

Informe de Resultados Financieros 4T 2018

4T

3 MESES
2017* - 2018*

Ingreso operacional (+16,2%)

COP\$1.192.027 millones **COP\$1.384.819 millones**

Utilidad Operacional (+30,0%)

COP\$229.985 millones **COP\$298.901 millones**

Utilidad Neta (+65,6%)

COP\$337.356 millones **COP\$558.560 millones**

*4T 2017: 1ro de octubre al 31 de diciembre de 2017. Dic-2017: 1ro de enero al 31 de diciembre de 2017.

*4T 2018: 1ro de octubre al 31 de diciembre de 2018. Dic-2018: 1ro de enero al 31 de diciembre de 2018.

GEB

- 2 de octubre: Se celebró la Asamblea Extraordinaria de Accionistas, donde se presentó y aprobó la Reforma Estatutaria, el Reglamento de la Asamblea General de Accionistas y la Política de Nominación, Remuneración y Sucesión de la Junta Directiva.
- 12 de octubre: Debido a los debates específicos sobre los Acuerdos Marco de Inversión firmados con Enel Américas en relación con Emgesa y Codensa, GEB decidió plantear los conflictos no resueltos entre las partes ante un tribunal de arbitramento.
- 25 de octubre: Segundo pago de dividendos, COP\$57,5 por acción.
- 3 de diciembre: Capitalización a Contugas por USD\$3,8 millones
- 20 de diciembre: Capitalización a EEBIS por USD\$6 millones.
- Capex consolidado trimestral: USD\$147,2 millones.

TGI

- 17 de octubre: Se realizó el *pricing* del Bono de TGI con plazo a 2028, cerrando en una tasa de 5,55% y alcanzando un *Bid to offer* de 3,5 veces.
- 24 de octubre: Se pagó el saldo de dividendos a favor de GEB por COP\$150.038 millones.
- 1 de noviembre: Se ejerció la sustitución del bono 2022 por 2028.
- 3 de diciembre: Capitalización a Contugas por USD\$1,8 millones.
- Capex trimestral: USD\$17,4 millones.

Cálidda

- Noviembre: Se registraron USD\$12 millones por los laudos arbitrales respecto a Fénix Power y Engie.
- Vinculación de 54.351 nuevos clientes durante el 4T 2018 con una penetración de la red del 79%.
- 393 km adicionales de red de polietileno.
- Capex trimestral: USD\$47,1 millones.

Contugas

- Diciembre: Reconocimiento deterioro de cartera por USD\$16 millones (25% de la cartera de Egasa, Egesur y Aceros Arequipa).
- Diciembre: Reconocimiento deterioro de los bienes de la concesión por USD\$33 millones.
- Capex trimestral: USD\$5,9 millones.

Resultados Financieros

Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), de los estados financieros comparativos del 4T 2017 y del 4T 2018 (3 meses).

Ingresos

Los ingresos del 4T 2018 alcanzaron COP\$1,4 billones, un aumento del 16,2% frente al mismo periodo del año anterior, respondiendo a la dinámica positiva en cada una de las líneas de negocio.

Transmisión electricidad: +32,9%; COP\$133.901 millones

- Aumento de los ingresos de GEB, principalmente por los siguientes proyectos: UPME-05-2012 Bolívar - Cartagena 51%; Bolívar – Santa Rosa 49%; UPME 01 – 2013 Sogamoso 500Kv Gachancipá 55%; UPME 01 – 2013 Sogamoso 500Kv Soacha 16%; y Conexión Río Córdoba – Ciénaga Magdalena.

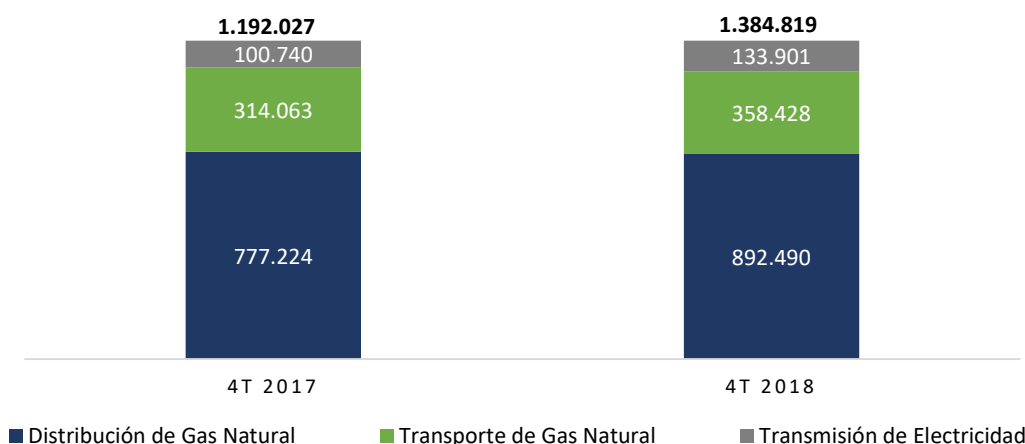
Transporte de gas natural: +14,1%; COP\$358.428 millones

- En TGI se destaca Incremento de los cargos fijos en dólares (USD) y pesos colombianos (COP), como resultado del ajuste por Índice de los Precios al Productor (IPP) en Estados Unidos e Índice de Precios al Consumidor (IPC) en Colombia, respectivamente.

Distribución de gas natural: +14,8%; COP\$892.490 millones

- En Cálidda se reportan mayores Ingresos por instalaciones internas (crecimiento en los servicios solicitados); 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

Pasaron de COP\$962.042 millones a COP\$1,1 billones del 4T 2017 al 4T 2018 respectivamente. El comportamiento por cada una de las líneas de negocio fue el siguiente:

Transmisión de electricidad: +28,6%; COP\$80.535 millones

- GEB: Aumento en contribuciones, mantenimiento, reparaciones, gastos generales y depreciaciones.
- EEBIS GT: Incremento de contribuciones, depreciaciones, amortizaciones y mantenimiento.
- TRECSA: Costo de personal, depreciaciones y amortizaciones.



Transporte de gas natural: +9% COP\$166.971 mm

- Variación como consecuencia de: Mayores costos reportados por servicios de inspección y seguridad de la red de gasoductos, mantenimiento por derecho de vía, revestimiento, costo de personal, honorarios, vigilancia, transporte, acarreo y gastos generales.

Distribución de gas natural: +29,8%; COP\$935.174 mm

- Cálida: Aumento debido a: Provisiones de litigios y cobranza dudosa, mayor distribución y transporte de gas natural, aumento de instalaciones, costos de personal, contribuciones e impuestos.
- Contugas: Incremento costos de construcción y de instalación.

Respecto a los gastos administrativos, pasaron de COP\$42.814 millones a COP\$61.782 millones del 4T 2017 al 4T 2018, un crecimiento del 44,3%, como resultado del aumento en honorarios y servicios, publicidad, propaganda, aseo y seguridad.

Resultado de las actividades operacionales

Se evidencia un crecimiento del 30% del 4T 2018 respecto al 4T 2017, al pasar de COP\$229.985 millones a COP\$298.901 millones, resaltando que la variación más significativa la reportó el rubro de otros ingresos con un aumento del 821,9% (COP\$17.198 millones Vs. COP\$158.544 millones) como consecuencia de:

- GEB: Reversión de las provisiones fiscales e ingresos por recobros del proceso de democratización.
- TGI: Recuperación de las provisiones e indemnizaciones.

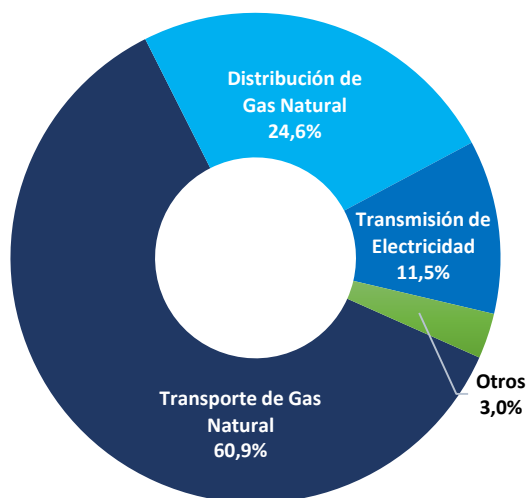
EBITDA consolidado ajustado

Tabla N°1 – EBITDA

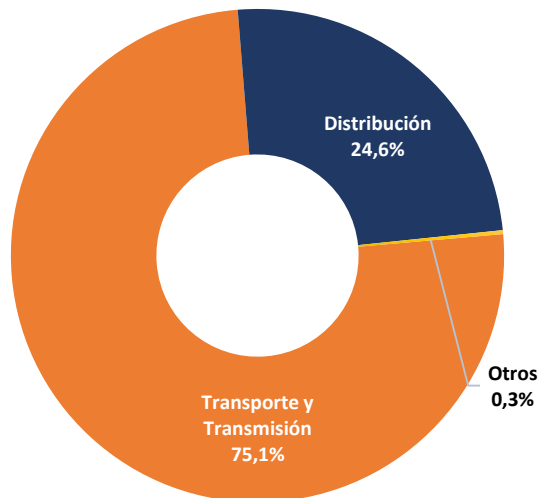
	4T 2018	4T 2017	Variación
EBITDA (Millones COP\$)	434.711	457.719	-5,0%
Margen EBITDA (%)	31,4%	38,4%	-7 pp

El EBITDA consolidado ajustado pasó de USD\$434.711 millones a COP\$457.719 del 4T 2017 al 4T 2018, una reducción del 5%, explicada principalmente por el pago de los dividendos de EEB Gas S.A.S que en el 2017 se recibió en el 4T y en el 2018 en el 3T.

Gráfica N°2 – EBITDA consolidado por línea de negocio



Gráfica N°3 – EBITDA consolidado Segmento



No operacionales

La mayor variación la reporta la diferencia en cambio con una disminución de 315,9%, al pasar del 4T 2017 al 4T 2018, de COP\$4.978 millones a COP\$-10.749 millones, guardando correlación con las fluctuaciones y variaciones de la tasa de cambio en los periodos analizados.

Impuestos

En cuanto al impuesto corriente, pasó de COP\$7.088 millones a COP\$28.404 millones, al comparar el 4T 2017 con el 4T 2018, un incremento del 300,7%.

Por su parte, el impuesto diferido pasó de COP\$2.571 millones a COP\$149.187 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% al 30%.

Utilidad neta

La utilidad neta en el 4T 2018 fue de COP\$558.560 millones, lo que corresponde a un crecimiento de 65,6% frente al 4T 2017 (COP\$337.356 millones). La participación controladora se ubicó en COP\$539.006 millones y la no controladora en COP\$19.554 millones.

Perfil de deuda

Tabla N°2 – Clasificación de rubros de deuda

	Millones COP\$			
	dic-18	dic-17	Variación	%
EBITDA UDM	2.643.537	2.455.225	188.312	7,7%
Deuda total neta	8.382.047	7.230.892	1.151.155	15,9%
Deuda total bruta	9.510.159	8.799.913	710.246	8,1%
Gastos financieros neto UDM	359.333	348.201	11.132	3,2%

La deuda total bruta reportó un crecimiento del 8,1%, comportamiento generado por: Emisión de los bonos de Cálida en Nuevos Soles Peruanos y por los créditos de Contugas a corto plazo con el Banco de Crédito del Perú.

Gráfica N°4 – Perfil de la deuda diciembre 2018 - USD\$2.943 Millones

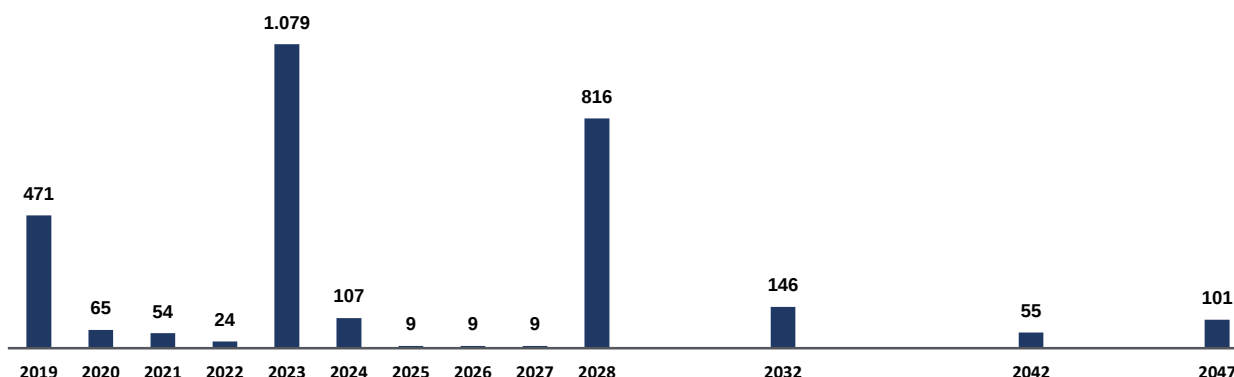




Tabla N°3 – Ratios de cobertura

		Veces	
		dic-18	dic-17
Deuda total neta / EBITDA UDM	OM: < 4,0	3,17	2,95
EBITDA UDM / Gastos financieros neto UDM	OM: > 2,25	7,36	7,05

De acuerdo con lo anterior, el Grupo alcanza a diciembre de 2018 un indicador Deuda Total Neta/EBITDA de 3,17x y de EBITDA/Gastos Financieros Neto de 7,36x.

Tabla N°4 – Estructura de la deuda diciembre 2018

Obligación	Monto Millones COP\$	Moneda Original	Cupón (%)	Vencimiento
Sindicado GEB 2023	2.420.876	USD\$	Libor 6M + 2,15%	ene-23
CAF GEB	69.436	USD\$	Libor 6M + 1,60%	may-20
Bono GEB COP 2024 1er Lote	186.133	COP\$	7 años IPC + 3,19% E.A.	feb-24
Bono GEB COP 2032 1er Lote	282.536	COP\$	15 años IPC + 3,85% E.A.	feb-32
Bono GEB COP 2042 1er Lote	178.313	COP\$	25 años IPC + 4,04% E.A.	feb-42
Bono GEB COP 2024 2do Lote	127.746	COP\$	7 años IPC + 3,21% E.A.	feb-24
Bono GEB COP 2032 2do Lote	188.244	COP\$	15 años IPC + 3,85% E.A.	feb-32
Bono GEB COP 2047 2do Lote	321.709	COP\$	30 años IPC + 4,1% E.A.	feb-47
Leasing financiero GEB y TGI	43.808	COP\$	GEB – DTF+3,75% TGI – DTF+2,9% TA	GEB – Ene 2024 TGI – Ene 2024
Bono TGI	2.423.184	USD\$	Fijo 5,55%	nov-28
BBVA/Itaú/Scotiabank (TGI - IELAH)	128.249	USD\$	Libor 6M + 2,25%	ago-19
Bono Cálidda – USD\$	1.036.438	USD\$	Fijo 4,375%	abr-23
Bono Cálidda – PEN\$	192.108	PEN\$	Fija 6,46875% anual	jul-28
Crédito Cálidda – Scotiabank	259.138	USD\$	Fijo 2,85% anual	may-22
Banco de Crédito del Perú	36.317	USD\$	Fijo 4,95%	mar-19
Banco de Crédito del Perú	6.787	USD\$	Fijo 4,95%	mar-19
Pagaré Banco de Crédito del Perú	48.746	USD\$	Fijo 2,95% anual	mar-19
Banco Santander	21.567	USD\$	Fijo 5,38%	mar-19
Crédito Sindicado Contugas	1.114.244	USD\$	Libor 6M + 3,50%	sep-19
Crédito Trecca – Citibank	268.592	USD\$	Libor 6M + 2,97%	jun-28
Crédito EEBIS – Citibank	155.988	USD\$	Libor 6M + 2,40%	nov-21
Intereses	115.643			
Deuda Total	9.625.802			
Deuda Total Corto Plazo	1.543.977			
Deuda Total Corto Plazo	8.081.825			

Método de participación

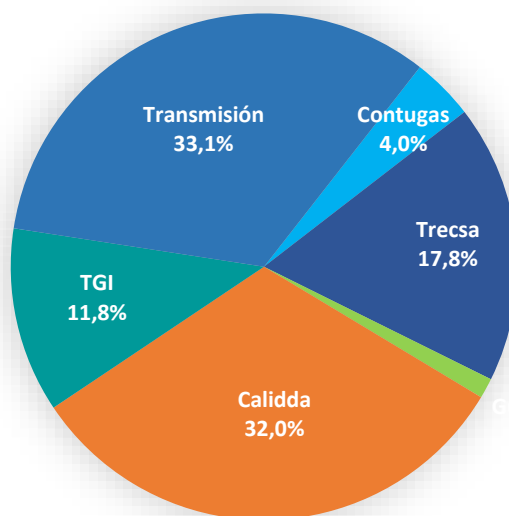
En el método de participación patrimonial, el mayor aporte al cierre de diciembre de 2018 proviene de Emgesa con el 47,1%, seguido por Codensa con el 32,5% y REP con el 7,7%. Cabe resaltar que en los negocios conjuntos se encuentran las compañías en Brasil: GOT, MGE, TER y TSP.

Tabla N°5 – Método de participación

	4T 2018 Millones COP\$	4T 2017 Millones COP\$
Emgesa	118.320	106.267
Codensa	81.641	82.121
Vanti	10.772	16.803
REP	19.477	5.543
CTM	17.762	15.841
EMSA	2.117	1.015
Promigas	0	-619
Negocios Conjuntos (Gebbras)	1.255	6.021
Total	251.344	232.992

Capex

El Capex consolidado ejecutado fue USD\$147,2 millones durante el 4T 2018, concentrándose principalmente en el negocio de transmisión con el 33,1% (USD\$48,8 millones), seguido por Calidda con el 32% (USD\$47,1 millones) y por último Trecca con el 17,8% (USD\$26,2 millones).

Gráfica N°5 – Capex 4T 2018 – USD\$147,2 millones

Tabla N°6 – Capex proyectado anual*

Escenario Base (Millones USD\$)							
Compañía	2018	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	Total
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
Calidda	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\$		
	dic-18	dic-17	Variación
Ingresos	397.105	298.942	32,8%
Utilidad bruta	269.508	194.202	38,8%
EBITDA	260.073	192.309	35,2%
Margen EBITDA (%)	65,5%	64,3%	1,2 pp
Utilidad operacional	242.029	173.932	39,2%

Tabla N°8 – Panorámica General GEB Transmisión

 Grupo Energía Bogotá	dic-18	dic-17
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,95	99,89
Compensación por indisponibilidad (%)	0,008	0,0629
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	100	97
Participación en la actividad de transmisión en (%)	18,4	15,2

Al cierre del 4T de 2018, el detalle de los proyectos de inversión es el siguiente:

 Grupo Energía Bogotá			
	Avance	Ingresos Anuales Estimados (Millones USD\$)	Fecha Estimada de Entrada en Operación
Chivor II 230 kv	57,1%	5,5	2T 2019
Armenia 230 kv	98,0%	1,3	1T 2019
Tesalia 230 kv	91,0%	10,9	2T 2019
Sogamoso Norte 500 kv	81,8%	21,2	2T 2019
La Loma 500 kv	92,4%	1,3	4T 2018
Refuerzo Suroccidental 500 kv	35,4%	24,4	4T 2020
Ecopetrol San Fernando 230 kv	79,2%	6,0	2T 2019
La Loma STR 110 kv	50,1%	7,0	3T 2020
Altamira 115 kv	55,1%	0,7	1T 2019
Colectora 500 kv	8,8%	21,5	4T 2022
Ampliación La Loma 500 kv	93,0%	0,4	3T 2020
Total		100,1	

- ▶ Mediante resolución 4 1122, 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 27 de febrero 2019.
- ▶ La CREG expidió la Circular 104 de 2018 mediante la cual puso en conocimiento de los agentes la Agenda Regulatoria indicativa de la CREG para la vigencia 2019.
- ▶ El proyecto UPME 01 de 2014 La Loma 500 kV no entró en operación en la fecha prevista del 31 de diciembre de 2018. Se solicitó ampliación de la fecha al Ministerio de Minas y Energía.
- ▶ GEB presentó ofertas a las convocatorias UPME 04 de 2018 SE San Juan 220 kV y UPME 07 de 2017 SE Sabanalarga Bolívar 500 kV. No se obtuvo ninguna adjudicación.

II. TGI

Tabla N°10 – Indicadores financieros seleccionados TGI

	4T 2018	4T 2017	Variación
Ingresos (miles USD\$)	110.989	104.678	6,0%
Utilidad operacional (miles USD\$)	56.130	52.120	7,7%
EBITDA (miles USD\$)	77.295	72.667	6,4%
Margen EBITDA	69,6%	69,4%	0,2 pp
Utilidad neta (miles USD\$)	63.160	43.140	46,4%
Deuda total bruta / EBITDA UDM	3,5x	3,7x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	3,8x	3,8x	-
Calificación crediticia internacional:			
S&P – Calificación Corporativa – Sep. 28 18:	BBB-, estable		
Fitch – Calificación Corporativa – Oct. 9 18:	BBB, estable		
Moody's – Calificación Bono – Oct. 16 18:	Baa3, estable		

- ▶ Capex trimestral: USD\$17,4 millones.
- ▶ El 17 de octubre se realizó el pricing del Bono de TGI con plazo a 2028 cerrando en una tasa de 5,55% y alcanzando un Bid to offer de 3,5 veces.
- ▶ El 24 de octubre se pagó el saldo de dividendos a favor de GEB por COP\$150.038 millones.
- ▶ El 1 de noviembre se ejerció la sustitución del bono 2022 por 2028.
- ▶ El 3 de diciembre se realizó una capitalización a Contugas por USD\$1,8 millones.
- ▶ Adjudicación licitación Transmilenio: 481 de 1.383 articulados y biarticulados, con un volumen estimado en términos de consumo de 2,9 Mpcd.
- ▶ Resultados satisfactorios en el desarrollo del Foro TGI 2018, con una asistencia de más de 270 invitados, participación de los diferentes agentes de la cadena, agremiaciones, gobierno y sector productivo del país.

Tabla N°11 – Panorámica General TGI

	4T 2018	4T 2017	Variación
Volumen transportado – Promedio Mpcd	459,6	437,87	5,0%
Capacidad contratada en firme – Mpcd	713,0	689,0	3,5%

- ▶ En diciembre se entregaron los puntos de salida Floresta (Boyacá) y Paratebueno (Cundinamarca).
- ▶ Entrada en operación del realineamiento para el gasoducto Gualanday Dina a finales de diciembre.
- ▶ Aumento de la capacidad del gasoducto Morichal – Yopal, pasando de 5 Mpcd a 11,8 Mpcd.
- ▶ Definición de la agenda regulatoria CREG 2019:
 - 2T 2019 – Metodología de remuneración de transporte de gas y revisión de las reglas de integración vertical.
 - 4T 2019 – Plan de abastecimiento y revisión de fuentes de información WACC.



Proyectos en Ejecución

► Cusiana Fase IV

Aumentar la capacidad de transporte de gas natural en 58 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\$70,7 millones
- Capex total ejecutado a la fecha – USD\$27,8 millones
- Capex total ejecutado 4T 2018 – USD\$8,4 millones
- Ejecución – 52,4%
- Entrada en operación – 1T 2020

► 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 Yarigües – 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 millones
- Capex total ejecutado 4T 2018 – USD\$0,7 millones
- Ejecución – 23,9%
- Entrada en operación – 3T 2019

III. Cálidda

Tabla N°12 – Indicadores financieros seleccionados Cálidda

	Miles USD\$		
	4T 2018	4T 2017	Variación
 Ingresos	199.548	154.315	29,3%
Utilidad operacional	26.342	21.759	21,1%
EBITDA	39.964	31.876	25,4%
Margen EBITDA (%)	20,0%	20,7%	0,7 pp
Utilidad neta	15.228	10.329	47,4%
Deuda neta / EBITDA UDM	2,8x	2,6x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	8,8x	8,5x	-

► Capex trimestral: USD\$47,1 millones.

- Interconexión Ventanilla - Puente Piedra (90% de avance, USD\$3,0 millones ejecutados): Se culminó tendido de la línea (Total 6,9km).



- Clúster La Perla (100% de avance, USD\$0,7 millones ejecutados): Culminado.
 - Cluster Chilca Etapa 02 (95% de avance, USD\$0,8 millones ejecutados): En coordinaciones con área de arqueología para culminar trabajos en la zona.
 - Túnel liner: Culminado. A la espera de resolución ministerial por rescate arqueológico.
 - ERP Comas (Avance 73%, USD\$75 millones ejecutados): Skid y trabajos civiles culminados.
 - Se habilitaron 5 ERPS durante diciembre: Comas 19/12, Ventanilla 22/12, Manchay 28/12, Puente Piedra 30/12. Monto de inversión de USD\$4,5 millones.
 - Hechos Financieros:
 - Se obtuvieron resultados acumulados en EBITDA y Utilidad Neta de USD\$159,3 millones y USD\$68,7 millones, respectivamente.
- Se registraron USD\$12 millones por los laudos arbitrales respecto a Fénix Power y Engie.
- Vinculación de 54.351 nuevos clientes durante el 4T 2018 con una penetración de la red del 79%.
- 393 km adicionales de red de polietileno.

Tabla N°13– Panorámica General Cálidda

 Cálidda GAS NATURAL DEL PERÚ		dic-18
Número total de clientes		761.216
Número de clientes potenciales		959.793
Extensión total de la red (Km)		9.691
Volumen vendido (Mpcd)		779
Penetración de la red (%)		79

IV. Contugas

Tabla N°14 – Indicadores financieros seleccionados Contugas

	Miles USD\$		
	4T 2018	4T 2017	Variación
Ingresos operacionales	20.796	18.782	10,7%
Utilidad operacional	-41.919	-3.195	-1212,0%
EBITDA	2.878	1.290	123,1%
Margen EBITDA (%)	13,8%	6,9%	6,9 pp
Utilidad neta	-42.701	-10.796	-295,5%
Deuda neta / EBITDA UDM	22,6	23,4	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	0,8x	0,9x	-

- Capex trimestral: USD\$5,9 millones.
- Reconocimiento deterioro de cartera por USD\$16 millones (25% de la cartera de Egasa, Egesur y Aceros Arequipa).
- Ingreso por devolución de garantía Consorcio Camisea por USD\$1,7 millones.
- A diciembre 2018 la compañía se encontraba gestionando la firma de la adenda al contrato con Pluspetrol para ajustar la capacidad en firme.
- En diciembre se recibieron USD\$5,67 millones de aporte de capital para realizar el pago en USD\$4,9 millones a favor del Consorcio Graña & Montero (obligaciones del laudo arbitral).



- ▶ Absorción de pérdidas acumuladas USD\$104,4 millones.
- ▶ Se registró en los estados financieros el deterioro de los bienes de la concesión por USD\$33,5 millones.

Tabla N°15 – Panorámica general Contugas

	
	dic-18
Número de clientes	50.519
Volumen de ventas (Mpcd)	49,6
Volumen transportado (Mpcd)	20,1
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	120,4
Longitud de la red (km)	1.298

V. Trecsa

Tabla N°16 – Indicadores financieros seleccionados Trecsa

		Miles USD\$		
	4T 2018	4T 2017	Variación	
Ingresos	9.509	4.619	105,9%	
Utilidad operacional	2.061	-383	638,1%	
EBITDA	2.305	1.342	71,8%	
Margen EBITDA (%)	24,2%	29,1%	-4,9 pp	
Utilidad neta	2.899	-5.006	157,9%	

- ▶ El 29 de diciembre se energizó Palestina-Palín y Palestina-Pacífico, generando ingresos adicionales en el trimestre por USD\$1,3 millones.
- ▶ Liquidación de contrato de montaje y obra civil con el contratista EDEMTEC por un valor de USD\$9 millones, lo que se ve reflejado en la ejecución del Capex de diciembre de 2018.

VI. EEBIS Guatemala

- ▶ Finalización de la obra civil correspondiente a APS.
- ▶ Capitalización de las subestaciones y líneas de transmisión del proyecto APS por USD\$62,1 millones.
- ▶ Avance en la construcción de líneas y subestaciones CEMPRO, (Honorarios y servicios, suministros, obras civiles, montajes y diseños).
- ▶ Disminución de Ingresos Financieros por las desinversiones en depósitos.

Resultados Compañías No Controladas

I. Codensa

Tabla N°17 – Indicadores financieros seleccionados Codensa

 Grupo Enel	Millones COP\$			Millones USD\$		
	4T 2018	4T 2017	Variación	4T 2018	4T 2017	Variación
Ingresos	1.353.320	1.204.736	12,3%	427	404	5,7%
Margen de contribución	552.748	509.111	8,6%	175	171	2,3%
EBITDA	429.168	397.305	8,0%	136	133	2,3%
Margen EBITDA (%)	31,7%	33,0%	-1,3 pp	31,9%	32,9%	-1 pp
Utilidad neta	158.551	158.531	0,01%	52	53	-1,9%
Dividendos pagados	424.770	549.069	-22,6%	144	186	-22,6%

► Actualizaciones regulatorias:

- Resolución CREG 015 / 016 de 2018 – Metodología final para la remuneración de Dx y Wacc:
 - a. Resolución 015 Define la metodología final para la remuneración del componente de distribución durante el siguiente periodo tarifario. La metodología define los ingresos de distribuidoras como Codensa.
 - b. Resolución 016 establece la tasa de retorno (WACC) para la actividad de distribución en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), bajo el nuevo periodo regulatorio.
 - Resolución CREG 114 / 2018 – Principios para la comercialización de energía: Establece los principios y condiciones generales que deben cumplir los mecanismos para la actividad de comercialización de energía para transferir los precios de energía a la tarifa final.
- Cambio de marca de la operación en Colombia de Codensa a Enel-Codensa.
- Codensa mantuvo una sólida calificación crediticia local en “AAA”.
- Capex trimestral: COP\$282.908 miles de millones.
- Venta de energía trimestral: 3.776 GWh.

Tabla N°18 – Panorámica general Codensa

 Grupo Enel	dic-18
Número de clientes	3.438.620
Participación de mercado	22,8%
Demanda Regulada (Gwh)	10.302
Demanda zona Codensa (Gwh)	15.269
Índice de pérdidas (%)	7,7
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51,5% (36,4% ordinarias; 15,1% preferenciales sin derecho a voto)



II. Emgesa

Tabla N°19 – Indicadores financieros seleccionados de Emgesa

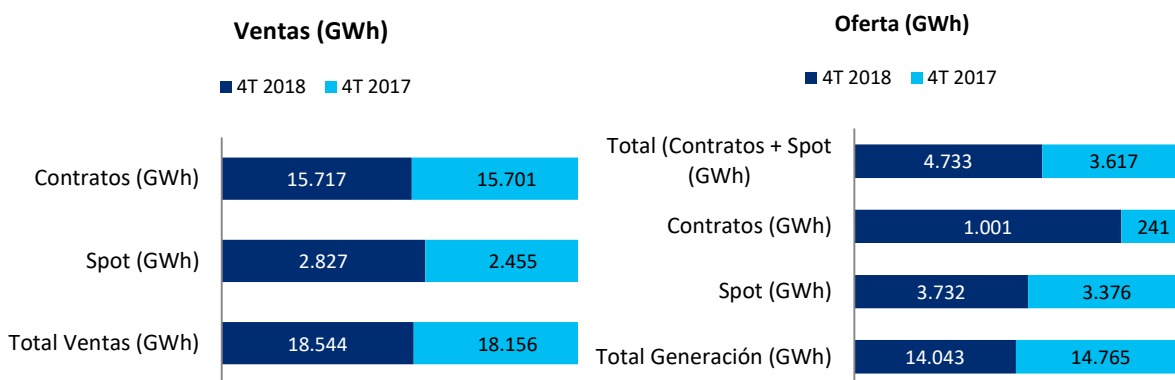
 Grupo Enel	Millones COP\$			Millones USD\$		
	4T 2018	4T 2017	Variación	4T 2018	4T 2017	Variación
Ingresos operacionales	967.432	890.510	8,6%	305	298	2,3%
Margen de contribución	535.934	565.562	-5,2%	167	189	-11,6%
EBITDA	470.347	510.323	-7,8%	146	171	-14,6%
Margen EBITDA (%)	48,6%	57,3%	-8,7 pp	47,9%	57,4%	-9,5 pp
Utilidad neta	229.099	204.599	12,0%	71	68	4,4%
Dividendos pagados	599.706	597.439	0,4%	203	202	0,5%

► Actualizaciones regulatorias:

- Resolución 40971 / 40975 Ministerio de Minas y Energía. Subasta de contrato a largo plazo para proyectos de energía con fuentes renovables no-convencionales: Establece los parámetros de política pública y el programa para llevar a cabo la primera subasta de contratos a largo plazo para proyectos de generación de energía con fuentes renovables no convencionales.
 - Resolución CREG 103 / 104 / 142 de 2018 – Subasta de Cargo por Confiabilidad periodo 2022-2023: Busca asegurar el suministro de energía para el periodo 2022–2023 a través de nuevos proyectos de generación e introduce cambios en la metodología actual.
- Cambio de marca de la operación en Colombia de Codensa a Enel-Emgesa.
- Codensa mantuvo una sólida calificación crediticia local en “AAA” e internacional “BBB” con una perspectiva estable, manteniendo su calidad crediticia por encima de la calificación soberana de Colombia.
- Capex trimestral: COP\$166.412 miles de millones.
- Venta de energía trimestral: 4.483 GWh.

Tabla N°20 – Panorámica general Emgesa

 Grupo Enel	dic-18
Capacidad instalada bruta (MW)	3.501
Disponibilidad de plantas (%)	91,2
Generación (Gwh)	14.043
Ventas (Gwh)	18.544
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51.5% correspondiente a: 37.4% acciones ordinarias y 14.1% preferenciales sin derecho a voto

Gráfica N°6 – Transacciones de generación Emgesa


- ▶ Respecto a la demanda, el total de las ventas en términos de Gwh tuvieron un crecimiento del 2,1%, concentrándose en el mecanismo de contratos el 84,8% y el remanente en el mercado spot (15,2%).
- ▶ En cuanto a la oferta, se evidenció una disminución del 4,9%, respecto a los contratos se generó un crecimiento del 315,4% al pasar de 241 Gwh a 1.001 Gwh. El mercado Spot también alcanzó los 3.732 Gwh, un crecimiento del 10,5%.

III. Vanti

Tabla N°21 – Indicadores financieros seleccionados Vanti

	Millones COP\$		
	4T 2018	4T 2017	Variación
Ingresos	592.368	591.643	0,1%
Utilidad operacional	51.059	81.668	-37,5%
EBITDA	61.839	91.148	-32,2%
Margen EBITDA (%)	10,4%	15,4%	-5 PP
Utilidad neta	43.090	57.762	-25,4%
Deuda neta / EBITDA UDM	6,1x	4,6x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	9,3x	11,4x	-

- ▶ En octubre se realizó el nombramiento del nuevo Presidente Ejecutivo de Vanti, el Sr. Rodolfo Enrique Anaya Bello.
- ▶ En noviembre se hizo lanzamiento de la nueva marca Vanti.
- ▶ Dentro del proceso de Transmilenio, fueron adjudicados 4 patios que operan con tecnología a gas natural, contribuyendo con 741 autobuses (51% de la flota total). Vanti realizó contratos con estos operadores para garantizar el suministro.
- ▶ En línea con los procesos de transformación que se esperan para Vanti, en diciembre se dio inicio al Plan de Transición de Sistemas, el cual se extenderá hasta el 2020 y permitirá la actualización de los diferentes sistemas de información.



Tabla N°22 – Panorámica General Vanti

vanti ✓ Gas Natural	dic-18
Volúmen de ventas (Mm3)	571
Número de clientes	2.252.938
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%

IV. REP Perú

Tabla N°23 – Indicadores financieros seleccionados REP

	Miles USD\$		
	4T 2018	4T 2017	Variación
Ingresos	47.962	39.481	21,5%
Utilidad operacional	25.173	15.266	64,9%
EBITDA	35.790	28.633	25,0%
Margen EBITDA (%)	74,6%	72,5%	2,1 pp
Utilidad neta	15.891	4.591	246,1%
Deuda neta / EBITDA UDM	2,1x	2,5x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	11,9x	7,5x	-

- ▶ Se recibieron las inscripciones de 67 proyectos forestales durante la segunda convocatoria del programa Conexión Jaguar.
- ▶ Se suscribió con el Ministerio de Energía y Minas la Ampliación N°20 del Convenio Marca de Ampliaciones asociado al Contrato de Concesión de Sistemas de Transmisión eléctrica ETECEN – ETESUR.
- ▶ Gracias a los colaboradores de la compañía que participaron del Movimiento Conexión, se inauguraron 22 casitas calientes en la comunidad de Caminaca, en Puno.
- ▶ Se realizó la actividad de voluntariado corporativo “Guardianes del agua” en los muros de la subestación Chavarría. El mural purificará el aire y concientizará acerca del cuidado del agua.
- ▶ El Ministerio de Trabajo y Promoción del empleo premió a la compañía en el concurso Buenas Prácticas Laborales. ISA REP obtuvo dos primeros puestos, en las categorías “Prevención de riesgos en salud y seguridad laboral” y “Desarrollo profesional y acceso a la educación”.
- ▶ El Ministerio del Ambiente distinguió nuestras buenas prácticas de gestión en favor del medio ambiente durante la entrega del Premio Nacional Ambiental "Antonio Brack Egg edición 2018".

Tabla N°24 – Panorámica general REP

	dic-18
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,5
Compensación por indisponibilidad (USD\$)	297.826
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	88,5
Líneas de transmisión o Red (Km)	6.342



V. CTM Perú

Tabla N°25 – Indicadores financieros seleccionados CTM

	Miles USD\$		
	4T 2018	4T 2017	Variación
Ingresos	48.168	40.090	20,1%
Utilidad operacional	30.047	28.116	6,9%
EBITDA	42.458	28.118	51,0%
Margen EBITDA (%)	88,1%	70,1%	18 pp
Utilidad neta	13.885	13.002	6,8%
Deuda neta / EBITDA UDM	4,7x	6,4x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	4,2x	3,0x	-

- ▶ El 30 de noviembre de 2018, la Calificadora de riesgo Apoyo & Asociados ratificó la calificación de riesgo local en "CP-1+.pe".
- ▶ El 1 de diciembre de 2018, Contrato de Concesión SGT "Primera Etapa de Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas" entro en puesta en operación comercial.

Tabla N°26 – Panorámica general CTM

	dic-18
Demanda (Gwh)	4.377
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,6
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	92,2
Líneas de transmisión o Red (Km)	4.261

Anexos

Anexo 1. Estados Financieros

Tabla N°27 – Estado de Resultados

	Millones COP\$		Variación		Millones COP\$		Variación	
	dic-18	dic-17	Var COP\$	%	4T 2018	4T 2017	Var COP\$	%
Ingresos								
Distribución de gas natural	2.241.048	2.017.384	223.664	11,1%	892.490	777.224	115.266	14,8%
Transporte de gas natural	1.312.833	1.221.394	91.439	7,5%	358.428	314.063	44.365	14,1%
Transmisión de electricidad	447.873	339.347	108.526	32,0%	133.901	100.740	33.161	32,9%
Total Ingresos	4.001.754	3.578.125	423.629	11,8%	1.384.819	1.192.027	192.792	16,2%
Costos y Gastos								
Distribución de gas natural	-2.014.359	-1.727.795	-286.564	16,6%	-935.174	-720.679	-214.495	29,8%
Transporte de gas natural	-569.943	-491.127	-78.816	16,0%	-166.971	-153.129	-13.842	9,0%
Transmisión de electricidad	-227.299	-189.453	-37.846	20,0%	-80.535	-62.618	-17.917	28,6%
Gastos administrativos	-181.656	-137.410	-44.246	32,2%	-61.782	-42.814	-18.968	44,3%
Otros ingresos (gastos), neto	293.997	69.924	224.073	320,5%	158.544	17.198	141.346	821,9%
Resultado de las actividades operacionales	1.302.494	1.102.264	200.230	18,2%	298.901	229.985	68.916	30,0%
Ingresos financieros	105.267	204.011	-98.744	-48,4%	24.500	62.471	-37.971	-60,8%
Gastos financieros	-539.057	-597.670	58.613	-9,8%	-183.027	-202.729	19.702	-9,7%
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	-52.302	-35.997	-16.305	45,3%	-10.749	4.978	-15.727	-315,9%
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	1.055.060	1.029.542	25.518	2,5%	251.344	232.992	18.352	7,9%
Ganancia antes de impuestos	1.871.462	1.702.150	169.312	9,9%	380.969	327.697	53.272	16,3%
Menos gasto por impuesto a la renta								
Corriente	-196.510	-299.444	102.934	-34,4%	28.404	7.088	21.316	300,7%
Diferido	110.216	166.189	-55.973	-33,7%	149.187	2.571	146.616	5702,7%
Utilidad neta	1.785.168	1.568.895	216.273	13,8%	558.560	337.356	221.204	65,6%
Participación Controladora	1.703.693	1.500.121	203.572	13,6%	539.006	325.533	213.473	65,6%
Participación no Controladora	81.475	68.774	12.701	18,5%	19.554	11.823	7.731	65,4%



Tabla N°28 – Balance General

	Millones COP\$		Variación	
	dic-18	dic-17	Var COP\$	%
Activo				
Activo Corriente				
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.128.112	1.569.021	-440.909	-28,1%
Inversiones	28.198	145.540	-117.342	-80,6%
Cuentas por cobrar	769.660	543.917	225.743	41,5%
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	242.360	152.642	89.718	58,8%
Activos por impuestos	80.859	180.873	-100.014	-55,3%
Inventario	160.581	175.416	-14.835	-8,5%
Activos Disponibles para la venta	722.633	550.941	171.692	31,2%
Otros activos	25.312	27.261	-1.949	-7,1%
Total activos corrientes	3.157.715	3.345.611	-187.896	-5,6%
Activo no corriente				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	7.184.261	6.951.662	232.599	3,3%
Propiedad, planta y equipo	10.158.128	9.018.704	1.139.424	12,6%
Propiedades de inversión	29.781	210.796	-181.015	-85,9%
Inversiones	12.385	14.061	-1.676	-11,9%
Cuentas por cobrar	149.523	226.033	-76.510	-33,8%
Crédito mercantil	84.618	50.171	34.447	68,7%
Activos intangibles	4.308.278	3.744.080	564.198	15,1%
Activos por impuestos	109.246	105.820	3.426	3,2%
Activos por impuestos diferidos	67.576	97.225	-29.649	-30,5%
Otros activos	19.334	24.238	-4.904	-20,2%
Total activos no corrientes	22.123.130	20.442.790	1.680.340	8,2%
Total activo	25.280.845	23.788.401	1.492.444	6,3%
Pasivos y Patrimonio				
Pasivos corrientes				
Obligaciones financieras	1.543.977	153.611	1.390.366	905,1%
Cuentas por pagar	475.955	431.668	44.287	10,3%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	7	5.604	-5.597	-99,9%
Provisiones por beneficios a empleados	93.803	79.624	14.179	17,8%
Otras provisiones	39.443	141.821	-102.378	-72,2%
Pasivo por impuestos	47.938	179.047	-131.109	-73,2%
Otros pasivos	205.892	193.363	12.529	6,5%
Total pasivos corrientes	2.407.015	1.184.738	1.222.277	103,2%
Pasivos no corrientes				
Obligaciones financieras	8.081.825	8.730.150	-648.325	-7,4%
Pasivos por impuestos	1.164	780	384	49,2%
Provisiones por beneficios a empleados	148.006	169.514	-21.508	-12,7%
Otras provisiones	229.471	260.918	-31.447	-12,1%
Pasivos por impuestos diferidos	1.406.726	1.451.903	-45.177	-3,1%
Otros pasivos	13.583	24.246	-10.663	-44,0%
Total pasivos no corrientes	9.880.775	10.637.511	-756.736	-7,1%
Total pasivos	12.287.790	11.822.249	465.541	3,9%



Tabla N°28 – Balance General

	Millones COP\$		Variación	
	dic-18	dic-17	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	2.555.404	444.286	17,4%
Utilidades retenidas	6.189.340	6.090.854	98.486	1,6%
Otro resultado integral	2.037.511	1.604.301	433.210	27,0%
Total patrimonio de la controladora	12.556.451	11.580.469	975.982	8,4%
Participación no controlada	436.604	385.683	50.921	13,2%
Total patrimonio	12.993.055	11.966.152	1.026.903	8,6%
Total pasivo y patrimonio	25.280.845	23.788.401	1.492.444	6,3%



Tabla N°29 – Estado de Flujo de Efectivo

	Millones COP\$	
	dic-18	dic-17
Flujos de efectivo de actividades de operación		
Utilidad neta	1.785.168	1.568.895
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:		
Impuestos a la utilidad reconocidos en resultados	86.294	133.255
Utilidad método de participación en asociadas y negocios conjuntos	-1.055.060	-1.029.542
Gastos financieros	539.057	597.670
Ingresos financieros	-105.267	-204.011
Depreciación y amortización	402.189	331.072
Pérdida (utilidad) en venta o baja de activos fijos	558	1.246
Diferencia en cambio	52.302	35.997
Provisiones (recuperaciones) neto	56.449	17.302
	1.761.690	1.451.884
Cambios netos en activos y pasivos de la operación:		
Cuentas por cobrar	-269.632	170.390
Inventarios	4.372	-28.522
Otros activos	3.879	142.456
Cuentas por pagar	-40.184	131.205
Provisiones por beneficios a trabajadores	-1.398	8.361
Provisiones	-34.136	210.846
Otros pasivos	-92.614	2.721
Impuestos pagados	-220.964	-374.178
Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación	1.111.013	1.715.163
Flujos de efectivo de actividades de inversión		
Venta en activos disponibles para la venta	0	15.243
Dividendos recibidos	822.550	763.797
Ingresos por venta de activos fijos	433	111
Intereses recibidos	90.711	83.594
Préstamos a partes relacionadas	0	11.662
Incremento en inversiones	159.633	295.315
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-622.305	-731.948
Adquisición de propiedades de inversión	-326	0
Adquisición de activos intangibles	-502.779	-414.040
Flujo neto de efectivo (usado en) provisto por actividades de inversión	-52.083	23.734
Flujos de efectivo de actividades de financiación		
Dividendos pagados	-1.116.681	-908.937
Prestamos partes relacionadas	0	-11.410
Intereses pagados	-453.036	-573.847
Préstamos recibidos	4.445.239	1.586.008
Préstamos pagados	-4.388.573	-1.616.748
Flujo neto de efectivo usado en actividades de financiación	-1.513.051	-1.524.934
(Disminución) Aumento Neto de Efectivo	-454.121	213.963
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo mantenida bajo moneda extranjera	13.212	13.172
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del año	1.569.021	1.341.886
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	1.128.112	1.569.021

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