

Informe de Resultados 1Q 2019

1Q

3 MESES
2018* - 2019*

Ingreso operacional (+19,3%)

COP\$881.701 millones **COP\$1.051.880 millones**

Utilidad Operacional (+55,5%)

COP\$283.073 millones **COP\$440.139 millones**

Utilidad Neta⁽¹⁾ (+52,2%)

COP\$342.336 millones **COP\$520.889 millones**

*1Q 2018: 1ro de enero al 31 de marzo de 2018

*1Q 2019: 1ro de enero al 31 de marzo de 2019

(1) Cuando se haga referencia a la utilidad neta, se refiere a la participación controladora + la participación no controladora.

GEB

- 19 de febrero: GEB anunció que presentará una OPA para adquirir el 100% de Dunas Energía en Perú.
- 28 de marzo: Se celebró la Asamblea General de Accionistas, presentándose y aprobándose lo siguiente:
 1. Estados financieros consolidados e individuales de GEB a diciembre de 2018.
 2. Proyecto de distribución de dividendos 2018: COP\$1.193.533 millones, lo que corresponde a COP\$130 por acción (+13% Vs. 2017).
- 18 de marzo: La acción de GEB alcanzó su precio máximo histórico en el trimestre de COP\$2.175, una valorización del 22,9%, frente al precio de cierre de 2018 de COP\$1.770.

TGI

- El 1 de enero se reconoce el efecto por la adopción de la NIIF 16 en los estados financieros.
- Distribución de dividendos a los accionistas por USD\$90 millones.
- Entrega de puntos de salida Floresta (Boyacá) y Paratebueno (Cundinamarca).
- Entrada en operación del realineamiento del gasoducto Gualanday Dina.
- Visita con la ANLA para la evaluación del Gasoducto Buenaventura – Yumbo e inicio del diagnóstico ambiental de la ubicación de la Planta Regasificadora.
- En el marco del Foro Semana, el Presidente de TGI destacó la importancia de la Planta Regasificadora para el futuro del gas en Colombia.

Cálidda

- La Compañía llegó a los 802.660 clientes conectados en Lima y Callao.
- En Abril Fitch Ratings y S&P Global afirmaron las 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 millones.

Contugas

- Desembolso de crédito intercompañía de corto plazo con EEB Gas S.A.S. por USD\$11,0 millones.
- Renovación de créditos de corto plazo con la banca local por USD\$20,0 millones.
- Cumplimiento anticipado de la obligación del contrato BOOT, consistente en la habilitación de más de 50.000 clientes en el año 5, que para el cierre de febrero se reportó en 50.609 habilitaciones.



Resultados Financieros

Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), de los estados financieros comparativos del 1Q 2018 y del 1Q 2019 (3 meses).

Ingresos

Los ingresos del 1Q 2019 alcanzaron COP\$1,1 billones, un aumento del 19,3% frente al mismo periodo del año anterior, respondiendo a la dinámica positiva en cada una de las líneas de negocio.

Transmisión electricidad: +31,9%; + COP\$32.848 millones

- Aumento de los ingresos de GEB, principalmente por los siguientes proyectos: UPME-04-2014 Refuerzo Su- roccidente Heliconia (Antioquia), Pereira (Risaralda), Cali (Valle) y Yumbo (Valle).
- En EEBIS se generaron ingresos por construcción de líneas y subestaciones Cempro, Pronico y La Vega.

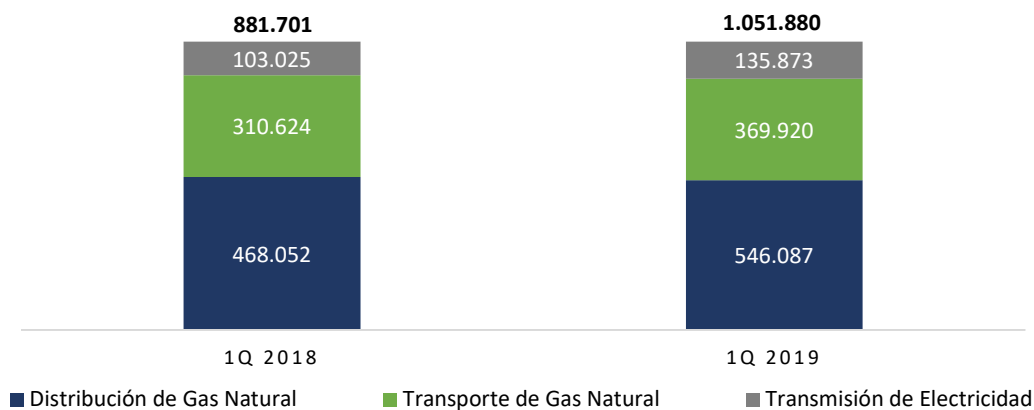
Transporte de gas natural: +19,1%; + COP\$59.296 millones

- En TGI el incremento se da como resultado de los contratos asociados al proyecto Cusiana – Vasconia Fase 3; a la incorporación de la tarifa del delta cargo por estampilla a los contratos por servicio de transporte, corres- pondientes a las obras del Loop Armenia; y a la disminución en horas de suspensión contractual por mante- nimiento de remitentes.

Distribución de gas natural: +16,7%; + COP\$78.035 millones

- En Cálidda se reportan mayores ingresos por ampliación de la red; y aumento en la distribución de gas natural, en función de la capacidad contratada y el incremento del consumo y transporte.

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



Costos y gastos

Los costos y gastos pasaron de COP\$611.355 millones a COP\$692.904 millones del 1Q 2018 al 1Q 2019 respectiva- mente, un crecimiento del 13,3%. El comportamiento por cada una de las líneas de negocio fue el siguiente:

Transmisión de electricidad: -3,7% - COP\$1.982 millones

- GEB: Disminución de los costos de mantenimiento y de los gastos asignados respecto al año anterior.
- TRECSA: Reducción en los impuestos, como resultado de menores adquisiciones de servidumbres en 1Q 2019 frente al 1Q 2018.

Transporte de gas natural: +25,0%; + COP\$27.662 millones

- Variación como consecuencia de: Mayores costos por depreciaciones y amortizaciones, e incremento en las órdenes y contratos de mantenimiento y reparación (servicios a terceros para la integridad de los gasoductos, reparación de la infraestructura y honorarios).



Distribución de gas natural: +9,2%; + COP\$37.044 millones

- Cálida: Aumento debido a: Costo de venta por ampliación de la red, mayor distribución y transporte de gas natural, y costos de personal, contribuciones e impuestos.
- Contugas: Reconocimiento de depreciaciones y deterioro de activos.

Respecto a los gastos administrativos, pasaron de COP\$43.173 millones a COP\$61.998 millones del 1Q 2018 al 1Q 2019, un crecimiento del 43,6%, como resultado del aumento en impuestos, honorarios y servicios, seguros, comunicaciones y suscripciones.

Otros Ingresos y Otros Gastos operacionales

El saldo neto de esta cuenta es un ingreso por COP\$81.163 millones, un crecimiento del 537,7% frente al 1Q2018 que fue de COP\$12.727 millones, como resultado de los dividendos recibidos de Promigas (COP\$61,385 millones), que el año anterior se contabilizaron en el 2Q, resaltando que actualmente es un activo disponible para la venta.

Resultado de las actividades operacionales

Se evidencia un crecimiento del 55,5% en el 1Q 2019 respecto al 1Q 2018, al pasar de COP\$283.073 millones a COP\$440.139 millones, como consecuencia de un mayor resultado en los ingresos (19,3%), asociado a mayores ingresos por proyectos ejecutados, a un menor crecimiento de los costos y gastos respecto a los ingresos (13,3%) y a los dividendos de Promigas. El margen operacional fue de 41,8%.

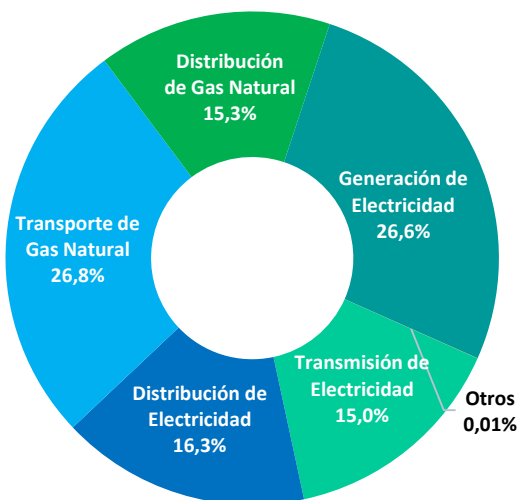
EBITDA consolidado ajustado

Tabla N°1 – EBITDA consolidado

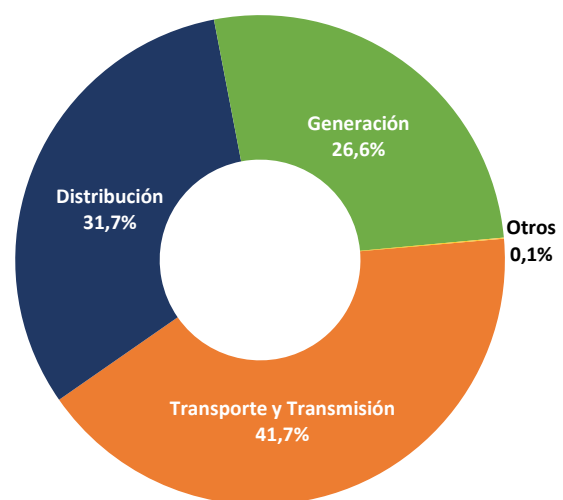
	1Q 2019	1Q 2018	Variación
EBITDA (Millones COP\$)	1.410.921	1.143.872	23,3%

El EBITDA consolidado ajustado pasó de USD\$1,1 billones a COP\$1,4 billones del 1Q 2018 al 1Q 2019, un crecimiento del 23,3%, reflejando la rentabilidad y la sostenibilidad de la actividad operacional y del desarrollo de las diferentes líneas de negocio de la Compañía.

Gráfica N°2 – EBITDA consolidado por línea de negocio



Gráfica N°3 – EBITDA consolidado Segmento





No operacionales

El impacto positivo más significativo proviene del método de participación, con un aumento de COP\$60.000 millones (25,7%) en el 1Q 2019 frente 1Q 208, seguido por una disminución del 87,7% en la pérdida por diferencia en cambio, que pasó del 1Q 2018 al 1Q 2019, de COP\$-10.408 millones a COP\$-1.284 millones, guardando correlación con las fluctuaciones y variaciones de la tasa de cambio en los periodos analizados. Por otra parte, los ingresos financieros disminuyeron un 56,7% (COP\$30.570 millones) en el 1Q 2019 respecto al 1Q 2018, como consecuencia de menores intereses de portafolio por la ejecución de fondos en las inversiones temporales.

Impuestos

En cuanto al impuesto corriente, el gasto pasó de COP\$84.746 millones a COP\$87.180 millones, al comparar el 1Q 2018 con el 1Q 2019, un incremento del 2,9%.

Por su parte, el gasto por impuesto diferido pasó de COP\$2.615 millones a COP\$14.018 millones en los periodos analizados, como consecuencia de las modificaciones normativas de los efectos fiscales respecto a las vidas útiles de los activos fijos en TGI y por el impacto de la Ley de Financiamiento que redujo la tarifa impositiva del 33,0% al 30,0%.

Utilidad neta

La utilidad neta en el 1Q 2019 fue COP\$520.889 millones, lo que corresponde a un crecimiento de 52,2% frente al 1Q 2018 (COP\$342.336 millones). La participación controladora se ubicó en COP\$495.324 millones y la no controladora se ubicó en COP\$25.565 millones.

Perfil de deuda

Tabla N°2 – Clasificación de rubros de deuda

	Millones COP\$			
	mar-19	mar-18	Variación	%
EBITDA (UDM)	2.910.586	2.481.390	429.197	17,3%
Deuda total neta	8.198.365	7.062.129	1.136.236	16,1%
Deuda total bruta	9.349.835	8.167.299	1.182.536	14,5%
Gastos financieros neto (UDM)	406.791	328.043	78.747	24,0%

La deuda total bruta reportó un crecimiento del 14,5%, comportamiento generado por: Bonos locales y pagaré BBVA de Cálidda; respecto a GEB, el diferencial cambiario del crédito sindicado; en TGI la reclasificación de IELAH y el efecto en diferencia en cambio; y en cuanto a Contugas, el efecto de tasas y la reclasificación del sindicado a corriente.

Gráfica N°4 – Perfil de la deuda marzo 2019 - USD\$2.954 Millones

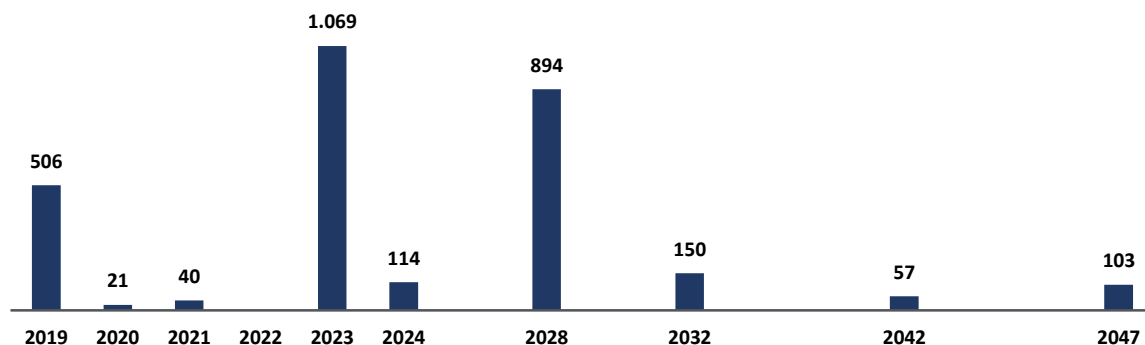




Tabla N°3 – Ratios de cobertura

		Veces	
		mar-19	mar-18
Deuda total neta / EBITDA UDM	< 4.0	2,8	2,8
EBITDA UDM / Gastos financieros neto UDM	> 2.25	7,2	7,6

De acuerdo con lo anterior, el Grupo alcanza a marzo de 2019 un indicador Deuda Total Neta/EBITDA de 2,8x y de EBITDA/Gastos Financieros Neto de 7,2x, ubicándose en los promedios históricos.

Tabla N°4 – Estructura de la deuda marzo 2019

Obligación	Monto Millones COP\$	Moneda Original	Cupón (%)	Vencimiento
Sindicado GEB 2023	2.381.299	USD\$	Libor 6M + 2,15%	ene-23
CAF GEB	67.888	USD\$	Libor 6M + 1,16%	may-20
Bono GEB COP 2024 1er Lote	185.983	COP\$	7 años IPC + 3,19% E.A.	feb-24
Bono GEB COP 2032 1er Lote	281.479	COP\$	15 años IPC + 3,85% E.A.	feb-32
Bono GEB COP 2042 1er Lote	178.786	COP\$	25 años IPC + 4,04% E.A.	feb-42
Bono GEB COP 2024 2do Lote	129.331	COP\$	7 años IPC + 3,19% E.A.	feb-24
Bono GEB COP 2032 2do Lote	190.561	COP\$	15 años IPC + 3,85% E.A.	feb-32
Bono GEB COP 2047 2do Lote	325.997	COP\$	30 años IPC + 4,1% E.A.	feb-47
Leasing financiero GEB y TGI	42.136	COP\$	GEB – DTF+3,75% TGI – DTF+2,9% TA	GEB – Ene 2024 TGI – Ene 2024
Bono TGI	2.367.554	USD\$	Fijo 5,55% SV	nov-28
BBVA/Itaú/Scotiabank (TGI - IELAH)	125.862	USD\$	Libor 6M + 0,25%	ago-19
Bono Cálidda – USD\$	1.012.656	USD\$	Fijo 4,375%	abr-23
Bono Cálidda – PEN\$	190.705	PEN\$	Fija 6,46875% anual	jul-28
Crédito Cálidda – Scotiabank	253.364	USD\$	Fijo 4,75% anual	jun-19
Banco de Crédito del Perú	7.123	USD\$	Fijo 6,05%	jul-19
Banco de Crédito del Perú	35.468	USD\$	Fijo 5,80%	sep-19
Banco de Crédito del Perú	6.537	USD\$	Fijo 5,80%	sep-19
Pagaré BBVA	63.496	USD\$	Fijo 2,95% anual	jun-19
Banco Santander	21.135	USD\$	Fijo 6,80%	sep-19
Crédito Sindicado Contugas	1.093.088	USD\$	Libor 6M + 3,50%	sep-19
Crédito Trecca – Citibank	262.396	USD\$	Libor 6M + 2,97%	jun-28
Crédito EEBIS – Citibank	126.992	USD\$	Libor 6M + 2,40%	nov-21
Deuda Total Bruta	9.349.835			
Intereses	66.238			
Deuda Total Bruta + Intereses	9.416.074			
Deuda Total Bruta Corto Plazo + Intereses	1.464.301			
Deuda Total Bruta Largo Plazo + Intereses	7.951.773			

Método de participación

En el método de participación patrimonial, el mayor aporte al cierre de marzo de 2019 proviene de Emgesa con el 52,0%, seguido por Codensa con el 29,0% y CTM con el 6,6%. Cabe resaltar que en los negocios conjuntos se encuentran las compañías en Brasil: GOT, MGE, TER y TSP.



Tabla N°5 – Método de participación

	1Q 2019 Millones COP\$	1Q 2018 Millones COP\$
Emgesa	153.558	123.709
Codensa	85.535	68.956
CTM	19.602	14.427
Vanti	16.185	12.085
REP	14.998	11.101
EMSA	3.226	1.473
Negocios Conjuntos	2.259	3.259
Total	295.363	235.010

Capex

El Capex consolidado ejecutado fue USD\$70,0 millones durante el 1Q 2019, concentrándose principalmente en el negocio de transmisión con el 38,0% (USD\$26,6 millones), seguido por Cálidda con el 30,6% (USD\$21,4 millones) y por último TGI con el 17,5% (USD\$12,2 millones).

Gráfica N°5 – Capex 1Q 2019 – USD\$70,0 millones

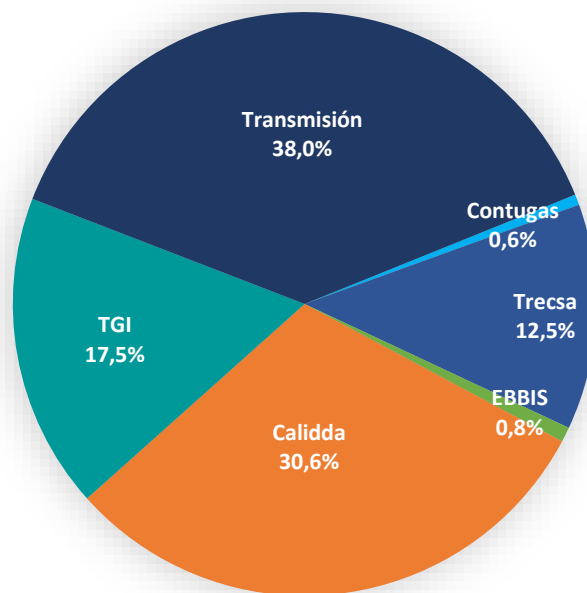


Tabla N°6 – Capex proyectado anual*

Compañía	Escenario Base (Millones USD\$)						Total
	2018	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	
Transmisión	140	170	209	89	125	91	825
Trecca y EBBIS	52	52	21	0	0	0	126
TGI	73	85	198	143	143	97	739
Cálidda	119	130	60	61	80	75	525
Contugas	13	10	0	9	22	0	54
Otros Proyectos	0	0	37	36	39	45	157
Total	396,5	447,0	525,7	338,5	410,3	308,0	2.426,0

*De 2019 en adelante corresponde a proyecciones y se ajustan anualmente.



Resultados Compañías Controladas

I. GEB Transmisión

Tabla N°7 – Indicadores financieros seleccionados GEB Transmisión

Grupo Energía Bogotá	Miles USD\$		
	mar-19	mar-18	Variación
Ingresos	118.248	90.574	30,6%
Utilidad bruta	83.995	61.506	36,6%
EBITDA	80.671	59.852	34,8%
Margen EBITDA (%)	68,2%	66,1%	2,1 pp
Utilidad operacional	75.073	55.420	35,5%

Tabla N°8 – Panorámica General GEB Transmisión

Grupo Energía Bogotá	mar-19	mar-18
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,96	99,99
Compensación por indisponibilidad (%)	0,0059	0,0148
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	100	98
Participación en la actividad de transmisión en (%)	19,80	17,71

Tabla N°9 – Estatus Proyectos GEB Transmisión

Grupo Energía Bogotá	Avance	Ingresos Anuales Estimados (Millones USD\$)	Fecha Estimada de Entrada en Operación
Chivor II 230 kv	57,2%	5,5	4T 2019
Armenia 230 kv	98,0%	1,3	2T 2019
Tesalia 230 kv	91,0%	10,9	4T 2019
Sogamoso Norte 500 kv	50,0%	21,1	2T 2019
Refuerzo Suoccidental 500 kv	33,2%	24,4	4T 2020
Ecopetrol San Fernando 230 kv	80,3%	6,0	2T 2019
La Loma STR 110 kv	52,2%	7,0	3T 2020
Altamira 115 kv	72,9%	0,7	1T 2019
Colectora 500 kv	10,7%	21,5	4T 2022
Total		98,3	

Al cierre del 1Q de 2019, el detalle de los proyectos de inversión es el siguiente:


- ▶ Mediante Resolución 4 0187 el Ministerio de Minas y Energía 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.
- ▶ La CREG expidió la Resolución 015 de 2019 mediante la cual modificó la tasa de retorno para la actividad de distribución.
- ▶ 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. Ésta es una obra contemplada en el Plan de Expansión UPME 2016-2030. Resolución Ministerio de Minas y Energía 40098 de 2017.
- ▶ Mediante resolución 40328 de 2019, el Ministerio de Minas y Energía 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


II. TGI

Tabla N°10 – Indicadores financieros seleccionados TGI

 TGI	1Q 2019	1Q 2018	Variación
Ingresos (miles USD\$)	117.960	109.917	7,3%
Utilidad operacional (miles USD\$)	74.622	70.709	5,5%
EBITDA (miles USD\$)	96.052	91.646	4,8%
Margen EBITDA	81,4%	83,4%	-2 pp
Utilidad neta (miles USD\$)	31.915	22.686	40,7%
Deuda total bruta / EBITDA UDM	3,5x	3,6x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	3,8x	3,9x	-
Calificación crediticia internacional:			
S&P – Calificación Corporativa – Sep. 28 18:	BBB-, estable		
Fitch – Calificación Corporativa – Oct. 9 18:	BBB, estable		
Moody's – Calificación Bono – Abr. 22 19:	Baa3, estable		

- ▶ El 1 de enero se reconoce el efecto por la adopción de NIIF 16 en los estados financieros.
- ▶ Distribución de dividendos a los accionistas por USD\$90 millones.
- ▶ Relacionamiento y diagnóstico de comunidades indígenas en el área de influencia Ballena, Guajira.
- ▶ Visita con la ANLA para la evaluación del Gasoducto Buenaventura – Yumbo e inicio del diagnóstico ambiental de la ubicación de la Planta Regasificadora.
- ▶ Reunión con el Ministerio de Minas y Energía para revisar la propuesta de asignación de la estampilla al sector térmico.
- ▶ En el evento de Naturgas se anunció exención de pico y placa para vehículos a gas y la bidireccionalidad Ballena-Barranca para la integración y desarrollo de los mercados de gas en el país.
- ▶ En el marco del Foro Semana, el Presidente de TGI destacó la importancia de la Planta Regasificadora para el futuro del gas en Colombia.

Tabla N°11 – Panorámica General TGI

 TGI	1Q 2019	1Q 2018	Variación
Volumen transportado – Promedio Mpcd	466,1	425,6	9,5%
Capacidad contratada en firme – Mpcd	712,0	704,1	1,1%

- ▶ Entrega de puntos de salida Floresta (Boyacá) y Paratebuena (Cundinamarca).
- ▶ Entrada en operación del realineamiento del gasoducto Gualanday Dina.
- ▶ Ingreso gas de Gibraltar al sistema de TGI a partir del 23 de febrero. Inicialmente se recibirán aproximadamente 6.500 MBTU (Miles de Unidades Térmicas Británicas) y está nominado por Vanti.



- ▶ Definición de la agenda regulatoria CREG 2019:
 - Metodología de remuneración transporte de gas natural (II trimestre).
 - Plan de abastecimiento (IV trimestre).
 - Revisión reglas integración vertical (II trimestre).
 - Revisión de fuentes de información del WACC (IV trimestre).

Proyectos en ejecución

▶ Cusiana Fase IV

Aumentar la capacidad de transporte de gas natural en 58,0 Mpcd entre Cusiana y Vasconia, con una construcción de 39,6 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\$33,1 millones
- Capex total ejecutado 1Q 2019 – USD\$8,3 millones
- Avance Físico de Obra – 56,6%
- Entrada en operación – 1Q 2020

Inicialmente este proyecto tenía contemplada una inversión total de USD\$70,7 millones, presentando una diferencia de USD\$21,6 millones frente a lo reportado para este trimestre, la cual está fundamentada en las siguientes razones:

- Desarrollo progresivo del proyecto (ingeniería conceptual, básica y detalle) que, de acuerdo con el Modelo de Maduración y Creación de Valor, permite definir mejor el alcance y mayor exactitud en el estimado de costo. En particular cruces especiales y obras de geotecnia.
- Implementación en el proyecto del plan de mitigación y gestión de los riesgos basados en la ley 1523 y sus decretos reglamentarios (Decreto 2157 de 2017).
- Aumento de la cantidad de acero requerido, dado el mayor espesor especificado de la tubería asociado con la identificación detallada del trazado por cercanía con asentamientos urbanos, derechos de vías compartido con otra infraestructura de alto riesgo, escuelas y zonas de inestabilidad geotécnica, exigidas por norma (ASME B31.8).
- Exigencias del ANLA por cambio de norma de compensaciones ambientales, generando una compensación adicional del 30% sobre los factores multiplicadores en las áreas a intervenir. Mayor Inversión social por compensación social.
- Identificación de rescates arqueológicos producto de la Prospección, que generan mayores costos dadas las medidas de manejo requeridas por el ICANH.

▶ Reposición de Ramales

Reposición de 4 ramales por cumplimiento de vida útil normativa de acuerdo con la resolución CREG 126 de 2016. 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 Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo
- Ramal Cantagallo – San Pablo
- Total, Galán – Casabe – Yondó

Detalle de la ejecución:

- Inversión total del proyecto – USD\$11,6 millones
- Capex total ejecutado a la fecha – USD\$2,2 millones



- Capex total ejecutado 1Q 2019 – USD\$0,2 millones
- Avance Físico de Obra – 34,2%
- Entrada en operación – 3Q 2019

► **Bidireccionalidad Ballena - Barrancabermeja**

Adecuación de facilidades existentes para habilitar la bidireccionalidad Barranca-Ballena (Sin incluir interconexión con el gasoducto Ballena - Cartagena).

Detalle de la ejecución:

- Inversión total del proyecto – USD\$2,6 millones
- Capex total ejecutado a la fecha – USD\$0,2 millones
- Capex total ejecutado 1Q 2019 – USD\$0,1 millones
- Avance Físico de Obra – 22,8%
- Entrada en operación – 4Q 2019

III. Cálidda

Tabla N°12 – Indicadores financieros seleccionados Cálidda

	Miles USD\$		
	1Q 2019	1Q 2018	Variación
Ingresos	156.417	143.745	8,8%
Utilidad operacional	33.846	21.758	55,6%
EBITDA	41.810	31.876	31,2%
Margen EBITDA (%)	26,7%	22,2%	4,5 pp
Utilidad neta	20.432	12.019	70,0%
Deuda / EBITDA UDM	2,8x	2,6x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	8,9x	8,1x	-

- Cálidda mantiene el derecho de distribución y operación de la única red de distribución de gas natural de Lima y Callao:
- Capex total ejecutado 1Q 2019: USD\$21,4 millones.
 - Gasoducto: 10.035 Km.
 - Cobertura de mercado: 81,0%.
 - Volumen facturado: 772 Mpcd.
 - Clientes totales: 802.660

Tabla N°13– Panorámica General Cálidda

	mar-19
Número total de clientes	802.660
Número de clientes potenciales	990.083
Extensión total de la red (Km)	10.035
Volumen vendido (Mpcd)	772
Penetración de la red (%)	81

- En Abril Fitch Ratings y S&P Global afirmaron las 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 millones.

IV. Contugas

Tabla N°14 – Indicadores financieros seleccionados Contugas

	Miles USD\$		
	1Q 2019	1Q 2018	Variación
Ingresos operacionales	18.399	18.965	-3,0%
Utilidad Bruta	9.568	7.316	30,8%
Margen bruto	52,0%	38,6%	13,4 pp
Utilidad operacional	1.062	1.633	-35,0%
EBITDA	6.699	2.971	125,5%
Margen EBITDA (%)	36,4%	15,7%	20,7 pp
Utilidad neta	-5.624	-3.802	47,9%

- ▶ Desembolso de crédito intercompañía de corto plazo con EEB Gas S.A.S. por USD\$11,0 millones.
- ▶ Desembolso de deuda a corto plazo por un importe equivalente a USD\$2,25 millones para financiar necesidades transitorias de liquidez.
- ▶ Se radicó en el Ministerio de Hacienda de Colombia la solicitud de aprobación para que GEB y TGI otorguen su garantía para la suscripción de un nuevo crédito sindicado por USD\$355,0 millones.
- ▶ Renovación de créditos de corto plazo con la banca local por USD\$20,0 millones.
- ▶ 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 febrero se reportó en 50.609 habilitaciones.
- ▶ Reconocimiento de activo y pasivo por adopción de NIIF 16.

Tabla N°15 – Panorámica general Contugas

	mar-19
Número de clientes	50.738
Volumen de ventas (Mpcd)	42,1
Volumen transportado (Mpcd)	471,3
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	160,4
Longitud de la red (km)	1.366

V. Trecca

- ▶ 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).



Tabla N°16 – Indicadores financieros seleccionados Trecca

	Miles USD\$		
	1Q 2019	1Q 2018	Variación
Ingresos	4.655	4.761	-2,2%
Utilidad operacional	1.282	2.553	-49,8%
EBITDA	2.611	906	188,2%
Margen EBITDA (%)	56,1%	19,0%	37,1 pp
Utilidad neta	-656	-1.811	-63,8%

VI. EEBIS Guatemala

- ▶ 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).

Resultados Compañías No Controladas

I. Codensa

Tabla N°17 – Indicadores financieros seleccionados Codensa

	Millones COP\$			Millones USD\$		
	1Q 2019	1Q 2018	Variación	1Q 2019	1Q 2018	Variación
Ingresos	1.310.843	1.163.101*	12,7%	418	408	2,6%
Margen de contribución	521.250	452.839	15,1%	166	158	4,8%
EBITDA	391.828	333.318	17,6%	125	117	7,2%
Margen EBITDA (%)	29,9%	28,7%	1,2 pp	29,9%	28,6%	1,3 pp
Utilidad neta	160.640	129.084	24,4%	51	45	12,8%
Dividendos pagados	154.284	93.195	65,5%	49	33	50,3%


- ▶ Los ingresos operacionales presentaron un incremento en el 1Q de 2019 con respecto al mismo período de 2018, explicado principalmente por:
 - Crecimiento en la demanda de energía en el área de influencia de Enel-Codensa de 2,3% acumulado año, principalmente en peajes, el cual registró un incremento de 4,9% frente al mismo período del año anterior. De otro lado, el mercado regulado creció 1,1%, jalonado especialmente por el segmento residencial.
 - Mejores resultados en productos y servicios de valor agregado, especialmente en alumbrado público por un mayor reconocimiento de las unidades constructivas dado el plan de modernización que se ha venido implementando.

*A efectos de comparabilidad se incluye impacto de la NIIF 15 presentando las compensaciones a clientes como menor valor de los ingresos.



- Aumento en la tarifa regulada de energía debido al crecimiento del componente de generación explicado por el fuerte incremento en el precio de bolsa de energía a causa de la baja hidrología consecuencia de un fenómeno del Niño moderado en el primer trimestre del año y al incremento en el Índice de Precios al Productor (IPP) y del Índice de Precios al Consumidor (IPC) al cual se encuentran indexados los componentes de distribución y comercialización respectivamente.
- ▶ El EBITDA registró un aumento con respecto al primer 1Q 2018 explicado por el crecimiento en los ingresos, y la acertada gestión de los costos fijos y variables descritos a continuación, que crecen a tasas mucho menores a la de los ingresos, consolidando un crecimiento destacado en esta línea:
 - Incremento en el costo de ventas (+10,8%) atribuible al incremento en el precio de bolsa en el mercado spot, por efecto del Fenómeno del Niño.
 - Aumento en los gastos de personal (+6,1%) debido al ajuste salarial realizado todos los años y mayor plantilla respecto al año anterior, con el objeto de apalancar el plan de inversiones que se está ejecutando.
 - Incremento en los gastos de operación y mantenimiento (+6,1%) reflejando principalmente la indexación al IPC de la mayoría de los gastos fijos de operación y un aumento en los costos asociados a atención de clientes que se origina por el aumento de lluvias en la zona de influencia de la Compañía, especialmente en el mes de marzo.
- ▶ La utilidad neta incrementó reflejando el crecimiento de la utilidad operacional y una tasa efectiva de impuestos más baja luego de la reducción de la tarifa para 2019. Este efecto, fue parcialmente compensado por un aumento en el gasto financiero, como consecuencia de un mayor saldo de deuda promedio en comparación con 2018, debido a la necesidad de financiar el importante plan de inversiones de la Compañía.
- ▶ La deuda financiera neta aumentó con respecto a la cifra registrada al cierre de 2018, como resultado del robusto plan de inversiones que ejecuta la Compañía, lo cual implicó el refinanciamiento de los vencimientos de deuda que se presentaron durante los primeros tres meses del año.
- ▶ Las inversiones incrementaron significativamente respecto al mismo periodo del año anterior, enfocadas en proyectos para mejorar la calidad del servicio, como la implementación de sistemas de telecontrol y medición inteligente, así como en conexiones de nuevos clientes, subterranización de redes y mantenimiento de la base de activos operativos.

Tabla N°18 – Panorámica general Codensa

 Grupo Enel	mar-19
Número de clientes	3.458.579
Participación de mercado	21,3%
Demanda energía nacional (Gwh)	17.362
Demanda zona Codensa (Gwh)	3.704*
Índice de pérdidas (%)	7,8
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51,5% (36,4% ordinarias; 15,1% preferenciales sin derecho a voto)

*Demanda neta sin incluir pérdidas.



II. Emgesa

Tabla N°19 – Indicadores financieros seleccionados de Emgesa

emgesa Grupo Enel	Millones COP\$			Millones USD\$		
	1Q 2019	1Q 2018	Variación	1Q 2019	1Q 2018	Variación
	Ingresos operacionales	956.821	877.859	9,0%	305	307
Margen de contribución	601.051	554.850	8,3%	192	194	-1,1%
EBITDA	552.509	504.380	9,5%	176,1	176,4	-0,2%
Margen EBITDA (%)	57,7%	57,5%	0,2 pp	57,7%	57,5%	0,2 pp
Utilidad neta	291.181	234.095	24,4%	93	82	13,6%
Dividendos pagados	154.284	130.206	18,5%	49	46	7,6%

- ▶ Los ingresos operacionales durante el 1Q 2019 aumentaron frente al mismo periodo de 2018, debido a la óptima estrategia comercial enfocada a una mejor gestión en las condiciones de nuevos contratos del mercado no regulado, en línea con un incremento en los precios de energía en bolsa dada la baja hidrología observada durante los primeros meses del año, y un mayor crecimiento de los precios en contratos por mayor IPP.
- ▶ El EBITDA presentó un incremento anual, reflejando el crecimiento de los ingresos y una gestión activa de los costos y gastos de operación. Lo anterior fue contrarrestado parcialmente por el aumento observado de los costos de combustibles dado el incremento en la generación térmica de la central Termozipa.
- ▶ La utilidad neta se incrementó durante el 1Q 2019 frente al mismo periodo del año anterior por los efectos explicados anteriormente y como consecuencia de:
 - La reducción en el gasto financiero neto explicado por una disminución en el saldo promedio de deuda durante el periodo, así como menor costo de la deuda como consecuencia de un nivel del IPC inferior durante 2019 frente a lo registrado un año atrás, indicador al cual se indexa el 64,0% de la deuda.
 - Una menor tasa efectiva de impuestos luego de la reducción de la tarifa del impuesto de renta en 4 puntos para el 2019.

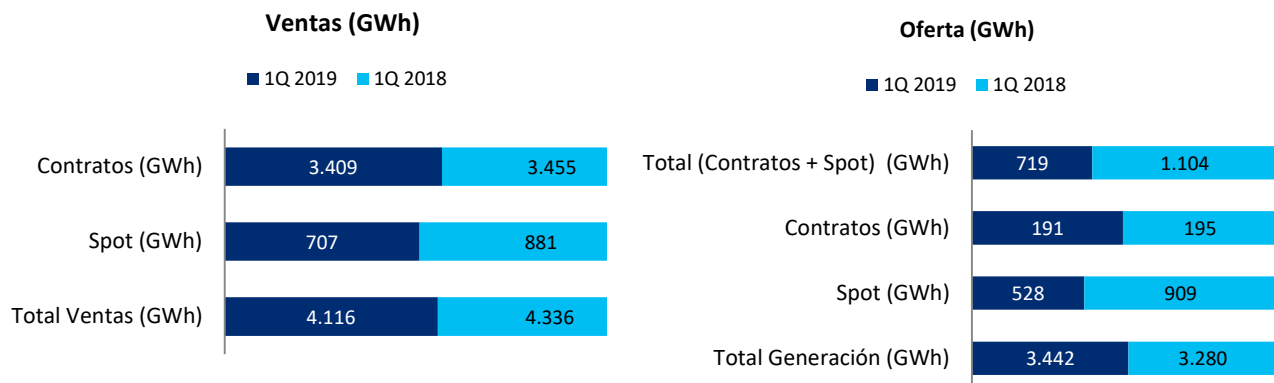
Tabla N°20– Panorámica general Emgesa

emgesa Grupo Enel	mar-19
Capacidad instalada bruta (MW)	3.501
Disponibilidad de plantas (%)	90,3
Generación (Gwh)	3.442
Ventas (Gwh)*	4.116
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51.5% correspondiente a: 37.4% acciones ordinarias y 14.1% preferenciales sin derecho a voto



- ▶ La deuda financiera neta se redujo con respecto al año anterior, debido a que los flujos de caja generados por la operación han sido suficientes para atender las necesidades de inversión y el pago de dividendos a los accionistas.
- ▶ Las inversiones alcanzaron un total de COP\$36.216 millones en el 1Q del 2019, enfocadas principalmente en el proyecto de extensión de vida útil e instalación de baterías en la central Termozipa, inversiones asociadas a la concesión de aguas del río Bogotá y ejecución del plan de mantenimiento de las centrales hidroeléctricas.

Gráfica N°6 – Transacciones de generación Emgesa



- ▶ Respecto a la demanda, el total de las ventas en términos de Gwh tuvieron una disminución del 5,1%, concentrándose en el mecanismo de contratos el 82,8% y el remanente en el mercado spot (17,2%).
- ▶ En cuanto a la oferta, se evidenció una disminución del 34,9%, respecto a los contratos se generó una caída del 2,1% al pasar de 195 Gwh a 191 Gwh. El mercado Spot también alcanzó los 528 Gwh, frente a los 909 Gwh del 1T 2018.

III. Vanti

Tabla N°21 – Indicadores financieros seleccionados Vanti

vanti Gas Natural	Millones COP\$		
	1Q 2019	1Q 2018	Variación
Ingresos	585.549	542.950	7,8%
Utilidad operacional	80.193	73.682	8,8%
EBITDA	90.247	84.957	6,2%
Margen EBITDA (%)	15,4%	15,6%	-0,2 PP
Utilidad neta	64.743	48.360	33,9%
Deuda neta / EBITDA UDM	4,1x	4,9x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	14,1x	10,7x	-

- ▶ 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.




Tabla N°22 – Panorámica General Vanti

		mar-19
Volumen de ventas (Mm3)		552
Número de clientes		2.265.259
Control		Brookfield
Participación de GEB		25%

IV. REP Perú

Tabla N°23 – Indicadores financieros seleccionados REP

	Miles USD\$		
	1Q 2019	1Q 2018	Variación
Ingresos	41.181	38.729	6,3%
Utilidad operacional	19.055	16.754	13,7%
EBITDA	29.626	27.347	8,3%
Margen EBITDA (%)	71,9%	70,6%	1,3 pp
Utilidad neta	11.952	9.707	23,1%
Deuda neta / EBITDA UDM	1,9x	2,3x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	12,0x	9,9x	-

- 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 Transmantaro 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 Vice Presidente del Directorio para el período 2019 a 2021.
 - En Junta Obligatoria de Accionistas se declararon la entrega de dividendos por USD\$60 millones reflejado por las utilidades del año 2018 y una porción de las utilidades acumuladas.


Tabla N°24 – Panorámica general REP

		mar-19
Disponibilidad de la infraestructura (%)		99,4
Compensación por indisponibilidad (USD\$)		221.370
Cumplimiento programa mantenimiento (%)		63,6
Líneas de transmisión o Red (Km)		6.341



V. CTM Perú

Tabla N°25 – Indicadores financieros seleccionados CTM

	Miles USD\$		
	1Q 2019	1Q 2018	Var %
Ingresos	61.402	46.733	31,4%
Utilidad operacional	43.087	28.551	50,9%
EBITDA	56.575	41.933	34,9%
Margen EBITDA (%)	92,1%	89,7%	2,4 pp
Utilidad neta	15.620	12.616	23,8%
Deuda neta / EBITDA UDM	4,4x	5,6x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	4,3x	4,2x	-

► 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 millones reflejado por las utilidades del año 2018 y una porción de las utilidades acumuladas.

Tabla N°26 – Panorámica general CTM

	mar-19
Demanda del mercado (Gwh)	4.409
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,6
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	70,4
Líneas de transmisión o Red (Km)	4.261

Anexos

Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°27 – Estado de Resultados

	Millones COP\$		Variación	
	1Q 2019	1Q 2018	Var COP\$	%
Ingresos				
Distribución de gas natural	546.087	468.052	78.035	16,7%
Transporte de gas natural	369.920	310.624	59.296	19,1%
Transmisión de electricidad	135.873	103.025	32.848	31,9%
Total Ingresos	1.051.880	881.701	170.179	19,3%
Costos y Gastos	-611.741	-598.628	-13.113	2,2%
Distribución de gas natural	-441.571	-404.527	-37.044	9,2%
Transporte de gas natural	-138.424	-110.762	-27.662	25,0%
Transmisión de electricidad	-50.911	-52.893	1.982	-3,7%
Gastos administrativos	-61.998	-43.173	-18.825	43,6%
Otros ingresos (gastos), neto	81.163	12.727	68.436	537,7%
Resultado de las actividades operacionales	440.139	283.073	157.066	55,5%
Ingresos financieros	23.337	53.907	-30.570	-56,7%
Gastos financieros	-135.468	-131.885	-3.583	2,7%
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	-1.284	-10.408	9.124	-87,7%
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	295.363	235.010	60.353	25,7%
Ganancia antes de impuestos	622.087	429.697	192.390	44,8%
Corriente	-87.180	-84.746	-2.434	2,9%
Diferido	-14.018	-2.615	-11.403	436,1%
Utilidad neta	520.889	342.336	178.553	52,2%
Participación Controladora	495.324	328.794	166.530	50,6%
Participación no Controladora	25.565	13.542	12.023	88,8%



Tabla N°28 – Balance General

	Millones COP\$		Variación	
	mar-19	dic-18	Var COP\$	%
Activo				
Activo Corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.151.470	1.128.112	23.358	2,1%
Inversiones	77.883	28.198	49.685	176,2%
Cuentas por cobrar	826.786	769.660	57.126	7,4%
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	912.775	242.360	670.415	276,6%
Activos por impuestos	114.120	80.859	33.261	41,1%
Inventario	163.580	160.581	2.999	1,9%
Activos Disponibles para la venta	722.633	722.633	0	0,0%
Otros activos	18.647	25.312	-6.665	-26,3%
Total activos corrientes	3.987.894	3.157.715	830.179	26,3%
Activo no corriente				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	6.621.556	7.184.261	-562.705	-7,8%
Propiedad, planta y equipo	10.109.574	10.158.128	-48.554	-0,5%
Propiedades de inversión	29.780	29.781	-1	0,0%
Inversiones	10.761	12.385	-1.624	-13,1%
Cuentas por cobrar	165.081	149.523	15.558	10,4%
Crédito mercantil	82.666	84.618	-1.952	-2,3%
Activos intangibles	4.256.736	4.308.278	-51.542	-1,2%
Activos por impuestos	102.120	109.246	-7.126	-6,5%
Activos por impuestos diferidos	23.431	67.576	-44.145	-65,3%
Otros activos	19.333	19.334	-1	0,0%
Total activos no corrientes	21.421.038	22.123.130	-702.092	-3,2%
Total activo	25.408.932	25.280.845	128.087	0,5%
Pasivos y Patrimonio				
Pasivos corrientes				
Obligaciones financieras	1.464.301	1.543.977	-79.676	-5,2%
Cuentas por pagar	1.574.616	475.955	1.098.661	230,8%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	73.347	7	73.340	1047714,3%
Provisiones por beneficios a empleados	74.379	93.803	-19.424	-20,7%
Otras provisiones	35.633	39.443	-3.810	-9,7%
Pasivo por impuestos	131.975	47.938	84.037	175,3%
Otros pasivos	236.001	205.892	30.109	14,6%
Total pasivos corrientes	3.590.252	2.407.015	1.183.237	49,2%
Pasivos no corrientes				
Obligaciones financieras	7.951.773	8.081.825	-130.052	-1,6%
Pasivos por impuestos	362	1.164	-802	-68,9%
Provisiones por beneficios a empleados	150.030	148.006	2.024	1,4%
Otras provisiones	229.388	229.471	-83	0,0%
Pasivos por impuestos diferidos	1.349.006	1.406.726	-57.720	-4,1%
Otros pasivos	56.366	13.583	42.783	315,0%
Total pasivos no corrientes	9.736.925	9.880.775	-143.850	-1,5%
Total pasivos	13.327.177	12.287.790	1.039.387	8,5%



Tabla N°28 – Balance General

	Millones COP\$		Variación	
	mar-19	dic-18	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	3.509.829	2.999.690	510.139	17,0%
Utilidades retenidas	4.980.063	6.189.340	-1.209.277	-19,5%
Otro resultado integral	1.887.501	2.037.511	-150.010	-7,4%
Total patrimonio de la controladora	11.707.303	12.556.451	-849.148	-6,8%
Participación no controlada	374.452	436.604	-62.152	-14,2%
Total patrimonio	12.081.755	12.993.055	-911.300	-7,0%
Total pasivo y patrimonio	25.408.932	25.280.845	128.087	0,5%



Tabla N°29 – Estado de Flujo de Efectivo

	Millones COP\$	
	mar-19	mar-18
Flujos de efectivo de actividades de operación		
Utilidad neta	520.889	342.336
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:		
Impuestos a la utilidad reconocidos en resultados	101.198	87.361
Utilidad método de participación en asociadas y negocios conjuntos	-295.362	-235.011
Gastos financieros	135.468	131.885
Ingresos financieros	-23.337	-53.907
Depreciación y amortización	120.153	102.859
Pérdida (utilidad) en venta o baja de activos fijos	10	791
Diferencia en cambio	1.284	10.408
Provisiones (recuperaciones) neto	5.045	-545
	565.348	386.177
Cambios netos en activos y pasivos de la operación:		
Cuentas por cobrar	-117.923	-34.186
Inventarios	-4.560	6.600
Otros activos	-1.563	-646
Cuentas por pagar	-117.477	-160.910
Provisiones por beneficios a trabajadores	-28.489	-14.071
Provisiones	-1.658	4.392
Otros pasivos	23.666	-24.083
Impuestos pagados	-24.712	-36.656
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	292.632	126.617
Flujos de efectivo de actividades de inversión		
Dividendos recibidos	144.492	124.803
Ingresos por venta de activos fijos	0	12
Intereses recibidos	18.133	22.593
Préstamos a partes relacionadas	0	13.063
Incremento en inversiones	-64.534	-280.463
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-140.194	-125.306
Adquisición de propiedades de inversión	0	-326
Adquisición de activos intangibles	-81.131	-56.059
Flujo neto de efectivo (usado en) provisto por actividades de inversión	-123.234	-301.683
Flujos de efectivo de actividades de financiación		
Intereses pagados	-149.702	-164.806
Préstamos recibidos	41.430	2.139.096
Préstamos pagados	-45.518	-2.265.001
Flujo neto de efectivo usado en actividades de financiación	-153.790	-290.711
(Disminución) Aumento Neto de Efectivo	15.608	-465.777
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo mantenida bajo moneda extranjera	7.751	1.262
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del año	1.128.112	1.569.685
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	1.151.470	1.105.170



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

- ▶ 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.

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