasar de COP\$1.230.907 mm a COP\$1.395.004 mm. El mayor resultado bruto (23,3%) con un margen que se mantuvo en 40,0%, asociado a una dinámica positiva de ingresos y costos en cada una de las líneas de negocio, fue contrarrestado parcialmente por los mencionados efectos de: i) Aumento las depreciaciones y provisiones a través de los gastos administrativos; ii) La reclasificación contable de Promigas; e iii) Ingresos no recurrentes.

EBITDA consolidado ajustado

Gráfica N°2 – EBITDA consolidado por línea de negocio



Gráfica N°3 – EBITDA consolidado por segmento



El EBITDA consolidado ajustado pasó de USD\$2.643.537 mm a COP\$3.123.978 mm del 2018 al 2019, un crecimiento del 18,2%, reflejando la rentabilidad y la sostenibilidad de la actividad operacional y del desarrollo de las diferentes líneas de negocio de la Compañía.

Tabla N°1 – EBITDA consolidado

	2018	2019	Variación
EBITDA (Millones COP\$)	2.643.537	3.123.978	18,2%

Es importante resaltar lo siguiente:

- ▶ El 39,6% del EBITDA es generado por TGI, el 15,5% por Cálidda y el 12,0% por Emgesa (dividendos), como las compañías más relevantes dentro del consolidado.
- ▶ El 71,9% del EBITDA es generado por las empresas controladas y el 28,1% restante por las no controladas.
- ▶ Dunas Energía, PPC y Cantalloc a través de la consolidación de sus operaciones, aportaron al EBITDA durante el 2019 el 2,2% COP\$68.014 mm.

Ingresos Financieros

En cuanto a los ingresos financieros, pasaron de COP\$105.267 mm a COP\$135.694 mm del 2018 al 2019, como resultado principalmente de un incremento en la valoración de operaciones de cobertura en GEB Individual y Cálidda (Durante el 2019 se contabilizaron por dicho concepto COP\$17.000 mm y COP\$26.887 mm, respectivamente).

Gastos Financieros

Respecto a los gastos financieros, en el periodo analizado se evidencia un crecimiento del 11,2% pasando de COP\$539.057 mm a COP\$599.491 mm, como resultado de un mayor endeudamiento, generado principalmente por:

- ▶ Mayor nivel de endeudamiento de GEB individual (capital de trabajo COP\$900.000 mm) y Cálidda (Bono local USD\$100,6 mm).
- ▶ La contabilización de la deuda de Dunas Energía, PPC y Cantalloc que no se tenía en la consolidación del 2018 generó intereses por COP\$21.032 mm.
- ▶ La tasa de cambio impactó negativamente los gastos financieros de las obligaciones en moneda extranjera durante el periodo 2019 respecto a 2018 por la diferencia en la TRM. Se debe resaltar que lo anterior solo tiene efectos contables, pero no de salidas reales de efectivo.

Diferencia en Cambio

La diferencia en cambio tuvo un crecimiento del 162,3% como un rubro de ingreso, pasando del 2018 al 2019, de COP\$-52.302 mm a COP\$32.607 mm, teniendo en cuenta que al cierre del periodo analizado la Compañía tuvo una posición pasiva en moneda extranjera por aproximadamente USD\$200 mm. Así mismo, GEB Individual, Contugas y Gebbras fueron las compañías que impactaron positivamente el presente rubro a través de sus operaciones.

Método de Participación

Tabla N°2 – Método de participación

	2018 Millones COP\$	2018 Participación	2019 Millones COP\$	2019 Participación
Emgesa	529.231	45,2%	638.367	43,7%
Codensa	315.528	26,9%	425.445	29,1%
CTM	61.411	5,2%	74.484	5,1%
Vanti	56.705	4,8%	61.834	4,2%
REP	55.432	4,7%	75.405	5,2%
EMSA	7.234	0,6%	11.068	0,8%
Promigas	110.539	9,4%	123.625	8,5%
Negocios Conjuntos	35.593	3,0%	51.851	3,5%
Total	1.171.673	100,0%	1.462.079	100,0%



En cuanto al método de participación, evidenció un aumento de COP\$290.406 mm (+24,8%) en el 2019 frente al 2018, al pasar de COP\$1.171.673 mm a COP\$1.462.079 mm, resultado de el buen desempeño de las compañías.

El mayor aporte al cierre del 2019 proviene de Emgesa con el 43,7%, seguido por Codensa con el 29,1% y Promigas con el 8,5%. Cabe resaltar que en los negocios conjuntos se incluyen las compañías en Brasil: GOT, MGE, TER y TSP.

Es importante mencionar que en el 2018 por método de participación se habían contabilizado COP\$1.055.060 mm y en este año estamos reportando para el mismo período COP\$1.171.673 mm; la diferencia se genera por la reclasificación contable de Promigas a inversiones en asociadas y por la definición de las tasas de mercado utilizadas para la valoración de los activos financieros (SPV's) de Gebbras durante el 2018, lo cual se reconoció hasta el mes de diciembre y por tal razón durante el 2019 se fue ajustando en cada uno de los trimestres del año 2018.

Impuestos

En cuanto al impuesto corriente, el gasto pasó de COP\$196.510 mm a COP\$324.377 mm, al comparar el 2018 con el 2019, un incremento del 65,1%. Se debe tener en cuenta que la utilidad antes de impuestos consolida las ganancias o pérdidas de 13 compañías y el impuesto corriente únicamente el efecto de las compañías que reportan utilidad, que en este caso son: TGI, Cálidda, Dunas Energía, EEB Perú Holdings y EEB Gas S.A.S.

De acuerdo con lo anterior, el comportamiento del impuesto corriente obedece a:

- ▶ Incremento de la utilidad antes de impuestos del periodo.
- ▶ Ajustes vidas útiles fiscales durante el 2018 en TGI, lo cual generó mayor depreciación fiscal en dicho año.
- ▶ En 2018 se ejerció la opción call del bono y se tuvo gasto por diferencia en cambio realizada por \$164.355, el cual no se presenta en 2019.

Por su parte, el impuesto diferido pasó de COP\$110.216 mm a COP\$-147.581 mm en los periodos analizados, un aumento en el gasto por COP\$257.797 millones, como consecuencia de:

- ▶ Ajustes vidas útiles fiscales en el año 2019.
- ▶ Por efectos de la tasa promedio para cálculo del impuesto diferido con la cual se ajustan las partidas denominadas en dólares, tasa que para 2018 fue de \$2.956,4 y para 2019 \$3.281,09

Utilidad neta

La utilidad neta en el 2019 fue COP\$1.953.935 mm, lo que corresponde a un crecimiento de 6,8% frente al 2018 (COP\$1.830.194 mm). La participación controladora se ubicó en COP\$1.845.859 mm (+5,6%) y la no controladora se ubicó en COP\$108.076 mm (+32,6%).

Perfil de deuda

Tabla N°3 – Clasificación de rubros de deuda

	Millones COP\$			
	2018	2019	Variación	%
EBITDA	2.643.537	3.123.978	480.441	18,2%
Deuda total neta	8.382.047	10.045.989	1.663.942	19,9%
Deuda total bruta	9.510.159	10.815.346	1.305.187	13,7%
Gastos financieros neto	359.333	467.218	107.885	30,0%

La deuda total bruta reportó un crecimiento del 14,3%, como consecuencia de: Bonos locales y crédito Scotiabank respecto a Cálidda; en cuanto a GEB, el diferencial cambiario del crédito sindicado y nuevos créditos para capital de trabajo por COP\$900.000 mm; en TGI el efecto en diferencia en cambio en los bonos; en cuanto a Contugas, el efecto de tasas, refinanciación del crédito sindicado y la reestructuración de la deuda a corto plazo; y contabilización de la deuda de Dunas Energía, PPC y Cantalloc.



Tabla N°4 – Estructura de la deuda diciembre 2019

Obligación	Monto Millones COP\$	Monto Millones USD\$	Moneda Original	Cupón (%)	Vencimiento
GEB - Sindicado 2024	2.435.006	749	USD\$	Libor 6M + 1,625%	jul-24
GEB - Bono COP 2024 1er Lote	186.292	57	COP\$	7 años IPC + 3,19% E.A.	feb-24
GEB - Bono COP 2032 1er Lote	281.537	86	COP\$	15 años IPC + 3,85% E.A.	feb-32
GEB - Bono COP 2042 1er Lote	178.993	55	COP\$	25 años IPC + 4,04% E.A.	feb-42
GEB - Bono COP 2024 2do Lote	128.567	39	COP\$	7 años IPC + 3,21% E.A.	feb-24
GEB - Bono COP 2032 2do Lote	188.372	57	COP\$	15 años IPC + 3,85% E.A.	feb-32
GEB - Bono COP 2047 2do Lote	321.796	98	COP\$	30 años IPC + 4,10% E.A.	feb-47
GEB - Banco Popular	45.000	14	COP\$	IBR (6M) +1,70%	jul-20
GEB - Av. Villas	45.000	14	COP\$	IBR (6M) +1,70%	jul-20
GEB - Banco Santander	40.000	12	COP\$	IBR (6M) +1,35%	jul-20
GEB - Banco Agrario	159.000	49	COP\$	IBR (6M) +1,45%	ago-20
GEB - Banco de Occidente	120.000	37	COP\$	IBR (6M) +1,70%	ago-20
GEB - Banco de Bogotá	200.000	61	COP\$	IBR (6M) +1,70%	ago-20
GEB - Bancolombia	151.000	46	COP\$	IBR (6M) +1,70%	ago-20
GEB - Citibank	140.000	43	COP\$	Fijo 5,55%	jul-20
GEB & TGI - Arrendamientos financieros	36.167	11	COP\$	DTF + 2,9% TA	sep-24
TGI - Bono 2028	2.444.724	750	USD\$	Fijo 5,55%	nov-28
Trecca - Crédito Citibank	242.345	74	USD\$	Libor 6M + 2,97%	jun-28
EEBIS - Crédito Citibank	104.868	32	USD\$	Libor 6M + 2,40%	ago-21
EEBIS - Crédito Citibank	26.217	8	USD\$	Libor 3M + 1,25%	mar-20
Contugas - Crédito Sindicado	1.150.947	355	USD\$	Libor 6M + 1,75%	sep-24
Contugas - BCP	36.424	11	PEN\$	Fijo 5,70%	ene-20
Contugas - BCP	4.472	1	PEN\$	Fijo 5,70%	ene-20
Contugas - Banco Santander	6.554	2	USD\$	Fijo 6,69%	ene-20
Contugas - Banco Scotiabank	12.453	4	USD\$	Fijo 3,50%	ene-20
Cálidda - Bono Internacional	1.045.893	320	USD\$	Fijo 4,375%	abr-23
Cálidda - Bono Local	197.216	61	USD\$	Fijo 4,7359%	jul-28
Cálidda - Bono Local	337.633	101	USD\$	Fijo 3,16510%	sep-29
Cálidda - Crédito Scotiabank	219.635	67	USD\$	Fijo 2,85%	may-22
Dunas - Pagaré BBVA	15.328	5	PEN\$	Fijo 4,11%	ene-20
Dunas - Pagaré BCP	22.939	7	PEN\$	Fijo 3,52%	jun-20
Dunas - Pagaré BCP	14.833	5	PEN\$	Fijo 4,00%	ene-20
Dunas - Pagaré BCP	11.867	4	PEN\$	Fijo 3,68%	feb-20
Dunas - Pagaré IBK	32.632	10	PEN\$	Fijo 3,85%	mar-20
Dunas - Pagaré SBP	9.889	3	PEN\$	Fijo 3,85%	feb-20
Dunas - BCP	202.275	62	PEN\$	Fijo 4,10%	dic-20
Dunas - SBP - N°30983	7	0,002	PEN\$	Fijo 6,75%	mar-20
Dunas - SBP - N°35418	3.012	1	PEN\$	Fijo 5,34%	oct-23
Dunas - SBP - N°36240	178	0,1	PEN\$	Fijo 5,75%	abr-21
PPC - Pagaré BCP	16.275	5	USD\$	Fijo 3,05%	mar-20
Deuda total bruta sin intereses	10.815.346	3.314*			
Intereses	134.915				
Deuda total bruta + Intereses	10.950.261				
Deuda total bruta corto plazo + Intereses	1.590.042				
Deuda Total bruta largo plazo + Intereses	9.360.219				

Las dos operaciones de refinanciamiento que se concretaron durante el año 2019 y que impactan positivamente el perfil de la deuda:

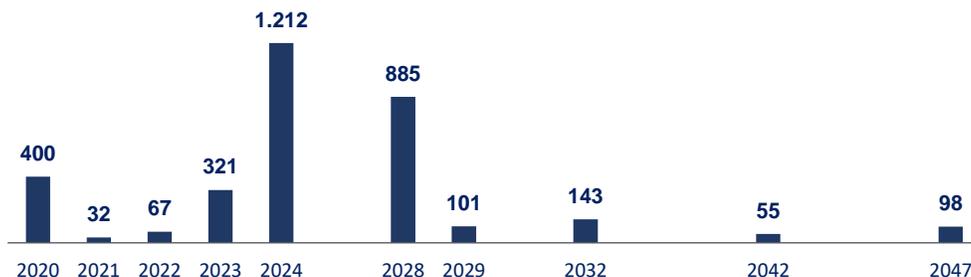
- ▶ GEB celebró una operación de manejo de deuda pública externa para refinanciar USD\$749 mm con un crédito sindicado; BofA, Citi y Sumitomo fueron los estructuradores:
 - Extensión del plazo un año adicional, hasta julio de 2024.
 - Libor 6M + 1,625%, una reducción del spread en 52 pbs, generando un ahorro anual superior a USD\$3,9 mm.

*TRM 31/12/2019 COP\$3.277,14.



- ▶ Contugas: Refinanciación con garantía de sus socios (GEB y TGI) de USD\$355 mm con un crédito sindicado estructurado por Mizuho y BBVA:
 - Extensión del plazo hasta septiembre de 2024.
 - Reducción del spread en 175 pbs, generando un ahorro anual superior a USD\$6,2 mm.

Gráfica N°4 – Perfil de la deuda diciembre 2019 - USD\$3.314 millones



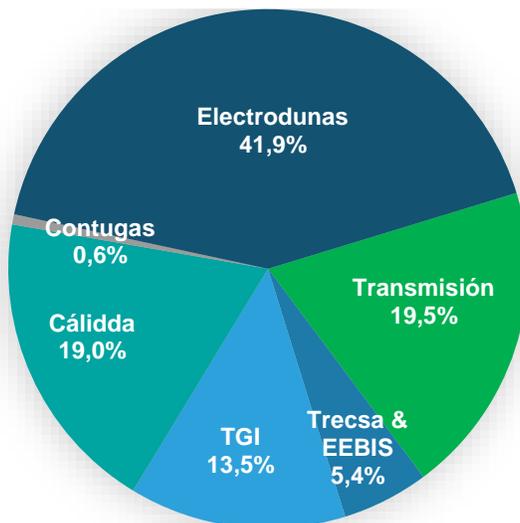
El Grupo alcanza a diciembre de 2019 un indicador Deuda Total Neta/EBITDA de 3,2x y de EBITDA/Gastos Financieros Neto de 6,7x, ubicándose dentro de los límites razonables de endeudamiento.

Tabla N°5 – Ratios de cobertura

	2018	2019
Deuda total neta / EBITDA	3,17x	3,22x
EBITDA / Gastos financieros neto	7,36x	6,69x

CAPEX / Adquisiciones

Gráfica N°5 – CAPEX / Adquisiciones 2019 – USD\$630 millones



El CAPEX consolidado ejecutado fue USD\$630 mm durante el 2019, concentrándose principalmente en la adquisición de Electrodunas con el 41,9% (USD\$264 mm), seguido por el Negocio de Transmisión con el 19,5% (USD\$123 mm) y por último Cálidda con el 19,0% (USD\$120 mm). Es importante resaltar que el CAPEX en Trecca y EEBIS incluyen los gastos capitalizables.

Tabla N°6 – CAPEX / Adquisiciones proyectado anual (Millones USD\$)

Compañía	2019	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	Total 2020P - 2024P
Transmisión	123	122	133	132	107	48	542
Trecsa y EEBIS	34	39	58	1	1	1	100
TGI	85	80	51	66	90	151	438
Cálidda	120	134	108	111	113	116	582
Contugas	4	3	10	5	0	0	18
Electrodunas *	264	25	13	44	41	35	158
Argo **	0	380	0	0	0	0	380
Otros Proyectos	0	21	30	30	30	30	141
Total	630	804	403	389	382	381	2.359

Línea de Negocio	2019	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	Total 2020P - 2024P
Distribución	388	162	131	160	154	151	758
Transporte y Transmisión	242	621	242	199	198	200	1.460
Generación	0	21	30	30	30	30	141
Total	630	804	403	389	382	381	2.359

*Incluye valor de adquisición y CAPEX

** El valor de compra está sujeto a variaciones en el tipo de cambio.

Nota: De 2020 en adelante corresponde a proyecciones y se ajustan anualmente.

Resultados Compañías Controladas


Tabla N°7 – Indicadores financieros seleccionados GEB Transmisión

	Millones COP\$		
	2018	2019	Variación
Ingresos	397.111	517.882	30,4%
Utilidad bruta	269.514	359.238	33,3%
EBITDA	260.080	346.674	33,3%
Margen EBITDA	65,5%	66,9%	1,4 pp
Utilidad operacional	242.036	314.281	29,8%

Tabla N°8 – Panorámica general GEB Transmisión

	2018	2019
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,95	99,96
Compensación por indisponibilidad (%)	0,0080	0,0037
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	99,4	100,0
Participación en la actividad de transmisión en (%)	19,9	20,3

Al cierre de 2019, el detalle de los proyectos de inversión es el siguiente:

- ▶ Mediante Resolución 40187 el Ministerio de Minas y Energía (Minminas) aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto UPME-02-2009 SE Armenia para el 18 de junio de 2019.



- ▶ El 22 de enero GEB declaró en operación comercial la convocatoria UPME 01 de 2014 SE La Loma y líneas de transmisión asociadas.
- ▶ El 22 de febrero GEB declaró en operación comercial el proyecto de ampliación de la SE La Loma. Esta es una obra contemplada en el Plan de Expansión UPME 2016-2030. Resolución Minminas 40098 de 2017.
- ▶ Mediante Resolución 40328 el Minminas aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto UPME-05-2009 SE Quimbo (Tesalia) para el 24 de noviembre de 2019.
- ▶ Mediante resolución 40328 de 2019, el Minminas aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto UPME 05-2009 SE Quimbo (Tesalia) para el 24 de noviembre de 2019.
- ▶ Mediante Resolución 40349 el Minminas aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto UPME-03-2010 SE Chivor II – Norte para el 15 de noviembre de 2019.
- ▶ Mediante Resolución 40416 el Minminas aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto UPME-01-2013 SE Norte 500 kV para el 23 de diciembre de 2020.
- ▶ Mediante Resolución 049 de 2019 la Comisión de Regulación de Energía y Gas incluyó en la base de activos de GEB los activos correspondientes a la ampliación en La Loma 500 kV- inicio de ingresos asociados
- ▶ Mediante Resolución 40550 el Minminas aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto UPME-02-2009 SE Armenia 230 kV para el 11 de octubre de 2019.
- ▶ El 27 de junio de 2019 GEB declaró en operación comercial la convocatoria UPME 02 de 2009 SE Armenia 230 kV y líneas de transmisión asociadas.
- ▶ La CREG emitió la resolución 98/19 para comentarios de los agentes con la propuesta que viabiliza la construcción de baterías para el almacenamiento de energía.
- ▶ Reficar, a través de Ecopetrol, invitó a GEB a participar en un servicio de conexión de la refinería de Cartagena al STN en la subestación Bolívar 220 kV. GEB presentó una propuesta.
- ▶ La CREG emitió la resolución 99/19 para comentarios de los agentes con la propuesta que viabiliza la construcción de redes de transmisión compartidas para proyectos de generación (Guajira y Cesar).
- ▶ La CREG emitió la resolución 100/19 para comentarios de los agentes en donde se proponen modificaciones con el fin de ajustar la asignación de restricciones dependiendo del agente que las ocasione; aborda temas relacionados con generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad y en un aparte se refiere al transporte de gas.
- ▶ Mediante Resolución 40779 el Minminas adoptó el Plan de Expansión de Transmisión 2019-2033.
- ▶ La CREG expidió la Resolución CREG 113 de 2019 mediante la cual cambio a GEB la representación de los activos de la subestación Tuluní 230 kV.
- ▶ La CREG expidió la Resolución CREG 131 de 2019 mediante la cual cambio a GEB la representación de los activos de la subestación Betania 230 kV.
- ▶ Mediante Resolución 40835 el Minminas aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto UPME-03-2010 SE Chivor II - Norte 230 kV para el 30 de octubre de 2019. Esta resolución presentó un plazo que no consideró una solicitud de prórroga ya autorizada.
- ▶ Mediante Resolución 40874 el Minminas aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación del proyecto UPME-05-2009 SE Quimbo (Tesalia) 230 kV para el 8 de julio de 2020.

Tabla N°9 – Estatus proyectos GEB Transmisión

	Avance	Ingresos Anuales Estimados (Millones USD\$)	Fecha Oficial UPME*
Chivor II 230 kv	58,5%	5,5	2Q 2020
Tesalia 230 kv	93,0%	10,9	2Q 2020
Sogamoso Norte 500 kv	62,7%	21,1	4Q 2020
Refuerzo Suroccidental 500 kv	37,5%	24,4	4Q 2020
Ecopetrol San Fernando 230 kv	85,5%	6,0	4Q 2020
La Loma STR 110 kv	58,3%	7,0	3Q 2020
Colectora 500 kv	15,1%	21,5	4Q 2022
Total		96,3	

* No incluye las prórrogas que se pueden generar posteriormente


Tabla N°10 – Indicadores financieros seleccionados TGI

	2018	2019	Variación
Ingresos (miles USD\$)	441.730	468.820	6,1%
Utilidad operacional (miles USD\$)	249.333	269.372	8,0%
EBITDA (miles USD\$)	328.979	360.423	9,6%
Margen EBITDA	74,5%	76,9%	2,4 pp
Utilidad neta (miles USD\$)	136.005	125.876	-7,4%
Deuda total bruta / EBITDA	3,6x	3,1x	-0,4x
EBITDA / Gastos financieros	3,8x	5,2x	1,4x
Calificación crediticia internacional:			
S&P – Calificación Corporativa – dic. 13 19:	BBB-, estable		
Fitch – Calificación Corporativa – oct. 7 19:	BBB, estable		
Moody's – Calificación Bono – jul. 16 19:	Baa3, estable		

- ▶ Octubre 7: ratificación de la calificación corporativa y del bono por Fitch Ratings en BBB, estable.
- ▶ Diciembre 13: ratificación de la calificación corporativa por S&P en BBB- estable.
- ▶ +5,8% en ingresos en 4Q 2018 vs. 4Q 2019.
- ▶ Margen EBITDA en 4Q 2019 creció 1,5 pp a 71,1%.
- ▶ Pago 2da cuota de dividendos por USD\$39,8 mm.
- ▶ Capitalización de Contugas por USD\$21,7 mm y reconocimiento de pérdida por método de participación por USD\$17,9 mm.
- ▶ Foro TGI con participación de importantes representantes del sector abordando temas del futuro del gas en Suramérica, perspectivas del gas en Colombia y su potencial en el mercado colombiano.
- ▶ Durante el 4Q 2019 se registraron 3,9 Mpcd incrementales por casos de industria (autogeneración) y 4,5 Mpcd incrementales por GNV (flotas dedicadas y conversiones).
- ▶ Cusiana Fase IV: Loop Puerto Romero – Vasconia (46 Mpcd). Entrada en operación: 21 de diciembre.
- ▶ Reposición de ramales: entrada en operación de Ramal Yarigües – Puerto Wilches el 30 de noviembre y del ramal Pompeya el 12 de diciembre.
- ▶ Audiencia de contradicción de valoración del perito para activos que cumplieron Vida Útil Normativa – VUN (diciembre 20).
- ▶ Circular 100 de 2019: publicación estudio para modificación del cálculo del WACC (noviembre 15).
- ▶ Resolución CREG 146 de 2019: disposición transitoria inicio de ejecución de contratos de transporte.
- ▶ Circular CREG 128 de 2019: definición de agenda regulatoria:
 - Metodología de remuneración transporte de gas natural (consulta: 1Q 2020; definitiva: 2Q 2020)
 - Revisión reglas de integración (consulta: 1Q 2020; definitiva: 4Q 2020)

Tabla N°11 – Panorámica general TGI

	2018	2019	Variación
Volumen transportado – Promedio Mpcd	446,2	477,7	7,1%
Capacidad contratada en firme – Mpcd	713,0	712,0	-0,1%



► Cusiana Fase IV

Aumento de la capacidad de transporte de gas natural en 58,0 Mpcd entre Cusiana y Vasconia (incluyendo estación de compresión de Puente Guillermo), con una construcción de 38,5 Km de loops de 30" de diámetro.

- Ampliación de la Estación de Compresión de Gas de Puente Guillermo.
- Adecuaciones de las Estaciones de Compresión de Gas de Miraflores y Vasconia.

Detalle de la ejecución:

- Inversión total del proyecto – USD\$92,3 millones
- Capex total ejecutado a la fecha – USD\$57,3 millones
- Capex total ejecutado 4Q 2019 – USD\$9,5 millones
- Avance Físico de Obra – 80,5%
- Entrada en operación estimada:
 - Estación Puente Guillermo: 17 Mpcd – 2Q 2018
 - Loop Puerto Romero – Vasconia: 46 Mpcd – 1Q 2020
 - Loops Puente Guillermo – La Belleza y El Porvenir – Miraflores: 12 Mpcd - 3Q 2020

► Reposición de Ramales

Reposición de 4 ramales por cumplimiento de vida útil normativa de acuerdo con la resolución CREG 126 de 2016 y 1 ramal por mutuo acuerdo. Reposición de los siguientes ramales del Sur de Bolívar, los cuales representan 16 Km de tubería (2" de diámetro) y 12 Km de tubería (4" de diámetro):

- Ramal Yarigüies – Puerto Wilches
- Ramal Pompeya
- Ramal Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo
- Ramal Cantagallo – San Pablo
- Ramal Galán – Casabe – Yondó

Detalle de la ejecución:

- Inversión total del proyecto – USD\$11,6 millones
- CAPEX total ejecutado a la fecha – USD\$7,6 millones
- CAPEX total ejecutado 4Q 2019 – USD\$1,8 millones
- Avance Físico de Obra – 73,1%
- Entrada en operación estimada:
 - Ramal Yarigüies – Puerto Wilches: 4Q 2019
 - Ramal Pompeya: 4Q 2019
 - Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo: 1Q 2020
 - Ramal Cantagallo – San Pablo: 1Q 2020
 - Ramal Galán – Casabe – Yondó: 1Q 2020



Tabla N°12 – Indicadores financieros seleccionados Cálidda

	Miles USD\$		
	2018	2019	Variación
Ingresos	674.397	717.861	6,4%
Ingresos ajustados*	277.548	298.692	7,6%
Utilidad operacional	119.260	139.481	17,0%
EBITDA	159.059	170.918	7,5%
Margen EBITDA - Ingresos	23,6%	23,8%	0,2 pp
Margen EBITDA - Ingresos ajustados	57,3%	57,2%	-0,1 pp
Utilidad neta	68.702	82.659	20,3%
Deuda / EBITDA	2,9x	3,2x	0,3x
EBITDA / Gastos financieros	8,8x	8,4x	-0,4x

*Ingresos Ajustados = Ingresos sin considerar ingresos del tipo *pass-through* (adquisición y transporte de gas natural) e IFRIC 12 (inversiones realizadas en el sistema de distribución).

Tabla N°13 – Panorámica general Cálidda

	2019
Clientes acumulados	952.682
Clientes potenciales	1.080.943
Extensión total de la red (Km)	11.166
Volumen vendido (Mpcd)	784
Penetración de la red (%)	88%

- ▶ Al cierre de 2019, Cálidda alcanzó los 952.682 clientes conectados en Lima y Callao y 11.166 km de tubería subterránea (10.556 en polietileno y 610 en acero).
- ▶ Principales proyectos:
 - ERP Ate (100% de avance): Skid 100% de fabricación. Recinto: 100%. Se habilitó el 11 de diciembre 2019.
 - ERP Chilca (43% de avance): Skid 97% de fabricación. Recinto: Ingeniería al 100%. Se obtuvo la licencia de construcción.
 - En diciembre, en la gestión de Proyecto Autogeneración Puruchuco, avance 59%. El 10 de diciembre llegaron Motogeneradores JENBACHER a Lima. EL 16 de diciembre se efectuó el montaje de generadores y radiadores en Puruchuco. Por último, se ingresó el expediente para solicitud del permiso de generación al MINEM.
- ▶ Moody's, Fitch y S&P Global reafirmaron las calificaciones de Cálidda en Baa2, BBB y BBB-, todas con perspectiva estable.
- ▶ Asimismo, Equilibrium y Class & Asociados (ratings locales) revalidaron la calificación de AAA, la cual es el más alto nivel de calificación de bonos corporativos en Perú.
- ▶ A finales de julio, el Osinergmin aprobó una ampliación al plan quinquenal de inversiones vigente, que va de mayo 2018 a mayo 2022, en el cual se establecen las inversiones entre los años 2018 y 2021, incorporadas como base para el cálculo de la tarifa. Las inversiones adicionales que se reconocieron fueron más de USD\$180 mm, llegando a más de USD\$500 mm en dicho plazo, y a la vez se incorporaron más de 120.000 clientes, con lo cual superaríamos los 500.000 nuevos usuarios para este periodo. Estas inversiones adicionales han generado un aumento de la tarifa base del 7,35%, que está vigente a partir de agosto de 2019. Dado que la tarifa de distribución es solo un componente de la tarifa usuario final, el impacto al usuario es un incremento de entre 1% y 3%, dependiendo del tipo de cliente.



- ▶ El 6 de septiembre, Cálidda emitió por segunda vez bonos corporativos en Soles en el mercado local, esta vez por PEN\$342 mm (USD\$100,6 mm) a 10 años *bullet* y con tasa en Soles de 5,03%, cubierta a dólares americanos (moneda funcional de Cálidda) mediante un *Cross Currency Swap*, con tasa en dólares de 3,17%.
- ▶ 15 de octubre: Pago de dividendos por USD\$59 mm.



Tabla N°14 – Indicadores financieros seleccionados Contugas

	Miles USD\$		
	2018	2019	Variación
Ingresos operacionales	77.468	77.669	0,3%
Utilidad Bruta	37.132	40.073	7,9%
Margen bruto	47,9%	51,6%	3,7 pp
Utilidad operacional	-34.862	-58.731	68,5%
EBITDA	16.667	24.023	44,1%
Margen EBITDA	21,5%	30,9%	9,4 pp
Utilidad neta	-50.458	-73.100	44,9%

Tabla N°15 – Panorámica general Contugas

	2019
Número de clientes	50.975
Volumen de ventas (Mpcd)	597,0
Volumen transportado (Mpcd)	7109,6
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	160,5
Longitud de la red (km)	1.701,9

- ▶ Desembolso de deuda a corto plazo por un importe equivalente a USD\$2,25 mm para financiar necesidades transitorias de liquidez.
- ▶ Desembolso de crédito intercompañía de corto plazo con EEB Gas S.A.S. por USD\$11,0 mm.
- ▶ Se realizó el pago de la resolución del laudo arbitral con CGMC por USD\$2,19 mm.
- ▶ Se habilitó al cliente Coelvisac y Nacionales de Turismo S.A.
- ▶ Se realizó el pago de deuda de corto plazo por un valor equivalente a USD\$4,25 mm.
- ▶ Renovación de créditos de corto plazo con la banca local por USD\$20,0 mm.
- ▶ Reconocimiento de activo y pasivo por adopción de NIIF 16.
- ▶ El 24 septiembre de 2019 se realizó la refinanciación de Contugas con garantía de sus socios (GEB y TGI) por USD\$355 mm, mediante un crédito sindicado estructurado por Mizuho y BBVA:
 - Extensión del plazo hasta septiembre de 2024.
 - Reducción del spread en 175 bps, generando un ahorro anual superior a USD\$6,2 mm.
- ▶ De acuerdo con el punto anterior, el 27 de septiembre la Compañía adquirió una obligación por USD\$355 mm, en función de la refinanciación del crédito sindicado.
- ▶ Designación: Gerente General (e) a Paulo Bacci y como Gerente de Finanzas y Administración a Mabel Ruiz.
- ▶ Pago de intereses del crédito sindicado por un valor de USD\$10,7 mm, correspondientes al 12vo período en función del contrato correspondiente.
- ▶ Se contabilizó un deterioro de activos por USD\$51,7 mm, registrando una pérdida final del ejercicio por USD\$73 mm. Los socios, GEB y TGI, aprobaron una capitalización por USD\$69 mm.
- ▶ Se habilitó a los clientes Corporación Leribe e Inmobiliaria American Group S.A
- ▶ Al cierre de diciembre, se reportaron 50.975 habilitaciones.


Tabla N°16 – Indicadores financieros seleccionados Trecca

	Miles USD\$		
	2018	2019	Variación
Ingresos	22.555	18.869	-16,3%
Utilidad bruta	8.865	8.728	-1,5%
EBITDA	10.236	6.866	-32,9%
Margen EBITDA	45,4%	36,4%	-9,0 pp
Utilidad neta	2.100	-3.989	-290,0%

- ▶ En concordancia con la política adoptada por el Grupo, TRECSA implementó la Norma Internacional NIIF 16, aplicándola a los contratos de arrendamiento.
- ▶ En marzo 2019, se presentó el Tercer Informe Semestral del cumplimiento de avance de obras del proyecto PET – 001 - 2009, atendiendo las obligaciones del contrato suscrito con el Ministerio de Energía y Minas de Guatemala (MEM).
- ▶ Se implementó el sistema de facturación electrónica por obligación de la administración tributaria de Guatemala, lo cual ocasionó que la factura de Gestión Trecca - EEBIS sea mes vencido.
- ▶ Se redefinió la estrategia de ejecución de CAPEX, priorizando los tramos críticos: Pago de intereses Deustch Bank y Sub-ejecución de costos y gastos por contratos en los que no se dieron incrementos anuales por parte de los proveedores.
- ▶ Se presentaron ante el Ministerio de Energía y Minas las siguientes solicitudes:
 - Ajuste de la metodología de cálculo de la tasa.
 - Determinación de la inconveniencia de realizar el tramo del cruce subacuático y subterráneo de Río Dulce.
 - Reconocimiento de mayores valores de servidumbres, correspondientes a los Lotes C, D y E.
- ▶ Bajo el liderazgo de Trecca, se realizó el 2do Foro de Transporte de Energía Eléctrica, al cual asistieron 355 actores nacionales e internacionales del subsector eléctrico, funcionarios y la academia.
- ▶ El Comité de Servidumbres, Auales y Proyectos Voluntarios de Beneficio Comunitario, autorizó la compra del nuevo lote para la construcción de la subestación Guate – Oeste.
- ▶ Se alcanzó un 78% de avance constructivo del Proyecto, equivalente a 559 km de líneas de transmisión construidos y 19 subestaciones, teniendo en el periodo un avance importante en la construcción de la línea Huehuetenango – Chiantla, así como las obras asociadas a la SE- Chiantla.
- ▶ Se obtuvo la licencia de construcción de la Municipalidad de Sololá, para habilitar la construcción de las entradas y salidas de las líneas de transmisión del Lote F que convergen en la subestación Sololá (LT Cruces-Sololá, LT Sololá-Brillantes y LT Interconexión Sololá-Quiché).



- ▶ En concordancia con la política adoptada por el Grupo, EEBIS implementó la Norma Internacional NIIF 16, aplicándola a los contratos de arrendamiento.
- ▶ A finales de 2018 se completó la construcción del 100% del proyecto Anillo Pacífico Sur (APS), en consecuencia, en marzo 2019 se radicaron la totalidad de los expedientes para el reconocimiento de los ingresos por peaje ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). Este proyecto de transmisión de energía eléctrica permite conectar las plantas de generación de los cinco ingenios más importantes del país al Sistema Nacional Interconectado de Guatemala (red principal).
- ▶ Se recibieron los pagos de Pronico respecto al saldo por cobrar, que actualmente es de USD\$50 mil.



- ▶ En abril se implementó el sistema de facturación electrónica, por lo cual a partir de mayo las cuentas se verán ejecutadas mes vencido.
- ▶ Ingreso de caja por facturación de avance de obra Cempro por USD\$2,1 mm.
- ▶ Se suscribió un contrato para ejecutar el Proyecto Variante El Pilar para Cementos Progreso, cuya construcción finalizó antes del plazo pactado.
- ▶ El 12 de diciembre del presente año la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitió la resolución CNEE-267-2019, por medio de la cual resolvió "(...) Fijar el Peaje del Sistema Principal de Transmisión para EEB Ingeniería y Servicios, Sociedad Anónima en siete mm cuatrocientos veinticuatro mil seiscientos sesenta y tres con ochenta y un centavos de dólar de los Estados Unidos de América por año (7,424.663.81) (...)" para los activos de transmisión del Proyecto Anillo Pacífico Sur. La fijación de dicho peaje ha sido el resultado de un trabajo diligente por parte del equipo de EEBIS que culminó con el reconocimiento de un VNR muy cercano a la inversión final realizada en los términos del mismo. El Proyecto Anillo Pacífico Sur es el primer proyecto de transmisión realizado por iniciativa privada que se culmina integralmente.
- ▶ Como consecuencia de lo anterior, en el mes de enero de 2020 se solicitó al Administrador del Mercado Mayorista, la inclusión del peaje asignado a las obras asociadas al Anillo Pacífico Sur en el Informe de Transacciones Económicas para que sea pagado a EEBIS.



- ▶ Adopción de las buenas prácticas de gobierno corporativo del GEB. Aprobación de los Comités de Directorio: Auditoría y Riesgos, Financiero y de Inversiones, Gobierno Corporativo y Compensaciones.
- ▶ Implementación de segunda terna, cambio de estructuras, conductor y ferretería existente en Parcona y Tinguiña – Ica.
- ▶ Reperfilamiento de la deuda con el Banco de Crédito del Perú y cancelación de los créditos de mediano plazo del grupo ElectroDunas. Obras resaltantes en el sistema de distribución como: Reserva La Angostura, con una demanda de 3,5 MW. Obras resaltantes en el sistema de distribución como: Condominio San Marino Club Náutico - Pisco con una demanda de 2,4 MW, Planta de tratamiento de aguas residuales, Cachiche - PTAR, con una demanda de 2,3 MW.
- ▶ Se ejecutaron obras de ampliación y rehabilitación en Media y Baja Tensión y Alumbrado Público en Ica, Chincha y Pisco.

Tabla N°17 – Indicadores financieros seleccionados ElectroDunas

	Miles USD\$
	4Q 2019
Ingresos	30.319
Utilidad Bruta	13.441
Margen Bruto	44,3%
Utilidad operacional	5.439
Margen operacional	17,9%
EBITDA	7.166
Margen EBITDA	23,6%
Utilidad neta	794

Tabla N°18 – Panorámica general ElectroDunas

	2019
Venta de Energía de ELD	287.900
Venta de energía a clientes propios (GWh)	192.642
Venta de energía de terceros que usan redes de ELD (GWh)	95.258
Compra de energía y generación propia (MWh)	222.362



- ▶ Aprobación de los Comités de Directorio: Auditoría y Riesgos, Financiero y de Inversiones, Gobierno Corporativo y Compensaciones.
- ▶ Cancelación de la deuda a mediano plazo con el BCP, a través de un préstamo intercompañía con Electro-dunas, se ejecutó un mantenimiento mayor a SET Luren por aproximadamente USD\$466 mm.

Tabla N°19 – Indicadores financieros seleccionados Perú Power Company

	Miles USD\$
	4Q 2019
Ingresos	2.181
Utilidad operacional	1.662
Margen operacional	76,2%
EBITDA	2.066
Margen EBITDA	94,7%
Utilidad neta	908



- ▶ Aprobación de los Comités de Directorio: Auditoría y Riesgos, Financiero y de Inversiones, Gobierno Corporativo y Compensaciones.
- ▶ Inicio de la ampliación de la subestación Ica Norte.

Tabla N°20 – Indicadores financieros seleccionados Cantaloc

	Miles USD\$
	4Q 2019
Ingresos	2.565
Utilidad operacional	517
Margen operacional	20,1%
EBITDA	566
Margen EBITDA	22,1%
Utilidad neta	340

Resultados Compañías No Controladas


Tabla N°21 – Indicadores financieros seleccionados Codensa

	Millones COP\$		
	2018	2019	Variación
Ingresos	5.059.809	5.464.557	8,0%
Margen de contribución	2.011.607	2.308.385	14,8%
EBITDA	1.556.956	1.838.293	18,1%
Margen EBITDA	30,8%	33,6%	2,9 pp
EBIT	1.161.432	1.424.339	22,6%
Utilidad neta	608.641	822.757	35,2%

El análisis que se muestra a continuación corresponde a las cifras de los años 2018 y 2019 y es tomado textualmente del informe publicado por Codensa al mercado:

- ▶ Los Ingresos Operacionales de Codensa durante 2019 se incrementaron en 8% con respecto a 2018. Este aumento se debe principalmente al crecimiento del 2.3% de la demanda de energía en el área de operación de Codensa, así como al aumento natural de la tarifa de energía por el comportamiento del IPP e IPC en los componentes de distribución y comercialización.
 - Así mismo, con la aprobación de los nuevos cargos de distribución para Codensa, se registró un ingreso retroactivo asociado con el nivel de inversiones de la Compañía, aplicable desde abril de 2019, el cual será facturado y recaudado durante los 12 meses siguientes a la aplicación definitiva de la nueva tarifa.
 - Por último, productos de valor agregado como la modernización del alumbrado público en Bogotá y algunos municipios de Cundinamarca y el nuevo esquema de operación de Crédito Fácil Codensa, representaron mayores ingresos.
- ▶ El EBITDA creció en un 18% con respecto al cierre del año 2018. Este crecimiento está explicado por el comportamiento positivo de los ingresos solo parcialmente compensado por un incremento en costos de operación. De igual manera, se registró un incremento del 15% en los gastos de personal debido a la incorporación de nuevos colaboradores para el desarrollo de proyectos de inversión y al impacto extraordinario por el cierre de la negociación de la convención colectiva.
- ▶ El EBIT muestra un crecimiento en línea con el EBITDA y con el comportamiento de las depreciaciones y amortizaciones. Estas últimas tuvieron un incremento de 13% como consecuencia de la entrada en operación de nuevos activos que hicieron parte del plan de inversiones ejecutado por Codensa que ha ido creciendo durante los últimos 3 años.
- ▶ La Utilidad Neta de Codensa aumentó en más de un 35% durante el 2019, gracias al positivo desempeño operacional de la compañía y a una menor tasa efectiva de impuestos, consecuencia de la reducción de la tarifa del impuesto de renta en cuatro puntos porcentuales para 2019.
- ▶ La Deuda Financiera Neta aumentó en 27% con respecto a la cifra registrada al cierre de 2018, con el objeto de apalancar el robusto plan de inversiones que viene ejecutando la compañía, lo cual explica el aumento del 11% en el gasto financiero neto. A nivel de deuda bruta el incremento fue parcialmente compensado por una mejor gestión de caja.
- ▶ Las Inversiones de Codensa alcanzaron el máximo nivel histórico en sus 22 años de operación. Con ello se le ha dado continuidad al ambicioso plan estratégico de la compañía, enfocándose en proyectos destinados al mejoramiento de la calidad del servicio, así como a la modernización, automatización y fortalecimiento de la infraestructura eléctrica.

Tabla N°22 – Panorámica general Codensa

	2019
Número de clientes	3.526.776
Participación de mercado	21,2%
Demanda energía nacional (Gwh)	71.866
Demanda zona Codensa (Gwh)	15.200
Índice de pérdidas (%)	7,7
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51,5% (36,4% ordinarias; 15,1% preferenciales sin derecho a voto)

*Demanda neta sin incluir pérdidas.


Tabla N°23 – Indicadores financieros seleccionados de Emgesa

	Millones COP\$		
	2018	2019	Variación
Ingresos operacionales	3.718.449	4.091.858	10,0%
Margen de contribución	2.306.428	2.563.490	11,1%
EBITDA	2.094.570	2.334.969	11,5%
Margen EBITDA	56,3%	57,1%	0,7 pp
EBIT	1.875.874	2.092.474	11,5%
Utilidad neta	1.020.338	1.232.152	20,8%

El análisis que se muestra a continuación corresponde a las cifras de los años 2018 y 2019 y es tomado textualmente del informe publicado por Emgesa al mercado:

- ▶ Los ingresos operacionales durante 2019 crecieron frente al mismo periodo de 2018 debido al buen nivel en ventas de energía de la Compañía, que, junto con el aumento de precios de energía en la bolsa, que se dio por el déficit de lluvias en el país, favorecieron las transacciones de venta tanto en el mercado spot como en los contratos de transferencia de riesgo con el mercado no regulado, indexados a dicho precio.
 - Por otro lado, Emgesa incrementó su generación en 1,2 TWh durante 2019, para atender las obligaciones contractuales y disminuir los volúmenes de compras de energía, impactando positivamente el margen de contribución de la compañía. Lo anterior se logró gracias a la optimización y aprovechamiento de las mejores condiciones hidrológicas presentadas en las cuencas de Emgesa respecto al promedio del mercado.
- ▶ El EBITDA registró un incremento de 11,5% que refleja el crecimiento del margen de contribución y a la vez el aumento en los costos fijos, debido especialmente al mayor costo de personal.
- ▶ El EBIT creció como consecuencia del comportamiento positivo del EBITDA y a pesar del incremento en las depreciaciones (+11,9%) generado por una mayor base de activos resultado de las inversiones realizadas en la adecuación y modernización de las plantas.
- ▶ La Utilidad Neta de Emgesa alcanzó su mayor nivel histórico en 2019 creciendo un 20,8% respecto al año anterior. Esto refleja la positiva gestión para el crecimiento en la utilidad operacional, la reducción en el gasto financiero neto, como consecuencia de la disminución en el saldo promedio de deuda, y finalmente, la reducción de la tarifa del impuesto de renta en cuatro puntos porcentuales para 2019.



- ▶ La Deuda Financiera Neta se redujo un 14,7% en comparación con el año anterior, debido a que los fondos generados en la operación permitieron atender los costos operativos y las inversiones, así como amortizar sin refinanciación los vencimientos de deuda e incluso realizar el prepago de ciertas obligaciones financieras.
- ▶ Respecto a la ejecución del Plan de Inversiones, durante 2019 se alcanzó un total de \$334.634 mm de pesos, enfocado en proyectos de adecuación y modernización de las diferentes centrales. Se destacan el proyecto de extensión de vida útil y mejora ambiental de Termozipa, central en la que también se inició la instalación del primer Sistema de Almacenamiento de Energía (BESS) en Colombia; así como la ejecución del plan de mantenimiento en las diferentes centrales, se resalta la mayor intervención de mayor alcance hecha en Betania en sus 32 años de operación.

Tabla N°24 – Panorámica general Emgesa

	2019
Capacidad instalada bruta (MW)	3.506
Disponibilidad de plantas (%)	90,3
Generación (Gwh)	15.229
Ventas (Gwh)	18.398
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51.5% correspondiente a: 37.4% acciones ordinarias y 14.1% preferenciales sin derecho a voto

- ▶ Respecto a la demanda, el total de las ventas en términos de Gwh tuvieron una disminución del 0,8%, concentrándose en el mecanismo de contratos el 82,4% y el remanente en el mercado spot (17,6%).
- ▶ En cuanto a la oferta, se evidenció un crecimiento del 8,4% en el total de generación; respecto a los contratos se generó una disminución del 12,4% al pasar de 1.001 Gwh a 877 Gwh. El mercado Spot también disminuyó en sus resultados, llegando a 2.492 Gwh, frente a los 3.732 Gwh del 2018.

Gráfica N°6 – Transacciones de generación Emgesa

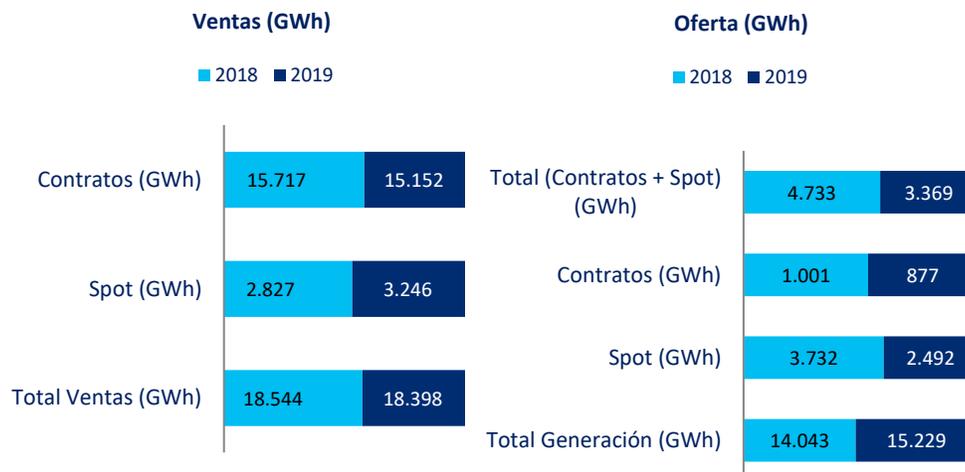



Tabla N°25 – Indicadores financieros seleccionados Vanti

	Millones COP\$		
	2018	2019	Variación
Ingresos	2.273.286	2.561.150	12,7%
Utilidad operacional	293.014	326.192	11,3%
EBITDA	336.946	401.840	19,3%
Margen EBITDA	14,8%	15,7%	0,9 pp
Utilidad neta	226.625	247.345	9,1%
Deuda neta / EBITDA	1,1x	0,8x	-0,3x
EBITDA / Gastos financieros	11,6x	19,4x	7,8x

- ▶ En enero se realizó el nombramiento de María Cecilia Bertrán Lavergne para la Unidad Económico-Financiera de Vanti.
- ▶ En el 1Q de 2019 continuo la difusión de la marca, a través de redes sociales y medios de comunicación.
- ▶ Aprobación de dividendos por parte de la Asamblea General de Accionistas.
- ▶ El 28 de marzo comenzaron los trabajos en estaciones de Transmilenio Calle 80 y el 10 de abril en la estación temporal Norte.
- ▶ Se realizó el pago de la primera cuota de dividendos por COP\$56.323 mm.
- ▶ Gas Natural S.A. ESP informó que la Junta Directiva en su reunión del 17 de junio de 2019 (reunión No. 275) tomó por unanimidad las decisiones que a continuación se detallan:
 - El reglamento de emisión y colocación de bonos ordinarios que será sometido a consideración de la Superintendencia Financiera.
 - Autorizó al presidente de la Compañía para instrumentalizar la emisión y la definición de los términos y condiciones del ofrecimiento.
- ▶ La Asamblea Extraordinaria de Accionistas en su reunión del 17 de junio de 2019 (reunión No. 71) tomó las decisiones que a continuación se detallan, con el voto favorable de 33.803.288 acciones representadas en la reunión, equivalentes al 92% de las acciones suscritas de la Compañía:
 - Una emisión de bonos ordinarios mediante oferta pública dirigida al mercado principal por la suma de COP\$500.000.000.000.
 - Autorizó a la Junta Directiva en relación con el reglamento de emisión y colocación de bonos ordinarios, fijar las condiciones generales de la emisión, tales como los rangos de plazos, los rangos de tasas, las series y los demás rangos de condiciones financieras de los títulos, así como para aprobar y emitir el reglamento de emisión y colocación de la emisión que se autoriza.
 - Autorizó al presidente de la Compañía en relación con la demás instrumentalización de la emisión y la definición de términos y condiciones de ofrecimiento. En este sentido, decidió autorizar al presidente o su suplente la toma de las demás decisiones y celebración de actos necesarios o convenientes para la instrumentalización de la emisión y la definición de los términos y condiciones del ofrecimiento, sujeto a lo establecido en el reglamento y las autorizaciones que le otorgue o limitaciones que le imponga la Junta Directiva.
- ▶ El 1 de julio entraron en funcionamiento 140 buses a gas natural vehicular Euro VI, para Transmilenio.
- ▶ El 16 de julio Fitch Ratings afirmó las calificaciones nacionales de largo y corto plazo de Vanti en AAA (col) y F1+ (col), respectivamente, con perspectiva estable. Así mismo, Fitch afirmó las siguientes calificaciones para los bonos vigentes:
 - AAA (col) – Emisión y colocación de bonos Ordinarios 2012 por hasta COP\$500.000 mm.
 - AAA (col) – Emisión y colocación de bonos Ordinarios 2019 hasta por COP\$500.000 mm.



- ▶ El 14 de agosto se dio la autorización para la inscripción en el Registro Nacional de Valores por parte de la Superintendencia Financiera de Colombia de los bonos ordinarios 2019.
- ▶ El 22 de agosto se efectuó el pago de la segunda cuota de dividendos por valor de COP\$54.337 mm.
- ▶ Publicación del prospecto de información para la emisión y colocación de los Bonos Ordinarios de Vanti por COP\$500.000 mm.
- ▶ El 24 de octubre se pagaron los bonos de acuerdo con su vencimiento, postergando la emisión por nuevo plan de financiamiento en curso y renegociación de los préstamos actuales
- ▶ El 15 de noviembre de 2019, Gas Natural adquirió 12.013.600 acciones de Gasorient, correspondientes a un 9,80% de participación accionaria que hasta entonces estaba en poder de EPM. Con ello, la participación de GN en GOR asciende al 64,3%.
- ▶ El 20 de noviembre se hizo el pago de la tercera cuota de dividendos por valor de COP\$56.679 mm.

Tabla N°26 – Panorámica general Vanti

	2019
Volumen de ventas (Mm3)	2.310
Número de clientes	2.310.488
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%



Tabla N°27 – Indicadores financieros seleccionados Promigas

	Millones COP\$		
	2018	2019	Var %
Ingresos	3.727.679	4.826.896	11,0%
Utilidad bruta	1.244.654	1.167.390	6,20%
Margen bruto	33,4%	24,2%	-9,2 pp
Utilidad operacional	1.081.006	1.166.781	7,90%
Margen Operacional	29,0%	24,2%	-4,8 pp
Utilidad neta	725.463	811.374	11,8%
Margen neto	19,5%	16,8%	-2,7 pp

- ▶ Moody's otorgó calificación Baa3 a la emisión de bonos internacionales de Promigas, dada su sólida posición en el mercado, su carácter regulado, el perfil de deuda a largo plazo, solido acceso a financiación y un perfil de liquidez adecuado.
- ▶ Promigas debutó en el mercado de capitales internacional con emisión por USD\$400 mm bajo la regla 144A y la regulación "S" de la Ley Federal de Valores 1933 de Estados Unidos, en conjunto con Gases del Pacífico S.A.C. quien actuó como co-emisor. Se alcanzó una demanda de USD\$2,6 bn, lo que representa 6 veces la meta propuesta. Ésta importante cifra permitió alcanzar la tasa de interés más baja obtenida por un emisor colombiano en el mercado nacional.
- ▶ Como parte de la ampliación de la infraestructura Jobo Cartagena, se construyó el gasoducto de 20 pulgadas y 85 km desde la estación Jobo en Córdoba hasta la Estación Majagua en Sucre. Adicionalmente, se realizó el cruce subfluvial más largo de LATAM, obra que hace parte del gasoducto que va desde Jobo a Cartagena. La tubería se encuentra ubicada a 110 metros debajo del lecho del Canal del Dique con una longitud de 3.400 metros, desde la población de Corea hasta Maria la Baja en Bolivar.
- ▶ El 8 de noviembre se firmó el contrato de concesión por 32 años para la distribución de gas natural por red de ductos en la región de Piura, entre el Gobierno peruano y Gases del Norte de Perú S.A.C. Se proyecta la conexión de 64.000 usuarios en los primeros 8 años, con inversiones proyectadas de USD\$230 mm.



Tabla N°28 – Panorámica general Promigas

	2019
Extensión total de la red (Km)	3.204
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	1.168
Usuarios acumulados	4.761.259
Capacidad de regasificación (Mpcd)	400



Tabla N°29 – Indicadores financieros seleccionados REP

	Miles USD\$		
	2018	2019	Variación
Ingresos	119.071	178.591	50,0%
Utilidad operacional	53.125	88.602	66,8%
EBITDA	84.842	131.413	54,9%
Margen EBITDA	71,3%	73,6%	2,3 pp
Utilidad neta	31.146	57.454	84,5%
Deuda neta / EBITDA	2,1x	1,8x	-0,3x
EBITDA / Gastos financieros	11,9x	13,6x	1,7x

- ▶ Los ingresos durante 2019 incorporan el efecto de un reconocimiento por USD\$10 mm que corresponden a ingresos de los años 2015, 2016, 2017 2018 y 2019 que, por cuenta de la revisoría fiscal de la compañía, no habían podido ser reconocidos. Estos ingresos corresponden al cubrimiento de la diferencia entre los años de la concesión y el tiempo que efectivamente se encontrará a cargo de REP.
- ▶ El 19 de marzo de 2019, se tomaron las siguientes decisiones:
 - El Directorio REP designó a Carlos Mario Caro para que en representación de Red de Energía del Perú S.A. desempeñe la Gerencia General de Consorcio Transmataro S.A.
 - Se designó al señor Bernardo Vargas Gibsone, como presidente del Directorio para el período 2019 a 2021.
 - Se designó al señor Rafael Simón Herz Stenberg, como vicepresidente del Directorio para el período 2019 a 2021.
 - En Junta Obligatoria de Accionistas se declararon la entrega de dividendos por USD\$60 mm reflejado por las utilidades del año 2018 y una porción de las utilidades acumuladas.
- ▶ ISA REP y MINSUR firmaron convenio de inversión para la modernización del instituto superior tecnológico "Luis Felipe De Las Casas Grieve" por S/. 30 mm de Soles.
- ▶ El 30 de mayo de 2019, la calificadora de riesgo Apoyo & Asociados y Equilibrium, emitieron el rating para el cuarto programa de Bonos REP de AAA.pe.
- ▶ El 16 de julio de, la Superintendencia del Mercado de Valores aprobó la inscripción del "cuarto programa de bonos corporativos de Red de Energía del Perú S.A.", hasta por un monto máximo en circulación de USD\$600.000.000 (Seiscientos mm y 00/100 Dólares de los Estados Unidos) o su equivalente en Soles.
- ▶ El 13 de septiembre, a Red de Energía del Perú S.A. y Scotiabank Perú suscribieron un contrato de mediano plazo por 6 años por USD\$70 mm para refinanciar la deuda de corto plazo.
- ▶ El 28 de noviembre de 2019, la calificadora de riesgo Apoyo & Asociados ratificó la clasificación de los Bonos Corporativos (AAA.pe) y Papeles Comerciales (CP-1+.pe).
- ▶ El 29 de noviembre de 2019, la calificadora de riesgo Moody's Local ratificó la clasificación de los Bonos Corporativos (AAA.pe) y Papeles Comerciales (ML-1.pe).

Tabla N°30 – Panorámica general REP

	2019
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,4
Cuota de mercado (%)	29,8
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	85,33
Líneas de transmisión o Red (Km)	6.342


Tabla N°31 – Indicadores financieros seleccionados CTM

	Miles USD\$		
	2018	2019	Var %
Ingresos	189.757	205.452	8,3%
Utilidad operacional	116.436	128.437	10,3%
EBITDA	169.841	182.885	7,7%
Margen EBITDA	89,5%	89,0%	-0,5 pp
Utilidad neta	51.697	56.752	9,8%
Deuda neta / EBITDA	4,7x	4,3x	-0,4x
EBITDA / Gastos financieros	4,2x	3,6x	-0,6x

- ▶ El 19 de marzo de 2019, se tomaron las siguientes decisiones:
 - El Directorio CTM designó a Red de Energía del Perú S.A. como Gerente General de Consorcio Transmantaro.
 - La Junta Obligatoria de Accionistas autorizó la emisión de los Bonos Internacionales hasta por un monto máximo de USD\$400.000.000, los que serán colocados fuera del Perú.
 - En Junta Obligatoria de Accionistas se declararon la entrega de dividendos por USD\$65 mm reflejado por las utilidades del año 2018 y una porción de las utilidades acumuladas.
- ▶ El 11 de abril de 2019, se realizó la emisión del Bono Internacional Verde bajo formato 144^a/RegS por USD\$400 mm, los que serán destinados para financiar y refinanciar proyectos que contribuyan a la eficiencia energética colocados fuera del Perú.
- ▶ El 11 de julio de 2019, la agencia de calificación Fitch Ratings anunció la mejora en la perspectiva de la calificación crediticia de la empresa de transmisión de energía, ISA CTM. La misma se ubica en BBB- con perspectiva positiva, mientras que anteriormente contaba con perspectiva estable.
- ▶ Asimismo, la mejora en la perspectiva de la calificación responde también a que Fitch Ratings ve que ISA CTM continuará fortaleciendo su perfil de crédito en línea con su nivel de calificación crediticia del emisor IDR (issuer default rating) 'BBB'. Esto último, basado en la expectativa de la calificadora de que la estructura de capital de ISA CTM continúe mejorando, alineado a su consistente fortaleza operativa y sólido EBITDA.
- ▶ El 28 de noviembre de 2019, la agencia calificadora de riesgo Apoyo & Asociados ratificó la clasificación de riesgo de los papeles comerciales CP-1+.

Tabla N°32 – Panorámica general CTM

	2019
Demanda del mercado (Gwh)	4.491
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,6
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	87,2
Líneas de transmisión o Red (Km)	4.261



Prácticas ESG

Al finalizar 2019, el Grupo Energía Bogotá continuó consolidado su expansión en Colombia y en los países de América 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

Más que construir y gestionar activos de infraestructura energética, y desarrollar sistemas de transmisión y gasoductos, nuestro Grupo y sus filiales se caracterizan por sus valores, sus competencias y sus atributos culturales, a partir de los cuales definió e implementó su política y su modelo de sostenibilidad para fortalecer el relacionamiento y compartir valor con los grupos de interés.

Nuestro programa Energía Para la Paz, que busca llevar progreso y bienestar a las zonas que fueron afectadas por el conflicto armado en Colombia, recibió un nuevo reconocimiento en el último trimestre de 2019: el premio en inversión social del Ministerio de Minas y Energía de Colombia. En los últimos cuatro años hemos beneficiado con proyectos de inversión social y de valor compartido a más de 900.000 personas, que representan el 62% de la población de las áreas de influencia de los proyectos en construcción y los activos en operación. Nuestros más de 2.300 colaboradores se caracterizan por actuar con Conciencia Social y responden a las necesidades del entorno con respeto de cada realidad, construyendo relaciones de largo plazo, genuinas y de confianza. Nuestro modelo de relacionamiento sigue demostrando resultados favorables con comunidades étnicas, principalmente en el norte de Colombia para avance del proyecto Colectora.

Grupo Energía Bogotá se encuentra listada por tercera vez consecutiva en el anuario de sostenibilidad de SAM que reconoce al 15% de las empresas de cada sector de la industria con mejor desempeño en factores ESG del mundo. Fueron más de 4.700 las empresas evaluadas por la firma SAM, parte de S&P global. Esta evaluación fue aplicada por todas las empresas del Grupo en 2019 con excepción de ElectroDunas en Perú. Así estamos identificando las oportunidades de mejora que eleven el desempeño general del Grupo en factores ESG.

Consolidamos inventarios de gases de efecto invernadero en todas las empresas del Grupo para calcular una huella de carbono organizacional. Avanzamos en su compensación y en la recolección de insumos para llegar a definir metas de reducción apropiadas y relevantes en el contexto de nuestras operaciones.

Para gestionar la diversidad y la inclusión, dimos importantes pasos para fomentar una cultura más inclusiva y cerrar la brecha de género. En alianza con el Ministerio de Trabajo de Colombia y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), estamos implementando el Sistema de Gestión de Igualdad de Género “Equipares”, con el que se busca cerrar las brechas de género en las organizaciones. Adicionalmente, adoptamos la política de Diversidad e Inclusión, para promover un ambiente laboral con igualdad de oportunidades, derechos y responsabilidades entre hombres y mujeres.

Logramos reconocimientos que nos llenan de orgullo. Great Place To Work nos destacó por nuestro ambiente laboral, por haber alcanzado un nivel muy satisfactorio, estando por encima de las empresas del sector. Además, escalamos 18 puestos en el monitor de reputación empresarial de Merco Colombia y 44 puestos en el monitor de Responsabilidad Social y Gobierno Corporativo en Colombia, esto es evidencia del valor reputacional de GEB en el mercado de valores y los valores históricos que ha logrado nuestra acción.

Respondiendo a nuestro principal atributo cultura de Primero la Vida, nos alineamos con el modelo mundial de prevención de VISION ZERO para prevenir enfermedades y accidentes de trabajo y continuamos con el récord de cero fatalidades en las operaciones de todas nuestras empresas. Alcanzamos una reducción del 65% respecto a 2018 en accidentes de trabajo incapacitantes, según una clasificación de eventos acorde con la metodología estándar OSHA 300 adoptada por el GEB y propuesto por el Departamento de Trabajo de Estados Unidos.



Governance

Gracias a la implementación de las políticas de Gobierno Corporativo, hemos logrado ser más competitivos, sostenibles y rentables, desarrollando una estrategia de fortalecimiento a través de las medidas contenidas en el Código País y atendiendo las recomendaciones de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).

De acuerdo con lo anterior a continuación, detallamos los hechos más recientes en materia de Gobierno Corporativo:

El 31 de enero de 2020 se llevó a cabo una reunión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas en la cual fue nombrada la Junta Directiva de la sociedad de conformidad con lo establecido en el Reglamento de la Asamblea General de Accionistas, en el Reglamento de la Junta Directiva y en la Política de Nominación, Sucesión y Remuneración de la Junta Directiva.

Dentro de la composición de la Junta Directiva de la sociedad por 9 miembros que cumplen con las más altas calidades personales y profesionales, se resalta que la misma quedó conformada por 7 miembros independientes, aumentando en uno el número que tenía. En particular, se dio cumplimiento a lo previsto en el Acuerdo de Accionistas ofrecido por el Distrito Capital en cuanto a la designación de común acuerdo por parte de los cuatro accionistas minoritarios (Fondo de Pensiones Obligatorias Porvenir Moderado, Fondo de Pensiones Obligatorias Protección Moderado, Corporación Financiera Colombiana S.A. y Fondo de Pensiones Obligatorias Colfondos Moderado) de un candidato a ocupar el sexto renglón de la lista única presentada por el Distrito Capital de Bogotá a consideración de la Asamblea General de Accionistas; el designado fue el Dr. Juan Benavides Estévez. Así mismo, fueron designados como presidentes de los Comités de la Junta Directiva a miembros independientes de la Junta.

Así mismo, el día 31 de enero de 2020 se diligenció y presentó ante la Superintendencia Financiera de Colombia la Encuesta Código País, en la cual la sociedad reportó haber cumplido con 137 de las 148 medidas establecidas por el Anexo 1 de la Circular Externa 028 de 2014 (Código País) de la Superintendencia Financiera de Colombia; es decir, ha adoptado el 92,6% de las medidas.

Anexos

Anexo 1. Estados financieros

Tabla N°33 – Estado de resultados

	Millones COP\$		Variación	
	4T 2018	4T 2019	Var COP\$	%
Distribución de gas natural	892.490	689.738	-202.752	-22,7%
Transporte de gas natural	358.428	399.728	41.300	11,5%
Distribución de electricidad	0	101.168	101.168	100,0%
Transmisión de electricidad	133.901	177.305	43.404	32,4%
Total ingresos por actividades operacionales	1.384.819	1.367.939	-16.880	-1,2%
Distribución de gas natural	-626.137	-425.532	200.605	-32,0%
Transporte de gas natural	-81.721	-84.833	-3.112	3,8%
Distribución de electricidad		-53.878	-53.878	100,0%
Transmisión de electricidad	-66.370	-40.937	25.433	-38,3%
Total costos por actividades operacionales	-774.228	-605.180	169.048	-21,8%
Resultado bruto de actividades operacionales	610.591	762.759	152.168	24,9%
Gastos administrativos	-470.234	-573.572	-103.338	22,0%
Otros ingresos (gastos), neto	86.956	-29.668	-116.624	-134,1%
Otros ingresos (gastos) actividades operacionales	-383.278	-603.240	-219.962	57,4%
Resultado de las actividades operacionales	227.313	159.519	-67.794	-29,8%
Ingresos financieros	24.500	34.298	9.798	40,0%
Gastos financieros	-183.027	-155.569	27.458	-15,0%
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	-10.749	19.648	30.397	282,8%
Método de participación	367.957	463.582	95.625	26,0%
Ganancia antes de impuestos	425.994	521.478	95.484	22,4%
Gasto por impuesto de renta	177.591	-161.068	-338.659	-190,7%
Utilidad neta	603.585	360.410	-243.175	-40,3%



Tabla N°33 – Estado de resultados

	Millones COP\$		Variación	
	2018	2019	Var COP\$	%
Distribución de gas natural	2.241.048	2.592.234	351.186	15,7%
Transporte de gas natural	1.312.833	1.538.243	225.410	17,2%
Distribución de electricidad	0	151.182	151.182	100,0%
Transmisión de electricidad	447.873	605.535	157.662	35,2%
Total, ingresos por actividades operacionales	4.001.754	4.887.194	885.440	22,1%
Distribución de gas natural	-1.705.322	-2.017.005	-311.683	18,3%
Transporte de gas natural	-484.693	-554.520	-69.827	14,4%
Distribución de electricidad	0	-89.388	-89.388	100,0%
Transmisión de electricidad	-213.134	-255.936	-42.802	20,1%
Total, costos por actividades operacionales	-2.403.149	-2.916.849	-513.700	21,4%
Resultado bruto de actividades operacionales	1.598.605	1.970.345	371.740	23,3%
Gastos administrativos	-590.108	-678.533	-88.425	15,0%
Otros ingresos (gastos), neto	222.409	103.192	-119.217	-53,6%
Otros ingresos (gastos) actividades operacionales	-367.699	-575.341	-207.642	56,5%
Resultado de las actividades operacionales	1.230.906	1.395.004	164.098	13,3%
Ingresos financieros	105.267	135.694	30.427	28,9%
Gastos financieros	-539.057	-599.491	-60.434	11,2%
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	-52.302	32.607	84.909	162,3%
Método de participación	1.171.673	1.462.079	290.406	24,8%
Ganancia antes de impuestos	1.916.487	2.425.893	509.406	26,6%
Gasto por impuesto corriente	-196.510	-324.377	-127.867	65,1%
Gasto por impuesto diferido	110.216	-147.581	-257.797	233,9%
Utilidad neta	1.830.193	1.953.935	123.742	6,8%
Participación Controladora	1.748.718	1.845.859	97.141	5,6%
Participación no Controladora	81.475	108.076	26.601	32,6%



Tabla N°34 – Balance general

	Millones COP\$		Variación	
	2018	2019	Var COP\$	%
Activo				
Activo Corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.128.112	769.357	-358.755	-31,8%
Activos financieros	28.198	21.230	-6.968	-24,7%
Cuentas por cobrar	769.660	1.046.446	276.786	36,0%
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	242.360	275.331	32.971	13,6%
Inventarios	160.581	203.536	42.955	26,7%
Activos por impuestos	80.859	77.066	-3.793	-4,7%
Otros activos	22.131	16.595	-5.536	-25,0%
Activos clasificados como mantenidos para la venta	180.510	183.987	3.477	1,9%
Total, activos corrientes	2.612.411	2.593.548	-18.863	-0,7%
Activo no corriente				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	7.642.263	8.173.071	530.808	6,9%
Propiedad, planta y equipo	10.158.128	11.379.760	1.221.632	12,0%
Activos por derecho de uso	0	69.849	69.849	100,0%
Propiedades de inversión	29.781	29.836	55	0,2%
Activos financieros	12.385	16.351	3.966	32,0%
Cuentas por cobrar	149.523	168.692	19.169	12,8%
Crédito mercantil	84.617	284.510	199.893	236,2%
Activos intangibles	4.308.278	4.879.115	570.837	13,2%
Activos por impuestos	109.246	102.622	-6.624	-6,1%
Activos por impuestos diferidos	1	445	444	44400,0%
Otros activos	19.336	23.495	4.159	21,5%
Total, activos no corrientes	22.513.558	25.127.746	2.614.188	11,6%
Total, activo	25.125.969	27.721.294	2.595.325	10,3%
Pasivos y Patrimonio				
Pasivos corrientes				
Obligaciones financieras	1.543.977	1.590.042	46.065	3,0%
Cuentas por pagar	475.955	424.063	-51.892	-10,9%
Obligaciones por arrendamientos	0	21.523	21.523	100,0%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	7	0	-7	-100,0%
Instrumentos financieros derivados de cobertura	15.407	17.589	2.182	14,2%
Provisiones por beneficios a empleados	93.803	114.675	20.872	22,3%
Otras provisiones	39.443	42.535	3.092	7,8%
Ingresos recibidos por anticipados	95.154	166.529	71.375	75,0%
Pasivo por impuestos	47.938	169.185	121.247	252,9%
Otros pasivos	92.150	74.390	-17.760	-19,3%
Total, pasivos corrientes	2.403.834	2.620.531	216.697	9,0%
Pasivos no corrientes				
Obligaciones financieras	8.081.825	9.360.219	1.278.394	15,8%
Cuentas por pagar	0	13.304	13.304	100,0%
Obligaciones por arrendamientos	0	48.440	48.440	100,0%
Pasivos por impuestos	1.164	1.090	-74	-6,4%
Provisiones por beneficios a empleados	148.006	160.578	12.572	8,5%
Otras provisiones	229.471	262.491	33.020	14,4%
Ingresos recibidos por anticipados	1.218	1.085	-133	-10,9%
Pasivos por impuestos diferidos	1.294.739	1.679.091	384.352	29,7%
Otros pasivos	12.365	17.969	5.604	45,3%
Total, pasivos no corrientes	9.768.788	11.544.267	1.775.479	18,2%
Total, pasivos	12.172.622	14.164.798	1.992.176	16,4%



Tabla N°34 – Balance general

	Millones COP\$		Variación	
	2018	2019	Var COP\$	%
Patrimonio				
Capital emitido	492.111	492.111	0	0,0%
Prima en colocación de acciones	837.799	837.799	0	0,0%
Reservas	2.999.690	3.509.830	510.140	17,0%
Resultados acumulados	5.455.079	5.590.182	135.103	2,5%
Otro resultado integral	2.732.064	2.662.597	-69.467	-2,5%
Total, patrimonio de la controladora	12.516.743	13.092.519	575.776	4,6%
Participación no controlada	436.604	463.977	27.373	6,3%
Total, patrimonio	12.953.347	13.556.496	603.149	4,7%
Total, pasivo y patrimonio	25.125.969	27.721.294	2.595.325	10,3%



Tabla N°35– Estado de flujo de efectivo

	Millones COP\$	
	2018	2019
Flujos de efectivo de actividades de operación		
Utilidad neta	1.830.193	1.953.935
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:		
Impuestos a la utilidad reconocidos en resultados	86.294	471.958
Utilidad método de participación en asociadas y negocios conjuntos	-1.171.673	-1.462.079
Gastos financieros	539.057	599.491
Ingresos financieros	-105.267	-135.694
Depreciación y amortización	401.032	542.262
Pérdida en venta o baja de activos fijos	558	5.437
Diferencia en cambio	52.302	-32.607
Deterioro de activos a largo plazo	98.957	169.290
Provisiones (recuperaciones), neto	-41.352	71.690
	1.690.101	2.183.683
Cambios netos en activos y pasivos de la operación:		
Cuentas por cobrar	-198.044	-233.752
Inventarios	4.372	12.313
Otros activos	3.879	9.401
Cuentas por pagar	-40.184	-42.716
Provisiones por beneficios a trabajadores	-1.398	11.622
Provisiones	-34.136	-7.858
Otros pasivos	-92.614	-27.188
Pasivos por derechos de uso	0	-27.364
Intereses por derechos de uso	0	-1.841
Impuestos pagados	-220.964	-200.530
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	1.111.012	1.675.770
Flujos de efectivo de actividades de inversión		
Efectivo utilizado en la combinación de negocios, neto	0	-860.328
Dividendos recibidos	822.550	869.693
Ingresos por venta de activos fijos	433	216
Intereses recibidos	90.711	79.330
Activos financieros	159.633	22.773
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-622.305	-706.530
Adquisición de propiedades de inversión	-326	-58
Adquisición de activos intangibles	-502.779	-474.240
Flujo neto de efectivo (usado en) provisto por actividades de inversión	-52.083	-1.069.144
Flujos de efectivo de actividades de financiación		
Dividendos pagados	-1.116.681	-1.271.237
Intereses pagados	-453.036	-587.197
Préstamos recibidos	4.445.239	5.156.714
Préstamos pagados	-4.388.573	-4.247.245
Flujo neto de efectivo usado en actividades de financiación	-1.513.051	-948.965
(Disminución) Aumento Neto de Efectivo	-454.122	-342.339
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo mantenida bajo moneda extranjera	13.212	-16.416
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del año	1.569.021	1.128.112
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	1.128.111	769.357



Anexo 2. 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 3. 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