

# Informe de Resultados 2Q 2019

# 2Q

3 MESES  
2019 - 2018

Ingreso operacional (+26,4%)

**COP\$1.178.642 millones** **COP\$932.451 millones**

Utilidad Operacional (+14,6%)

**COP\$410.423 millones** **COP\$358.095 millones**

Utilidad Neta <sup>(1)</sup> (+21,8%)

**COP\$582.871 millones** **COP\$478.587 millones**

**Nota:**

2Q 2018: 1ro de abril al 30 de junio de 2018

2Q 2019: 1ro de abril al 30 de junio de 2019

jun-18: 1ro de enero al 30 de junio de 2018

jun-19: 1ro de enero al 30 de junio de 2019

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

✉ [ir@geb.com.co](mailto:ir@geb.com.co)

🌐 [www.grupoenergibogota.com/inversionistas](http://www.grupoenergibogota.com/inversionistas)

## GEB

- 26 de abril: 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.
- 28 de junio: 1er pago de dividendos, correspondiente a COP\$65 por acción y equivalente a COP\$596.767mm.
- 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.

### Hechos posteriores al trimestre:

- 8 de julio: La ANLA autorizó a GEB 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.
- 22 de julio: En desarrollo de la autorización del MHCP, GEB celebró una operación de manejo de deuda pública externa, para refinanciar hasta USD\$749 mm.
- 9 de agosto: GEB adquirió el 100% de las acciones de Dunas Energía, PPC Perú Holdings S.R.L y Cantaloc Perú Holdings S.R.L., inversión que consolidará la posición de la Compañía en el sector energético peruano.

## TGI

- Incremento de ingresos en 2Q 2019 vs. 2Q 2018 9,0%.
- Margen EBITDA en 2Q 2019 creció 6,3 pp a 78,4%.
- Confirmación de calificación del bono en Baa3 por parte de Moody's, con perspectiva estable.
- Suscripción de contrato para primer proyecto de Obras por Impuestos por 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

- La Compañía llegó a los 852.746 clientes conectados en Lima y Callao.
- Construcción de 1.448 km de redes de polietileno y 34 km de acero, elevando los km de redes subterráneos de la Compañía a 10.407 km.
- A finales de julio Osinergmin aprobó una ampliación al plan quinquenal de inversiones vigente, que va de mayo 2018 a mayo 2022.

## Contugas

- Radicación en el MHCP de la solicitud de aprobación para que GEB y TGI otorguen su garantía para la suscripción de un nuevo crédito sindicado por USD\$355 mm.
- Desembolso de deuda a corto plazo por USD\$2,25 mm para financiar necesidades transitorias de liquidez.
- 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 junio se reportó en un total de 50.801 habilitaciones.



## Resultados Financieros

Este informe presenta las variaciones correspondientes bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), de los estados financieros comparativos del 2Q 2018 y del 2Q 2019 (3 meses).

### Ingresos actividades operacionales

Los ingresos del 2Q 2019 alcanzaron COP\$1,2 billones, un aumento del 26,4% frente al mismo periodo del año anterior, respondiendo a la dinámica positiva en cada una de las líneas de negocio.

Distribución de gas natural: +28,6%; + COP\$144.586 millones

- ▶ En Cálidda se reportaron mayores ingresos por ampliación de la red; aumento en la distribución de gas natural, en función de la capacidad contratada y el incremento del consumo y transporte; y una mayor colocación de préstamos de financiación de instalaciones de gas natural domiciliario.

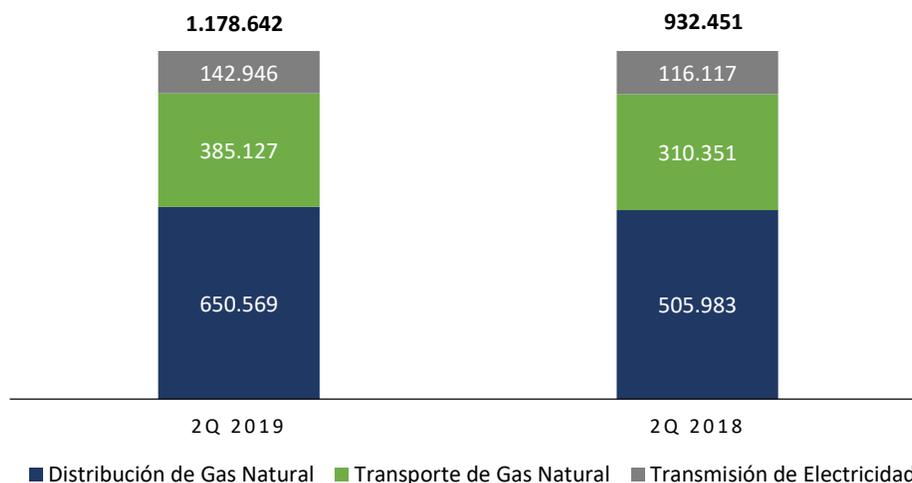
Transporte de gas natural: +24,1%; + COP\$74.776 millones

- ▶ En TGI el incremento se da como resultado de:
  - A partir del 14 de junio de 2018, se incluye en todos los contratos la tarifa del delta cargo por estampilla correspondiente a las obras del Loop Armenia. Por ello, este delta aplicó a todo el 2Q 2019, mientras que en el 2Q 2018 sólo se vio reflejado en los últimos 15 días del mes de junio. En este sentido, los ingresos por cargos por capacidad y AO&M crecieron 6,7%, pasando de USD\$100,7 mm en 2Q 2018 a USD\$107,4 mm en 2Q 2019.
  - Los cargos variables tuvieron un incremento del 45% entre 2Q 2018 (USD\$5,9 mm) y 2Q 2019 (USD\$8,6 mm) por mayores volúmenes transportados, correspondientes a modalidad de contratos take-and-pay.
  - los ingresos por tipo de cargo, aproximadamente el 91,2% (USD\$107,4 millones) se derivaron de los cargos fijos establecidos en los contratos de transporte en “firme” entre abril y junio, reportando un crecimiento del 6,7% al compararlos con el mismo periodo del año anterior. Por lo tanto, únicamente el 7,3% (USD\$8,6 millones) de los ingresos provienen de los contratos por cargos variables.

Transmisión electricidad: +23,1%; + COP\$26.829 millones

- ▶ Los ingresos de GEB crecieron, principalmente por los siguientes proyectos: UPME-04-2014 Refuerzo Su-occidente Heliconia (Antioquia), Pereira (Risaralda), Cali (Valle) y Yumbo (Valle).

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





**Costos actividades operacionales**

Los costos de las actividades operacionales pasaron de COP\$584.080 millones a COP\$759.591 millones del 2Q 2018 al 2Q 2019 respectivamente, un crecimiento del 30%. El comportamiento por cada una de las líneas de negocio fue el siguiente:

Distribución de gas natural: +41,7%; + COP\$162.002 millones

- ▶ Cálida: Aumentó, debido a: Costo de venta por ampliación de la red, amortización y depreciación por nuevas inversiones; mayor cantidad de instalaciones; y aumento en los volúmenes distribuidos y transportados.
- ▶ Contugas: Mayor gasto por amortización de los bienes de la concesión por el cambio de método a línea recta.

Transporte de gas natural: -4,2%; - COP\$5.869 millones

- ▶ Variación como consecuencia de: Reducción en costos operacionales, debido a la inclusión de estudios de impacto ambiental del Loop Armenia en 2Q 2018, los cuales no se presentan en 2Q 2019. Dichos costos no podían ser capitalizables bajo lo establecido en NIC 16. Adicionalmente, la ejecución del Plan de Manejo de Integridad de TGI para los gasoductos en 2019 se realizó en el primer trimestre, mientras que, durante 2018, el mismo ocurrió en el segundo trimestre.

Transmisión de electricidad: +34,8%; + COP\$19.378 millones

- ▶ GEB: En función de una actividad operacional más dinámica de esta línea de negocio, se destacan los incrementos principalmente en los rubros de honorarios y servicios. Así mismo, desde 2019 se está realizando una asignación de costos más específica a la sucursal de transmisión.

Como consecuencias de lo anterior, el resultado bruto creció 20,3%, al pasar de COP\$348.371 millones a COP\$419.051 millones del 2Q 2018 al 2Q 2019.

**Gastos administrativos**

Pasaron de COP\$38.230 millones a COP\$23.812 millones del 2Q 2018 al 2Q 2019, una disminución del 37,7%, como resultado de una reducción en honorarios y servicios, seguros, comunicaciones y suscripciones.

**Otros ingresos (gastos)**

El saldo neto de esta cuenta es un ingreso por COP\$15.185 millones, una disminución del 68,3% frente al 2Q 2018 que fue de COP\$47.954 millones, como resultado de: Promigas modificó sus dividendos decretados, en función del cambio en su fecha de cierre fiscal, lo cual implica que en el 1Q 2019 se recibiera el 100% de los dividendos del año 2018, comparado con el decreto del año anterior que generaba pagos mensuales.

**Resultado de las actividades operacionales**

Se evidencia un crecimiento del 14,6% en el 2Q 2019 respecto al 2Q 2018, al pasar de COP\$358.095 millones a COP\$410.424 millones, como consecuencia de un mayor resultado en los ingresos (26,4%), asociado a mayores ingresos por proyectos ejecutados. El margen operacional fue de 34,8%.

**EBITDA consolidado ajustado**

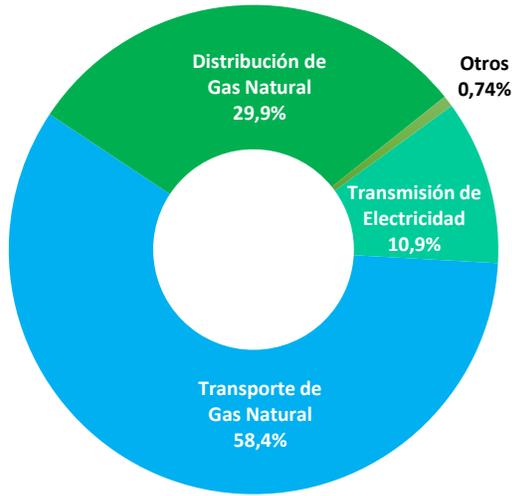
**Tabla N°1 – EBITDA consolidado**

	2Q 2019	2Q 2018	Variación
EBITDA (Millones COP\$)	536.251	522.570	2,6%

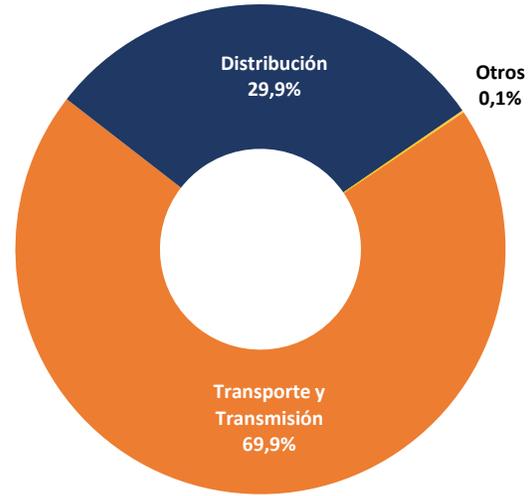
El EBITDA consolidado ajustado pasó de USD\$522.570 millones a COP\$536.251 millones del 2Q 2018 al 2Q 2019, un crecimiento del 2,6%, reflejando la rentabilidad y la sostenibilidad de la actividad operacional y del desarrollo de las diferentes líneas de negocio de la Compañía.



Gráfica N°2 – EBITDA consolidado por línea de negocio



Gráfica N°3 – EBITDA consolidado Segmento



**No operacionales**

El impacto positivo más significativo proviene del incremento en el ingreso por diferencia en cambio por 244,3%, que pasó del 2Q 2018 al 2Q 2019, de COP\$-25.254 millones a COP\$36.451 millones, guardando correlación con las fluctuaciones y variaciones de la tasa de cambio. En los periodos analizados TRM del cierre del 2Q 2018 era de COP\$2.930,80 vs COP\$3.205,37 al cierre del 2Q 2019.

En cuanto al método de participación, evidenció un aumento de COP\$59.587 millones (21,4%) en el 2Q 2019 frente 2Q 2018. El mayor aporte al cierre de junio de 2019 proviene de Emgesa con el 50,1%, seguido por Codensa con el 33,0% y Vanti con el 4,7%. Cabe resaltar que en los negocios conjuntos se encuentran las compañías en Brasil: GOT, MGE, TER y TSP.

Tabla N°2 – Método de participación

	2Q 2019 Millones COP\$	2Q 2018 Millones COP\$
Emgesa	169.669	139.739
Codensa	111.558	82.742
CTM	14.064	14.406
Vanti	15.763	18.758
REP	15.327	12.639
EMSA	2.667	2.045
Negocios Conjuntos	9.455	8.587
<b>Total</b>	<b>338.503</b>	<b>278.916</b>

Por otra parte, los ingresos financieros disminuyeron un 35,5% (COP\$14.923 millones) en el 2Q 2019 respecto al 2Q 2018, como consecuencia principalmente 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\$60.312 millones a COP\$84.998 millones, al comparar el 2Q 2018 con el 2Q 2019, un incremento del 40,9%. 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, EEB Perú Holdings y EEB Gas S.A.S.



Por su parte, el impuesto diferido pasó de COP\$11.703 millones a COP\$-4.515 millones en los periodos analizados, un aumento en el gasto por COP\$16.218 millones, como consecuencia de:

- ▶ En Cálidda aumentó el impuesto diferido pasivo, producto del cambio del valor residual de la concesión.
- ▶ Respecto a TGI, el pasivo por impuesto diferido presenta variaciones en función de los cambios de la tasa de cambio, respecto a las obligaciones en USD\$ y la diferencia entre las vidas útiles de los activos fijos (NIIF vs. Fiscal).
- ▶ Por último, en GEB, los resultados muestran el efecto en las partidas en moneda extranjera y los cambios en las vidas útiles de la propiedad, planta y equipo.

### Utilidad neta

La utilidad neta en el 2Q 2019 fue COP\$582.871 millones, lo que corresponde a un crecimiento de 21,8% frente al 2Q 2018 (COP\$478.587 millones). La participación controladora se ubicó en COP\$558.095 millones y la no controladora se ubicó en COP\$24.776 millones.

### Perfil de deuda

Tabla N°3 – Clasificación de rubros de deuda

	Millones COP\$			
	jun-19	jun-18	Variación	%
EBITDA (UDM)	2.924.267	2.562.019	362.248	14,1%
Deuda total neta	8.371.398	7.255.239	1.116.159	15,4%
Deuda total bruta	9.331.516	8.550.776	780.740	9,1%
Gastos financieros neto (UDM)	455.184	293.846	161.338	54,9%

La deuda total bruta reportó un crecimiento del 9,1%, como consecuencia de: Bonos locales y pagaré del Banco de Crédito del Perú respecto a Cálidda; en cuanto a GEB, el diferencial cambiario del crédito sindicado; en TGI la reclasificación de IELAH y el efecto en diferencia en cambio en los bonos; y en cuanto a Contugas, el efecto de tasas y la reclasificación del sindicado a corriente.

En cuanto a los gastos financieros netos, se destaca un crecimiento del 54,9%, como resultado de:

- ▶ Teniendo en cuenta que los gastos financieros netos son producto de la diferencia entre los gastos financieros brutos y los ingresos financieros, la disminución de estos últimos (como se describió en el apartado correspondiente), impactan negativamente el resultado de los gastos financieros netos.
- ▶ En cuanto al pago de intereses del segundo lote de los bonos de GEB, de julio de 2017 a junio de 2018 se realizaron 7 pagos, en comparación con el periodo de julio de 2018 a junio de 2019, donde se efectuaron 12 pagos.
- ▶ Finalmente, la diferencia en cambio, impacta negativamente las tasas de interés de las obligaciones en moneda extranjera durante el periodo UDM a junio 2019, respecto a junio 2018.

Tabla N°4 – Ratios de cobertura

	Veces	
	jun-19	jun-18
Deuda total neta / EBITDA UDM	2,9	2,8
EBITDA UDM / Gastos financieros neto UDM	6,4	8,7

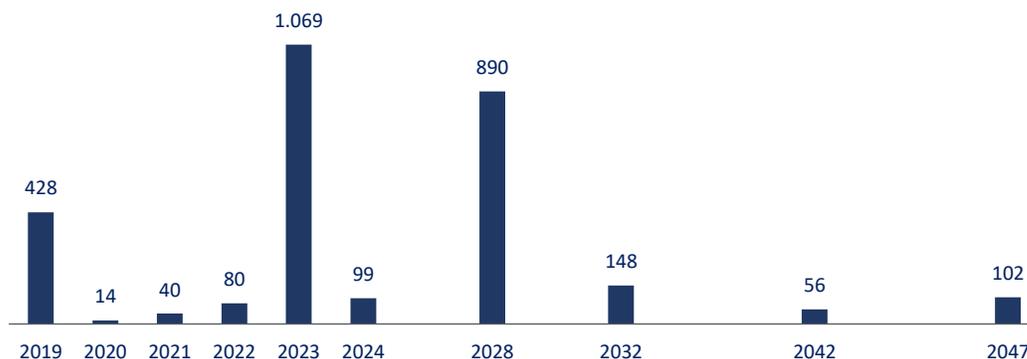
De acuerdo con lo anterior, el Grupo alcanza a junio de 2019 un indicador Deuda Total Neta/EBITDA de 2,9x y de EBITDA/Gastos Financieros Neto de 6,4x, ubicándose dentro de los límites razonables de endeudamiento.



Tabla N°5 – Estructura de la deuda junio 2019

Obligación	Monto Millones COP\$	Moneda Original	Cupón (%)	Vencimiento
Sindicado GEB 2023	2.380.600	USD\$	Libor 6M + 2,15%	ene-23
CAF GEB	45.699	USD\$	Libor 6M + 1,6%	may-20
Bono GEB COP 2024 1er Lote	184.932	COP\$	7 años IPC + 3,19% E.A.	feb-24
Bono GEB COP 2032 1er Lote	279.523	COP\$	15 años IPC + 3,85% E.A.	feb-32
Bono GEB COP 2042 1er Lote	177.802	COP\$	25 años IPC + 4,04% E.A.	feb-42
Bono GEB COP 2024 2do Lote	129.094	COP\$	7 años IPC + 3,21% E.A.	feb-24
Bono GEB COP 2032 2do Lote	189.342	COP\$	15 años IPC + 3,85% E.A.	feb-32
Bono GEB COP 2047 2do Lote	325.685	COP\$	30 años IPC + 4,10% E.A.	feb-47
Bono TGI	2.390.854	USD\$	Fijo 5,50% SV	nov-28
BBVA/Itaú/Scotiabank (TGI - IELAH)	127.663	USD\$	Libor 6M + 0,25%	ago-19
Crédito Sindicado Contugas	1.100.600	USD\$	Libor 6M + 3,50%	sep-19
Banco de Crédito del Perú Contugas	35.813	PEN\$	Fijo 5,80%	sep-19
Banco de Crédito del Perú Contugas	6.601	PEN\$	Fijo 5,80%	sep-19
Banco de Crédito del Perú Contugas	7.052	PEN\$	Fijo 4,05%	sep-19
Banco Santander Contugas	21.720	PEN\$	Fijo 6,80%	sep-19
Banco Scotiabank Contugas	12.182	PEN\$	Fijo 3,50%	dic-19
Crédito Citibank Trecca	251.004	USD\$	Libor 6M + 2,97%	jun-28
Crédito Citibank EEBIS	128.227	USD\$	Libor 6M + 2,40%	ago-21
Bono Internacional Cálidda	1.022.697	USD\$	Fijo 4,375% SV	mar-23
Bono Local Cálidda	194.400	USD\$	Fija 6,46875% anual	jul-28
Crédito Scotiabank Cálidda	255.913	USD\$	Fijo 2,85% anual	may-22
Pagaré Banco de Crédito del Perú Cálidda	64.114	PEN\$	Fijo 2,45%	sep-19
Deuda Total Bruta	9.331.516			
Intereses	122.273			
<b>Deuda Total Bruta + Intereses</b>	<b>9.453.789</b>			
Deuda Total Bruta Corto Plazo + Intereses	1.706.045			
Deuda Total Bruta Largo Plazo + Intereses	7.747.744			

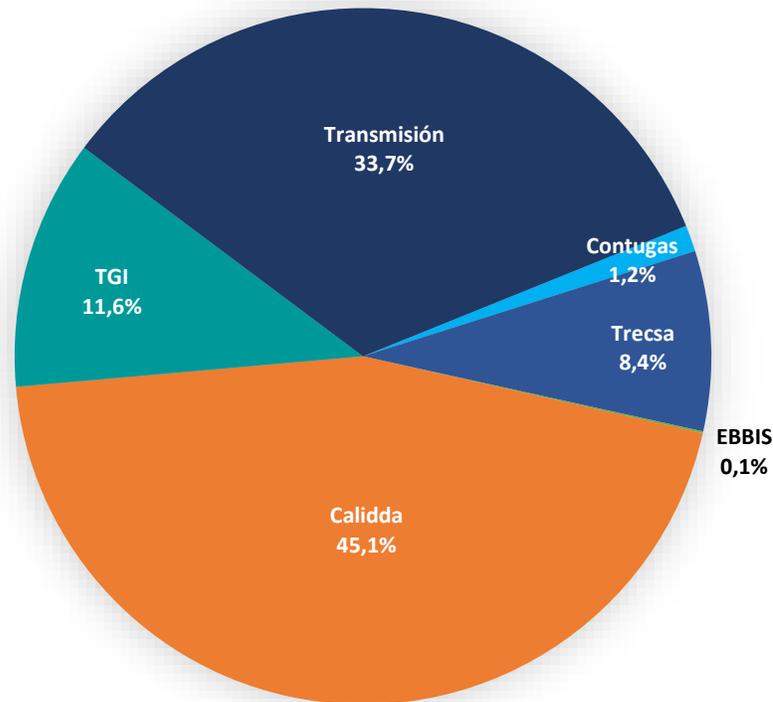
Gráfica N°4 – Perfil de la deuda junio 2019 - USD\$2.926 millones





Capex

Gráfica N°5 – Capex 2Q 2019 – USD\$76,5 millones



El Capex consolidado ejecutado fue USD\$76,5 millones durante el 2Q 2019, concentrándose principalmente en Calidda con el 45,1% (USD\$34,5 millones), seguido por el negocio de transmisión con el 33,7% (USD\$25,8 millones) y por último TGI con el 11,6% (USD\$8,9 millones).

Tabla N°6 – Capex proyectado anual\*

Compañía	2018	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	Total
Transmisión	140	133	140	133	132	107	645
Trecca y EEBIS	52	46	73	7	1	1	128
TGI	73	85	82	51	66	90	375
Cálidda	119	120	112	108	111	113	565
Contugas	13	4	0	10	5	0	19
Otros Proyectos	0	260	43	43	43	43	432
<b>Total</b>	<b>396</b>	<b>649</b>	<b>449</b>	<b>352</b>	<b>359</b>	<b>355</b>	<b>2.163</b>

\*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	Millones COP\$		
	2Q 2019	2Q 2018	Variación
Ingresos	123.872	91.171	35,9%
Utilidad bruta	85.587	60.455	41,6%
EBITDA	81.022	58.250	39,1%
Margen EBITDA (%)	65,4%	63,9%	1,5 pp
Utilidad operacional	75.269	53.933	39,6%

**Tabla N°8 – Panorámica General GEB Transmisión**

 Grupo Energía Bogotá	jun-19	jun-18
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,94	99,91
Compensación por indisponibilidad (%)	0,0062	0,0102
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	100,0	98,5
Participación en la actividad de transmisión en (%)	19,8	18,1

**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	57,3%	5,5	4Q 2019
Armenia 230 kv	100,0%	1,3	2Q 2019
Tesalia 230 kv	92,0%	10,9	4Q 2019
Sogamoso Norte 500 kv	57,8%	21,1	4Q 2020
Refuerzo Suroccidental 500 kv	34,6%	24,4	4Q 2020
Ecopetrol San Fernando 230 kv	82,2%	6,0	4Q 2019
La Loma STR 110 kv	53,5%	7,0	3Q 2020
Altamira 115 kv	86,7%	0,7	3Q 2019
Colectora 500 kv	11,7%	21,5	4Q 2022
<b>Total</b>		<b>98,3</b>	

Al cierre del 2Q de 2019, el detalle de los proyectos de inversión es el siguiente:

- ▶ 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.
- ▶ Mediante Resolución 40328, 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.
- ▶ Mediante Resolución 40349, el Ministerio de Minas y Energía 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 Ministerio de Minas y Energía 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 40550, 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 230 kv para el 11 de octubre de 2019.



- ▶ Mediante Resolución 049 de 2019, la Comisión de Regulación de Energía y Gas incluyó en la base de activos del Grupo Energía Bogotá, los activos correspondientes a la ampliación en La Loma 500 kv - inicio de ingresos asociados.

## II. TGI

Tabla N°10 – Indicadores financieros seleccionados TGI

 TGI	2Q 2019	2Q 2018	Variación
Ingresos (miles USD\$)	117.790	108.099	9,0%
Utilidad operacional (miles USD\$)	67.450	58.671	15,0%
EBITDA (miles USD\$)	92.336	77.914	18,5%
Margen EBITDA	78,4%	72,1%	6,3 pp
Utilidad neta (miles USD\$)	41.958	37.658	11,4%
Deuda total bruta / EBITDA UDM	3,4x	3,6x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	4,0x	4,1x	-
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		

Tabla N°11 – Panorámica General TGI

 TGI	2Q 2019	2Q 2018	Variación
Volumen transportado – Promedio Mpcd	470,4	439,9	6,9%
Capacidad contratada en firme – Mpcd	712,0	716,3	-0,6%

- ▶ Incremento de ingresos en 2Q 2019 vs. 2Q 2018 equivalente a 9,0%.
- ▶ Margen EBITDA en 2Q 2019 creció 6,3 pp a 78,4%.
- ▶ Confirmación de calificación del bono en Baa3 por parte de Moody's, con perspectiva estable.
- ▶ Suscripción de contrato para primer proyecto de Obras por Impuestos por COP\$8.500 mm para la construcción y optimización de las redes del sistema de acueducto en la cabecera urbana de La Paz, Cesar.
- ▶ Suscripción de 4 acuerdos de sustitución de carbón por gas, equivalentes a 6.200 Kpcd, de los cuales 1.200 Kpcd corresponden a contratos interrumpibles (vigencia 2019) y 5.000 Kpcd a transporte en firme (vigencia hasta 2024).
- ▶ Transmilenio: entrada en operación de 140 unidades a GNV de un total programado de 741.
- ▶ Aumento de volumen transportado por mayor consumo de la Refinería de Barrancabermeja, a pesar de mantenimiento en la planta de producción de Cupiagua.
- ▶ Obtención de modificación de licencia e inicio contrato de obra loop Puente Guillermo – La Belleza.
- ▶ Definición de la agenda regulatoria CREG 2019:
  - Metodología de remuneración transporte de gas natural (IV trimestre).
  - Plan de abastecimiento (IV trimestre).
  - Revisión reglas integración vertical (IV trimestre).
  - Revisión de fuentes de información del WACC.



## 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 39,5 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\$38,4 millones
- Capex total ejecutado 2Q 2019 – USD\$5,3 millones
- Avance Físico de Obra – 62,5%
- Entrada en operación:
  - Estación Puerto Guillermo: 17 Mpcd – 2Q 2018
  - Loop Puerto Romero – Vasconia: 48 Mpcd – 1Q 2020
  - Loop Puente Guillermo – La Belleza: 8 Mpcd - 2Q 2020
  - Loop El Porvenir – Miraflores: 2 Mpcd – 3Q 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 5 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
- Ramal Galán – Casabe – Yondó
- Ramal Pompeya

Detalle de la ejecución:

- Inversión total del proyecto – USD\$11,6 millones
- Capex total ejecutado a la fecha – USD\$3,6 millones
- Capex total ejecutado 2Q 2019 – USD\$1,4 millones
- Avance Físico de Obra – 45,5%



- Entrada en operación:
  - Ramal Yarigüies – Puerto Wilches: 4Q 2019
  - Z. Industrial Cantagallo – Cantagallo: 4Q 2019
  - Ramal Cantagallo – San Pablo: 1Q 2020
  - Ramal Galán – Casabe – Yondó: 1Q 2020
  - Ramal Pompeya: 4Q 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 2Q 2019 – USD\$0,1 millones
- Avance Físico de Obra – 27,9%
- Disponibilidad mecánica – 4Q 2019

### III. Cálidda

**Tabla N°12 – Indicadores financieros seleccionados Cálidda**

	Miles USD\$		
	2Q 2019	2Q 2018	Variación
 Ingresos	180.664	157.856	14,4%
Utilidad operacional	33.624	39.254	-14,3%
EBITDA	41.951	42.242	-0,7%
Margen EBITDA (%)	23,2%	26,8%	0,2 pp
Utilidad neta	19.129	23.860	-19,8%
Deuda / EBITDA UDM	2,9x	2,8x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	8,7x	8,7x	-

**Tabla N°13 – Panorámica General Cálidda**

	jun-19
 Número total de clientes	852.746
Número de clientes potenciales	1.020.706
Extensión total de la red (Km)	10.407
Volumen vendido (Mpcd)	778
Penetración de la red (%)	84

- Durante el trimestre se conectó a un total de 50.086 clientes y se construyeron 372 km de redes de polietileno.
- La Compañía llegó al cierre de junio de 2019 a 852.746 clientes conectados en Lima y Callao y a tener construidos 1.448 km de redes de polietileno y 34 km de acero, elevando los km de redes subterráneos de la Compañía a 10.407 km.
- Principales proyectos:
  - ERP Ate (50% de avance, USD\$0,53 mm ejecutados): Skid en proceso de pintura de los spools. En proceso de acabado en el interior del recinto.
  - En el mes de junio, se realizó Mantenimiento Preventivo Mayor de la válvula reguladora en Edegel Ventanilla (ENEL) y Mantenimiento Correctivo de la válvula de bloqueo en la Terminal Station.



- ERP Punta Hermosa (92% de avance, USD\$0,76 mm ejecutados): Skid en preparativos para precomisionado. En proceso de acabados finales del recinto.
- ▶ En agosto 2019, Moody's, Fitch y S&P Global reafirmaron las clasificaciones crediticias de Cálidda en Baa2, BBB y BBB, todas con perspectiva estable.
- ▶ Equilibrium y Class & Asociados (ratings locales) revalidaron la clasificación de AAA.pe y AAA en agosto, las cuales constituyen el nivel más alto de clasificación de Bonos Corporativos dentro del marco nacional.
- ▶ 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 9% y dado que está vigente a partir de agosto de 2019, ha favorecido en la generación de ingresos de este mes. No obstante, dado que la tarifa de distribución es solo un componente de la tarifa usuario final, el impacto al usuario se reduce a un incremento de entre 1% y 3%, dependiendo del tipo de cliente.
- ▶ El próximo paso en este proceso de actualización tarifaria es el recurso de reconsideración, en el Cálidda realiza observaciones finales al Plan Ampliado. Este fue presentado a mediados de agosto y se encuentra actualmente en revisión por parte del Osinergmin. Se espera que, de realizarse algún ajuste, este sea positivo para la compañía.

#### IV. Contugas

Tabla N°14 – Indicadores financieros seleccionados Contugas

	Miles USD\$		
	2Q 2019	2Q 2018	Variación
Ingresos operacionales	22.989	23.757	-3,2%
Utilidad Bruta	6.380	8.653	-26,3%
Margen bruto	27,8%	36,4%	-8,6 pp
Utilidad operacional	-204	3.753	-105,4%
EBITDA	5.382	4.905	9,7%
Margen EBITDA (%)	23,4%	20,6%	2,8 pp
Utilidad neta	-5.009	-2.263	-121,3%

Tabla N°15 – Panorámica general Contugas

	jun-19
Número de clientes	50.893
Volumen de ventas (Mpcd)	57,7
Volumen transportado (Mpcd)	826,5
Capacidad contratada en firme (Mpcd)	160,5
Longitud de la red (km)	1.371

- ▶ Se efectuó el desembolso de deuda de corto plazo por un valor equivalente a USD\$2,25 mm para financiar necesidades transitorias de liquidez.
- ▶ 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.
- ▶ El MHCP aprobó la minuta de garantía asociado al refinanciamiento del crédito sindicado. Se encuentra pendiente la resolución de autorización.
- ▶ Se realizó el pago de deuda de corto plazo por un valor equivalente a USD\$4,25 mm.



- ▶ 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 junio se reportó en 50.801 habilitaciones.

#### V. Trecsa

- ▶ Se implementó el sistema de facturación electrónica por obligación de la administración tributaria de Guatemala, lo cual ocasionó que la factura de Gestión Trecsa - EEBIS sea mes vencido.
- ▶ Como resultado de la sub-ejecución de costos y gastos, se evidencia una mejora en el EBITDA presupuestado y en el Capex por viabilidad de obras.
- ▶ 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.

Tabla N°16 – Indicadores financieros seleccionados Trecsa

	Miles USD\$		
	2Q 2019	2Q 2018	Variación
 Ingresos	4.665	4.679	-0,3%
Utilidad operacional	981	1.040	-5,7%
EBITDA	2.286	2.705	-15,5%
Margen EBITDA (%)	49,0%	57,8%	-8,8 pp
Utilidad neta	-497	1.603	-131,0%

#### VI. EEBIS Guatemala

- ▶ 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 dio inicio a la ejecución de la nueva variante de Cempro hacia la finca “El Pilar”.

## Resultados Compañías No Controladas

#### I. Codensa

Tabla N°17 – Indicadores financieros seleccionados Codensa

	Millones COP\$		
	2Q 2019	2Q 2018	Variación
 Ingresos	1.392.092	1.249.032	11,5%
Margen de contribución	590.893	504.577	17,1%
EBITDA	472.898	395.534	19,6%
Margen EBITDA (%)	34,0%	31,7%	2,3 pp
Utilidad neta	217.312	160.987	35,0%
Dividendos pagados	166.315	169.465	-1,9%



Tabla N°18 – Panorámica general Codensa

 Grupo Enel	jun-19
Número de clientes	3.480.571
Participación de mercado	21,3%
Demanda energía nacional (Gwh)	35.184
Demanda zona Codensa (Gwh)	7.485
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.

- ▶ Los ingresos operacionales presentaron un incremento, debido a una combinación entre el crecimiento de la demanda y el aumento en la tarifa regulada, explicado por:
  - Un crecimiento en la demanda de energía en el área de influencia de Enel-Codensa, presentado principalmente por un aumento del segmento de peajes y un ligero incremento en el mercado regulado jalonado especialmente por el segmento residencial.
  - Un aumento en la tarifa regulada de energía, debido al crecimiento del componente de generación, explicado por el incremento en el precio de bolsa de energía a causa de un fenómeno del Niño moderado; efecto que estuvo compensado parcialmente por la caída en el componente de restricciones para asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico en el país.
  - Mejores resultados en productos y servicios de valor agregado que se desarrollan en las diferentes líneas de Enel X, principalmente relacionados con la modernización del alumbrado público en la ciudad de Bogotá y en seis municipios de Cundinamarca, con el crecimiento de ingresos por seguros y las soluciones energéticas a medida para grandes clientes.
- ▶ Por su parte, el EBITDA registró un aumento que refleja el crecimiento en los ingresos, el cual estuvo compensado parcialmente por los siguientes impactos:
  - Incremento en el costo de ventas en línea con el aumento en los precios de bolsa en el mercado spot, impulsados por la incertidumbre sobre la intensidad el fenómeno del Niño que se presentó.
  - Incremento en los gastos de operación y mantenimiento particularmente en costos asociados con el crecimiento del negocio de Enel X, incluidos los costos de personal, así como los relacionados con el servicio de facturación y recaudo con el que se han tenido que optimizar los servicios de atención al cliente mediante digitalización. Se suman a ello, los gastos asociados a los nuevos sistemas operativos y financieros de la Compañía.
- ▶ La utilidad neta se incrementó en línea con el EBIT y se vio apoyada por la reducción en la tarifa del impuesto de renta para 2019.
- ▶ La deuda financiera neta se incrementó como resultado del plan de inversiones de la Compañía, el cual requirió de la adquisición de deudas estructurales a tasas competitivas.
- ▶ Las inversiones se centraron en el crecimiento y mantenimiento de la red, con proyectos focalizados en telecontrol y subestaciones.



## II. Emgesa

Tabla N°19 – Indicadores financieros seleccionados de Emgesa

emgesa Grupo Enel	Millones COP\$		
	2Q 2019	2Q 2018	Variación
Ingresos operacionales	995.048	889.254	11,9%
Margen de contribución	668.957	592.854	12,8%
EBITDA	612.684	543.758	12,7%
Margen EBITDA (%)	61,6%	61,1%	0,5 pp
Utilidad neta	329.322	270.957	21,5%
Dividendos pagados	274.791	238.073	15,4%

- ▶ Los ingresos operacionales aumentaron, principalmente por un incremento en los precios de energía en la bolsa, generado por el efecto de un fenómeno del Niño moderado.
- ▶ El EBITDA refleja el crecimiento de los ingresos, contrarrestado parcialmente debido al aumento en los costos por compras de energía, como consecuencia de los mayores precios en la bolsa registrados y un aumento en el costo de combustibles, producto del incremento en la generación térmica de la central de Termozipa.
- ▶ La utilidad neta se incrementó, debido a una reducción en los gastos financieros netos, explicada por una disminución en el saldo promedio de la deuda durante el período, así como un menor costo de la deuda como resultado de un menor Índice de Precios al Consumidor - IPC, al cual se indexa el 64% de la deuda. Además, el aumento también se debió a una tasa impositiva efectiva más baja después de la reducción de la tasa del impuesto sobre la renta en 4 puntos para 2019.
- ▶ Las inversiones se centraron en proyectos de ampliación de la vida útil de Termozipa, central en la que también se instaló un sistema de almacenamiento de energía, así como inversiones relacionadas con la concesión de las aguas del río Bogotá y la ejecución del plan de mantenimiento de las centrales hidroeléctricas.
- ▶ La deuda financiera neta no presenta cambios significativos con respecto al cierre del año anterior.

Tabla N°20– Panorámica general Emgesa

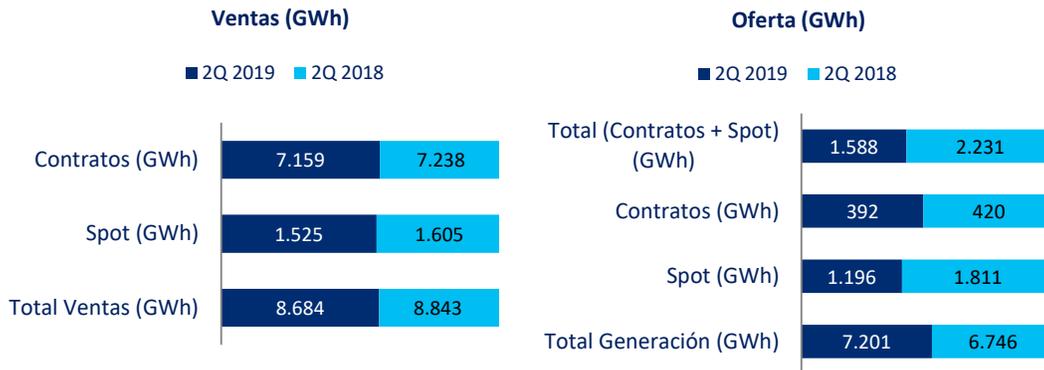
emgesa Grupo Enel	jun-19
Capacidad instalada bruta (MW)	3.506
Disponibilidad de plantas (%)	91,1
Generación (Gwh)	7.201
Ventas (Gwh)	8.684
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51.5% correspondiente a: 37.4% acciones ordinarias y 14.1% preferenciales sin derecho a voto

- ▶ Respecto a la demanda, el total de las ventas en términos de Gwh tuvieron una disminución del 1,8%, 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 una disminución del 28,8%, respecto a los contratos se generó una caída del 6,7% al pasar de 420 Gwh a 392 Gwh. El mercado Spot alcanzó los 1.196 Gwh, frente a los 1.811 Gwh del 2Q 2018.

Gráfica N°6 – Transacciones de generación Emgesa



III. Vanti

Tabla N°21 – Indicadores financieros seleccionados Vanti

vanti Gas Natural	Millones COP\$		
	2Q 2019	2Q 2018	Variación
Ingresos	645.241	557.208	15,8%
Utilidad operacional	86.327	86.708	-0,4%
EBITDA	109.653	97.695	12,2%
Margen EBITDA (%)	17,0%	17,5%	-0,5 PP
Utilidad neta	63.970	74.814	-14,5%
Deuda neta / EBITDA UDM	2,7x	4,2x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	21,5x	13,4x	-

Tabla N°22 – Panorámica General Vanti

vanti Gas Natural	jun-19
Volumen de ventas (Mm3)	564
Número de clientes	2.278.167
Control	Brookfield
Participación de GEB	25%

- ▶ 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 quinientos mil millones de Pesos (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.

#### IV. REP Perú

Tabla N°23 – Indicadores financieros seleccionados REP

	Miles USD\$		
	2Q 2019	2Q 2018	Variación
Ingresos	43.206	39.752	8,7%
Utilidad operacional	19.897	17.974	10,7%
EBITDA	30.872	28.553	8,1%
Margen EBITDA (%)	71,5%	71,8%	-0,3 pp
Utilidad neta	11.817	10.524	12,3%
Deuda neta / EBITDA UDM	2,3x	2,4x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	10,3x	10,4x	-

Tabla N°24 – Panorámica general REP

	jun-19
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,4
Cuota de mercado (%)	28,7
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	71,93
Líneas de transmisión o Red (Km)	6.342

- ▶ ISA REP y MINSUR firmaron convenio de inversión para la modernización del instituto superior tecnológico "Luis Felipe De Las Casas Grieve" por S/. 30 millones 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 2019, 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.



## V. CTM Perú

Tabla N°25 – Indicadores financieros seleccionados CTM

	Miles USD\$		
	2Q 2019	2Q 2018	Var %
Ingresos	40.877	47.833	-14,5%
Utilidad operacional	21.951	29.065	-24,5%
EBITDA	35.414	42.936	-17,5%
Margen EBITDA (%)	86,6%	89,8%	-3,2 pp
Utilidad neta	10.767	12.424	-13,3%
Deuda neta / EBITDA UDM	4,6x	5,5x	-
EBITDA UDM / Gastos financieros UDM	3,7x	4,1x	-

Tabla N°26 – Panorámica general CTM

	jun-19
Demanda del mercado (Gwh)	4.374
Disponibilidad de la infraestructura (%)	99,6
Cumplimiento programa mantenimiento (%)	82,4
Líneas de transmisión o Red (Km)	4.261

- ▶ El 19 de marzo de 2019, el Directorio CTM designó a Red de Energía del Perú S.A. como Gerente General de Consorcio Transmantaro.
- ▶ El 11 de abril de 2019, se realizó la emisión del Bono Internacional Verde bajo formato 144A/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.

## Anexos

### Anexo 1. Estados Financieros

**Tabla N°27 – Estado de Resultados**

	Millones COP\$		Variación		Millones COP\$		Variación	
	2Q 2019	2Q 2018	Var COP\$	%	jun-19	jun-18	Var COP\$	%
Distribución de gas natural	650.569	505.983	144.586	28,6%	1.196.656	974.035	222.621	22,9%
Transporte de gas natural	385.127	310.351	74.776	24,1%	755.047	620.975	134.072	21,6%
Transmisión de electricidad	142.946	116.117	26.829	23,1%	278.819	219.142	59.677	27,2%
<b>Total ingresos por actividades operacionales</b>	<b>1.178.642</b>	<b>932.451</b>	<b>246.191</b>	<b>26,4%</b>	<b>2.230.522</b>	<b>1.814.152</b>	<b>416.370</b>	<b>23,0%</b>
Distribución de gas natural	-550.804	-388.802	-162.002	41,7%	-992.375	-793.329	-199.046	25,1%
Transporte de gas natural	-133.695	-139.564	5.869	-4,2%	-272.119	-250.326	-21.793	8,7%
Transmisión de electricidad	-75.092	-55.714	-19.378	34,8%	-126.003	-108.607	-17.396	16,0%
<b>Total costos por actividades operacionales</b>	<b>-759.591</b>	<b>-584.080</b>	<b>-175.511</b>	<b>30,0%</b>	<b>-1.390.497</b>	<b>-1.152.262</b>	<b>-238.235</b>	<b>20,7%</b>
<b>Resultado bruto de actividades operacionales</b>	<b>419.051</b>	<b>348.371</b>	<b>70.680</b>	<b>20,3%</b>	<b>840.025</b>	<b>661.890</b>	<b>178.135</b>	<b>26,9%</b>
Gastos administrativos	-23.812	-38.230	14.418	-37,7%	-85.810	-81.403	-4.407	5,4%
Otros ingresos (gastos), neto	15.184	47.954	-32.770	-68,3%	96.347	60.681	35.666	58,8%
<b>Otros ingresos (gastos) actividades operacionales</b>	<b>-8.628</b>	<b>9.724</b>	<b>-18.352</b>	<b>-188,7%</b>	<b>10.537</b>	<b>-20.722</b>	<b>31.259</b>	<b>150,8%</b>
<b>Resultado de las actividades operacionales</b>	<b>410.423</b>	<b>358.095</b>	<b>52.328</b>	<b>14,6%</b>	<b>850.562</b>	<b>641.168</b>	<b>209.394</b>	<b>32,7%</b>
Ingresos financieros	27.113	42.036	-14.923	-35,5%	50.450	95.943	-45.493	-47,4%
Gastos financieros	-140.106	-126.597	-13.509	10,7%	-275.574	-258.482	-17.092	6,6%
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	36.451	-25.254	61.705	244,3%	35.167	-35.662	70.829	198,6%
Método de participación	338.503	278.916	59.587	21,4%	633.866	513.926	119.940	23,3%
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>672.384</b>	<b>527.196</b>	<b>145.188</b>	<b>27,5%</b>	<b>1.294.471</b>	<b>956.893</b>	<b>337.578</b>	<b>35,3%</b>
Gasto por impuesto corriente	-84.998	-60.312	-24.686	40,9%	-172.177	-145.058	-27.119	18,7%
Gasto por impuesto diferido	-4.515	11.703	-16.218	-138,6%	-18.534	9.088	-27.622	-303,9%
<b>Utilidad neta</b>	<b>582.871</b>	<b>478.587</b>	<b>104.284</b>	<b>21,8%</b>	<b>1.103.760</b>	<b>820.923</b>	<b>282.837</b>	<b>34,5%</b>
Participación Controladora	558.095	450.412	107.683	23,9%	1.053.419	779.206	274.213	35,2%
Participación no Controladora	24.776	28.175	-3.399	-12,1%	50.341	41.717	8.624	20,7%



Tabla N°28 – Balance General

	Millones COP\$		Variación	
	jun-19	dic-18	Var COP\$	%
<b>Activo</b>				
<b>Activo Corriente</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	960.118	1.128.112	-167.994	-14,9%
Inversiones	71.094	28.198	42.896	152,1%
Cuentas por cobrar	885.711	769.660	116.051	15,1%
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	484.728	242.360	242.368	100,0%
Activos por impuestos	157.958	80.859	77.099	95,3%
Inventario	165.642	160.581	5.061	3,2%
Activos Disponibles para la venta	723.978	722.633	1.345	0,2%
Otros activos	9.083	25.312	-16.229	-64,1%
<b>Total activos corrientes</b>	<b>3.458.312</b>	<b>3.157.715</b>	<b>300.597</b>	<b>9,5%</b>
<b>Activo no corriente</b>				
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	6.810.342	7.012.908	-202.566	-2,9%
Propiedad, planta y equipo	10.274.991	10.158.128	116.863	1,2%
Propiedades de inversión	29.780	29.781	-1	0,0%
Inversiones	15.122	12.385	2.737	22,1%
Cuentas por cobrar	160.334	149.523	10.811	7,2%
Crédito mercantil	83.470	84.618	-1.148	-1,4%
Activos intangibles	4.377.890	4.308.278	69.612	1,6%
Activos por impuestos	99.449	109.246	-9.797	-9,0%
Activos por impuestos diferidos	120.376	67.576	52.800	78,1%
Otros activos	31.248	19.333	11.915	61,6%
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>22.003.002</b>	<b>21.951.776</b>	<b>51.226</b>	<b>0,2%</b>
<b>Total activo</b>	<b>25.461.314</b>	<b>25.109.491</b>	<b>351.823</b>	<b>1,4%</b>
<b>Pasivos y Patrimonio</b>				
<b>Pasivos corrientes</b>				
Obligaciones financieras	1.706.045	1.543.955	162.090	10,5%
Arrendamientos	23.392	22	23.370	106227,3%
Cuentas por pagar	962.903	475.955	486.948	102,3%
Cuentas por pagar a partes relacionadas	74.061	7	74.054	1057914,3%
Provisiones por beneficios a empleados	85.701	93.803	-8.102	-8,6%
Otras provisiones	37.085	39.443	-2.358	-6,0%
Pasivo por impuestos	160.986	47.938	113.048	235,8%
Otros pasivos	174.331	205.892	-31.561	-15,3%
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>3.224.504</b>	<b>2.407.015</b>	<b>817.489</b>	<b>34,0%</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>				
Obligaciones financieras	7.747.744	8.038.017	-290.273	-3,6%
Arrendamientos	94.354	43.808	50.546	115,4%
Pasivos por impuestos	1.139	1.164	-25	-2,1%
Provisiones por beneficios a empleados	139.970	148.006	-8.036	-5,4%
Otras provisiones	245.487	229.471	16.016	7,0%
Pasivos por impuestos diferidos	1.479.557	1.406.726	72.831	5,2%
Otros pasivos	20.084	13.583	6.501	47,9%
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>9.728.335</b>	<b>9.880.775</b>	<b>-152.440</b>	<b>-1,5%</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>12.952.839</b>	<b>12.287.790</b>	<b>665.049</b>	<b>5,4%</b>



Tabla N°28 – Balance General

	Millones COP\$		Variación	
	jun-19	dic-18	Var COP\$	%
<b>Patrimonio</b>				
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	5.353.189	6.004.371	-651.182	-10,8%
Otro resultado integral	1.911.645	2.051.126	-139.481	-6,8%
<b>Total patrimonio de la controladora</b>	<b>12.104.573</b>	<b>12.385.097</b>	<b>-280.524</b>	<b>-2,3%</b>
Participación no controlada	403.902	436.604	-32.702	-7,5%
<b>Total patrimonio</b>	<b>12.508.475</b>	<b>12.821.701</b>	<b>-313.226</b>	<b>-2,4%</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>25.461.314</b>	<b>25.109.491</b>	<b>351.823</b>	<b>1,4%</b>



Tabla N°29 – Estado de Flujo de Efectivo

	Millones COP\$	
	jun-19	jun-18
<b>Flujos de efectivo de actividades de operación</b>		
Utilidad neta	1.103.760	820.923
<b>Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades operación:</b>		
Impuestos a la utilidad reconocidos en resultados	190.711	135.970
Utilidad método de participación en asociadas y negocios conjuntos	-633.866	-513.926
Gastos financieros	275.574	258.482
Ingresos financieros	-50.450	-95.338
Depreciación y amortización	223.050	190.518
Pérdida (utilidad) en venta o baja de activos fijos	-17	490
Diferencia en cambio	-35.167	35.662
Provisiones (recuperaciones) neto	21.166	-2.290
	<b>1.094.761</b>	<b>830.491</b>
<b>Cambios netos en activos y pasivos de la operación:</b>		
Cuentas por cobrar	-166.195	-96.569
Inventarios	-3.450	-601
Otros activos	-4.078	-6.199
Cuentas por pagar	-25.823	-185.795
Provisiones por beneficios a trabajadores	-46.007	-21.041
Provisiones	1.625	-64.285
Otros pasivos	-27.636	-4.932
Impuestos pagados	-85.384	-145.221
<b>Flujo neto de efectivo provisto por actividades de operación</b>	<b>737.813</b>	<b>305.848</b>
<b>Flujos de efectivo de actividades de inversión</b>		
Dividendos recibidos	532.405	664.188
Ingresos por venta de activos fijos	57	312
Intereses recibidos	29.760	49.342
Préstamos a partes relacionadas	0	770
Incremento en inversiones	-50.455	125.847
Adquisición de propiedad, planta y equipo	-278.648	-265.372
Adquisición de propiedades de inversión	0	-326
Adquisición de activos intangibles	-209.897	-145.286
<b>Flujo neto de efectivo (usado en) provisto por actividades de inversión</b>	<b>23.222</b>	<b>429.475</b>
<b>Flujos de efectivo de actividades de financiación</b>		
Dividendos pagados	-596.777	-671.883
Intereses pagados	-270.702	-149.210
Préstamos recibidos	181.886	2.148.986
Préstamos pagados	-212.943	-2.346.402
<b>Flujo neto de efectivo usado en actividades de financiación</b>	<b>-898.536</b>	<b>-1.018.509</b>
(Disminución) Aumento Neto de Efectivo	-137.501	-283.186
Efecto en las variaciones en la tasa de cambio en el efectivo mantenida bajo moneda extranjera	-30.493	9.703
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del año</b>	<b>1.128.112</b>	<b>1.569.021</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año</b>	<b>960.118</b>	<b>1.295.538</b>



## 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.
- ▶ Mm: Millones.

Gerencia de Relación con el Inversionista  
Email - [ir@geb.com.co](mailto:ir@geb.com.co)  
[www.grupoenergiabogota.com/inversionistas](http://www.grupoenergiabogota.com/inversionistas)