

Grupo
Energía
Bogotá

Informe de Resultados

2017

Bogotá D.C., Abril 03 de 2018

Tabla de Contenido

1. Resumen Ejecutivo y Hechos Relevantes	2
1.1. Panorámica sectores	2
1.2. Resumen de los resultados financieros de GEB 2017	2
1.3. Hechos relevantes Grupo Energía Bogotá	5
2. Soluciones Energéticas Urbanas	6
2.1. Codensa.....	7
2.2. Cálida	8
2.3. Gas Natural.....	10
2.4. Contugas	11
3. Interconexión para el Desarrollo de Mercados	12
3.1. GEB Transmisión	12
3.2. TGI	14
3.3. TRECSA	16
3.4. EEBIS GUATEMALA	17
3.5. REP y CTM Perú	1
4. GENERACIÓN DE BAJA EMISIÓN	2
4.1. EMGESA	2
5. ANEXOS.....	4
Anexo 1: Nota legal & Aclaraciones.....	4
Anexo 2: Definiciones de los EBITDA incluidos en este informe	5
Anexo 3: Estado de resultados consolidados a Diciembre de 2017	6
Anexo 4: Estados financieros consolidados de GEB e individuales:.....	7
Anexo 5: Método de Participación en compañías asociadas	7
Anexo 6: Términos técnicos y regulatorios	8
Anexo 7: Panorámica de GEB	9

1. Resumen Ejecutivo y Hechos Relevantes

1.1. Panorámica sectores

Demanda de Electricidad

Tabla No. 1 – Panorámica de los sectores eléctricos 2017

(GWh)	Colombia	Perú	Guatemala
Capacidad instalada – MW	16,757	12,576	3,423
Demanda – GWh	16,984	4,135	1,661
Variación demanda 2017/ 2016 - %	2.54	0.2	3.3

*Nota: Respecto a la demanda de electricidad de Perú la cifra de capacidad instalada se presenta al cuarto trimestre de 2016 por disponibilidad de información.

Demanda Gas Natural

Tabla No. 2 – Panorámica de los sectores de gas natural 2017

(Mmpcd)	Colombia	Perú
Reservas probadas y probables – TPC (2016 COL y 2015 PER)	4.23	17.98
Demanda interna - mmpcd	955.3	1,248
Variación demanda interna 2017 / 2016 (%)	-2.9	-7.9
Explicación variación demanda	<p>Durante el año 2017, el mercado de gas natural en Colombia presentó una reducción de su demanda total del 2.9%, comparado con el año 2016. Durante lo corrido del 2017 el principal sector que marcó la baja en la demanda fue termoeléctrico, con una reducción de 11.4% dado que en 2016, por efecto del impacto del fenómeno meteorológico del Niño, la generación térmica se incrementó, contrario a lo ocurrido en 2017, cuando la temporada de lluvias se acrecentó y las generadoras térmicas disminuyeron su generación y, por tanto, su consumo de gas natural se redujo.</p> <p>La variación de la demanda del 4T17 al 4T16 es de -7.97% (-108.09 MMPCD) se debe principalmente al menor gas usado para la exportación Kallpa (85.6 MMPCD), Planta Melchorita (37.6 MMPCD) y Termochilca (18.6 MMPCD). La variación de la demanda del 4T17 respecto al 3T17 es de 7.1 % (82.43 MMPCD) y se debe al incremento del gas exportado en los puntos de entrega de Planta Melchorita (123.41 MMPCD) y Lurin (28.88 MMPCD) frente al trimestre anterior.</p>	

Fuentes: UPME, CONCENTRA, MEM, Osinergim

1.2. Resumen de los resultados financieros de GEB 2017

Tabla No. 3 – Indicadores Financieros | 2017

COP Millones	4T 17	4T 16	%	2017	2016	%
Ingresos	936,322	774,598	20.9	3,322,420	3,132,827	6.1
Costos y Gastos Operacionales	502,510	290,161	73.2	2,220,156	2,053,309	8.1
Resultado actividades operacionales	309,834	269,429	15.0	1,102,264	1,079,518	2.1
Método de Participación	232,992	162,313	43.5	1,029,542	911,481	13.0
EBITDA Consolidado Ajustado *	457,719	430,226	6.4	2,455,225	2,466,856	-0.5
Resultado neto	268,582	183,097	46.7	1,500,121	1,288,984	16.4

*En EBITDA consolidado ajustado en el año 2016 difiere del anterior por una expresión en su cálculo.

Los ingresos totales del Grupo Energía Bogotá para el año terminado el 31 de diciembre de 2017 fueron COP 3,322,420 millones, un crecimiento del 6% en comparación con COP 3,132,827 millones para el 2016 según el comportamiento por segmentos de negocio:

- ▶ Los ingresos por Distribución de Gas Natural para el año 2017 fueron COP\$1,761,679 millones, un aumento del 14% en comparación con COP\$1,542,174 millones para el mismo periodo de 2016. Este incremento se debió principalmente a (i) en Contugás, un incremento en volumen de gas natural transportado debido a un mayor consumo de nuevos clientes y un aumento en el interés de nuevos financiamientos a clientes, así como un aumento en el ingreso registrado debido a nuevas adiciones de plantas y equipos y (ii) en Cálidda, aumento del consumo de clientes existentes como así como la incorporación de 133.000 nuevos clientes, un mayor ingreso en el transporte de gas debido al aumento del volumen del gas comprado, aumento de los ingresos de distribución de gas y un aumento de los ingresos del trabajo de instalación para los nuevos clientes.
- ▶ Los ingresos por Transporte de Gas Natural para el año 2017 fueron de COP\$1,221,394 millones, una disminución del 7% en comparación con COP\$1,316,145 millones para el mismo periodo de 2016. Esta disminución se debió principalmente a (i) En Colombia una reducción en la demanda promedio dada la ausencia de importancia del fenómeno de El Niño, que creó un aumento en la demanda en 2016 pero que se normalizó en 2017, (ii) una disminución en el cargo fijo debido a las fluctuación de la TRM en 2017 ocasionando la apreciación del peso colombiano y (iii) El laudo arbitral de Termoemcali y Glosas de contratos con ISAGEN y menores ingresos asociados a servicios de parqueo y transporte.
- ▶ Los ingresos por Transmisión de Energía Eléctrica para el año 2017 fueron de COP\$339,347 millones, un aumento del 24% en comparación con COP\$274,508 millones para el mismo período de 2016. Este aumento se debió principalmente a (i) En Colombia el ingreso de los proyectos de convocatoria que iniciaron su periodo de pagos y (ii) en Guatemala los proyectos que comenzaron a operar y se reconocieron los ingresos por la finalización de la construcción de la nueva línea de transmisión de TRECSA, que comenzó a generar ingresos por disponibilidad.

Los costos y gastos del grupo para el año 2017 fueron COP\$2,158,670 millones, un aumento del 9% en comparación con COP\$1,979,739 millones para el mismo período en 2016.

- ▶ El costo de ventas por el servicio de *Distribución de Gas Natural* para el 2017 fue de COP\$1,472,090 millones, un aumento del 6% en comparación con COP\$1,384,331 millones para el mismo período de 2016. Este aumento se debió principalmente a (i) un aumento en los costos de venta de la construcción de nuevos PPE para Contugás, así como mayores costos de suministro de gas natural, transporte de gas

natural y nuevas conexiones, y una mayor amortización de los activos de la concesión por adiciones a la PPE, (ii) un aumento en el volumen de gas suministrado debido a una mayor demanda de los clientes y la incorporación de nuevos clientes para Cálidda y (iii) variaciones en la amortización y depreciación de Cálidda debido a gastos de personal, contribuciones, impuestos y provisiones.

- ▶ El costo de ventas por *Transporte de Gas Natural* para el año 2017 fue de COP\$497,127 millones, un aumento del 18% en comparación con COP\$423,058 millones para el mismo período de 2016. Este aumento se debió principalmente a reparaciones no recurrentes y mayores mantenimientos.
- ▶ Los costos por *Transmisión de Electricidad* para el año 2017 fue de COP\$189,453 millones, un aumento del 10% en comparación con COP\$172,350 millones para el mismo período de 2016. Este aumento se debió principalmente a las contribuciones a fondos de energía como FAER, PRONE y FOES, y en menor proporción por otros conceptos como (i) cuentas no pagadas de Electricaribe y (ii) cargos por deterioro a TRECSA que se aplicaron a los activos en 2016 pero no se registró en 2017; el residual corresponde a los contratos de mantenimiento ejecutados para el mantenimiento de subestaciones.

El resultado de las actividades operacionales, en cifras acumuladas, alcanzó al cierre de 2017 una suma de COP\$1,029,542 millones, un aumento de 2.11% que representa COP\$22,746 más que el año 2016.

Los ingresos financieros para el año 2017 fueron de COP\$ 204,011 millones, un aumento del 17% en comparación con COP\$ 173,909 millones para el mismo período de 2016. Este aumento se debió principalmente a la emisión de bonos locales y la venta de ISA en 2016.

Los ingresos (gastos) por diferencia de cambio para el año 2017 fueron COP\$(35,997) millones, una disminución de 125% en comparación con el mismo período de 2016. Esta disminución se debió principalmente a una disminución en el monto de la deuda denominada en moneda extranjera.

El gasto por impuesto a la renta diferido para el año 2017 fue de COP\$10,336 millones, una disminución de 89% en comparación el año 2016. Esta disminución se debió a un cambio regulatorio.

El resultado neto del grupo correspondiente al año 2017 alcanzó COP\$1,568,895 millones, un crecimiento del 16% en comparación con COP\$1,355,928 millones para el 2016. Este incremento se debió principalmente a (i) un aumento en los ingresos de las empresas dedicadas a la distribución y transporte de gas natural y (ii) un aumento en los ingresos provenientes de la transmisión de electricidad por GEB. Además, el aumento también fue impulsado por un aumento del 13% en los ingresos como resultado del mejor desempeño de nuestras subsidiarias y compañías relacionadas.

Los ingresos totales por distribución de gas natural, transporte de gas natural y transmisión de energía eléctrica representaron 77% de nuestro EBITDA Consolidado Ajustado para el año 2017, comparado con

76.64% de nuestro EBITDA Ajustado Consolidado para el año 2016. Este aumento se debió principalmente a (i) nuevos proyectos de transmisión de GEB y Trecca, (ii) un aumento en los ingresos de Contugás debido al mayor volumen de gas transportado y (iii) aumento en los ingresos de Cálidda debido a nuevos clientes.

Tabla No 4 – Calificaciones GEB 2017

	Calificación	
S&P	BBB-/Estable	20/10/2017
Fitch International & Local	BBB/AAA(col)/Estable	12/10/2017
Moody's	Baa2/Stable	31/08/2017

1.3. Hechos relevantes Grupo Energía Bogotá

- ▶ El 03 de octubre el Ministerio de Hacienda y Crédito Público mediante Resolución No 3152 de 2017 autorizó a GEB para celebrar un empréstito externo inter-compañía con EEB Perú Holdings Ltd., filial del Grupo, hasta por la suma de USD 100.000.000.
- ▶ El 12 de octubre Fitch Afirma las Calificaciones de GEB en 'AAA(col)'; Perspectiva Estable.
- ▶ El 20 de Octubre Finalizó el Programa de Enajenación de la Participación Accionaria de Ecopetrol en GEB antes Empresa de Energía de Bogotá, terminando así la colocación de la totalidad de las acciones.
- ▶ El 20 de octubre La agencia Standard & Poor's mantuvo la calificación crediticia de GEB en grado de inversión y conservó la perspectiva "estable".
- ▶ El 25 de octubre Grupo Energía Bogotá informa que se inscribió ante la Cámara de Comercio la modificación de la denominación social de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP, por *GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. ESP.*, consolidándose así como Grupo Empresarial.
- ▶ El 31 de octubre de 2017 se realizó el segundo pago de dividendos del 50% de este año. En total, en el 2017 se pagaron \$99/acción.
- ▶ El 15 de noviembre de 2017 GEB publica certificación del Revisor Fiscal de Credicorp Colombia S.A. donde consta el cumplimiento de los parámetros establecidos para la colocación del segundo lote de la Emisión de Bonos de Deuda Pública Interna del Grupo Energía Bogotá, hasta por USD 450 millones en el mercado de capitales colombiano.
- ▶ El 04 de diciembre de 2017 el Ministerio de Hacienda y Crédito Público mediante Resolución 4020 de 2017, autorizó a la empresa para celebrar una operación de manejo de deuda pública externa.

- ▶ El 18 de diciembre de 2017 se publicaron los resultados de la adjudicación de la subasta de la segunda etapa del programa de enajenación de las acciones de propiedad de GEB en ISA, concluyendo así este programa en su totalidad.
- ▶ El 20 de diciembre de 2017 se aprueba el programa de Democratización del 20% de las acciones del Grupo Energía Bogotá en propiedad del Distrito Capital, correspondientes a 1.836.235.403 acciones.
- ▶ El 21 de diciembre de 2017 GEB anuncia notificación de recompra total del bono EEB 2021.
- ▶ El 22 de diciembre de 2017, como parte del programa de democratización del 20% de las acciones del GEB (Decreto 706 de 2017), por solicitud del Distrito Capital se adjunta Reglamento de Enajenación de Primera Etapa el cual contiene la **Oferta de Acuerdo de Accionistas**.
- ▶ El 9 de Enero de 2018 Grupo Energía Bogotá vinculó a Álvaro Villasante en calidad de Vicepresidente de Generación de Baja Emisión y a Andrés Baracaldo Sarmiento en calidad de Vicepresidente de Soluciones Energéticas Urbanas.
- ▶ El 23 de Enero de 2018 GEB informa que concluyó exitosamente la opción de recompra “Notice of full redemption” por valor total de US\$749.000.000 del bono internacional emitido bajo RegS/144^a y registrado en la Bolsa de Luxemburgo con vencimiento en 2021.

2. Soluciones Energéticas Urbanas

Tabla No. 5 – Indicadores financieros en SEU

COP Mm	Cálida			
	Codensa	(USD Miles)	Gas Natural	Contugas (USD Miles)
Ingresos operacionales	4,556,608	579,051	2,305,225	77,150
Utilidad operacional	1,979,435	101,043	331,845	4,974
EBITDA	1,550,076	137,868	369,713	14,761
Utilidad neta	623,486	58,565	235,781	-15,613

Soluciones Energéticas Urbanas (SEU) tiene como foco desarrollar la infraestructura energética para atender la demanda de las grandes ciudades (hoy, Bogotá y Lima). Esto lo logra entendiendo de forma superior los mercados y sus consumidores, y contribuyendo en la construcción de una agenda de desarrollo energético (usos, aplicaciones, servicios y tecnologías) con impacto positivo en la cadena energética y los usuarios.

2.1. Codensa

Tabla No. 6 – Panorámica de Codensa al 2017



	Resultados
Número de clientes	3,340,457
Participación de mercado - %	22.46%
Demanda Codensa – Gwh	14,690
Var % demanda 2017 vrs. 2016	0.7%
Índice de pérdidas (%)	7.84%
Control	Enel Energy Group
Participación de GEB	51.5% (36.4% ordinarias; 15.1% preferenciales sin derecho a voto)

Tabla No. 7 – Indicadores financieros seleccionados de Codensa 2017

	COP Millones			USD Million		
	2017	2016	Var %	2017	2016	Var %
Ingresos operacionales	4,556,608	4,189,696	8.8	1,543.9	1,373.2	12.4
Margen de Contribución	1,979,435	1,787,742	10.7	670.7	586.0	14.5
EBITDA	1,550,076	1,409,479	10.0	525.2	462.0	13.7
Margen EBITDA %	34.0	33.6	0.01	34.0	33.6	0.01
Utilidad neta	623,486	542,880	14.8	211.3	177.9	18.7
Dividendos pagados	549,069	435,049	26.2	186.0	142.6	26.2
Deuda Neta / EBITDA	0.8 x	0.7 x		0.8 x	0.7 x	
EBITDA/ Intereses P&G	8.0 x	7.6 x		8.0 x	7.6 x	


Hechos Relevantes

- ▶ La demanda de energía en el área de influencia de Codensa durante el año 2017 alcanzó 14.690 GWh, lo que se tradujo en un incremento anual de 0.7% con respecto al año anterior. En términos agregados, la demanda nacional registrada para el año 2017 fue de 66.841 GWh, presentando un crecimiento de 1.1% con respecto al año 2016.
- ▶ Entre enero y diciembre de 2017, Codensa distribuyó el 22.46% de la demanda de energía del SIN y el 22.5% de la demanda total regulada del país. El 69.0% de la demanda en el área de influencia de Codensa en este periodo correspondió al mercado regulado mientras que el 31.0% correspondió a peajes (clientes ubicados dentro de la red de Codensa atendidos por otros comercializadores).
- ▶ Codensa incorporó 91.887 nuevos clientes a su red durante el año 2017, llegando a un total de 3.340.457 clientes al cierre del año, ubicados en Bogotá y 103 municipios en el centro del país.

- ▶ El indicador medio de pérdidas de energía del área de distribución atendida por Codensa se situó en 7.84% en los últimos doce meses a diciembre de 2017, presentando un incremento de 11.0% frente al mismo periodo de 2016.
- ▶ Los indicadores internacionales de calidad del servicio, SAIDI (duración de las interrupciones) y SAIFI (frecuencia de las interrupciones) presentaron un incremento frente al mismo periodo del año anterior, ubicándose el SAIDI en 820 minutos (+19.3%) y el SAIFI en 9,9 veces (+12.8%).

Avance Proyectos de Inversión

Tabla No. 8 – Inversiones Codensa 2017

 Grupo Enel	2017	2016	Var %
	Millones COP	786,484	643,446
Millones USD	266	211	26.36

- ▶ Las inversiones realizadas durante el año 2017 alcanzaron \$786.484 millones de pesos, convirtiendo 2017 en el año con cifra record de inversiones para Codensa. Las inversiones crecieron en un 22.2% frente al año 2016, de las cuales el 68.7% se orientó a crecimiento, enfocado especialmente en el mejoramiento de la calidad del servicio.
- ▶ Un claro ejemplo es el proyecto de telecontrol en Cundinamarca, el cual permitió a la compañía mantener los indicadores de calidad en niveles cercanos a lo registrado previo a la fusión con la EEC. El 31.3% restante se destinó al mantenimiento de los activos de operación.
- ▶ Al cierre del mes de diciembre de 2017, la totalidad de la deuda financiera de Codensa se encontraba denominada en pesos y su vida media era de 3.28 años. Así mismo, el 35.4% de la deuda contaba con intereses indexados al IPC, el 4.9% a la DTF y el 59.8% se encontraban en tasa fija.

2.2. Cálidda

Tabla No. 9 – Indicadores seleccionados de Cálidda – 2017

 Cálidda GAS NATURAL DEL PERÚ	2017	2016	Var %
No de clientes	576,813	438,400	31.6
Ingresos operacionales - USD Miles	579,051	535,803	8.1
Utilidad operacional – USD Miles	101,043	95,137	6.2
EBITDA – USD Miles	137,868	124,264	10.9
Margen EBITDA	23.8%	23.2%	2.6

Utilidad neta – USD Miles	58,565	55,373	5.8
Deuda neta / EBITDA*	2.7	2.6	0.4
EBITDA / Intereses*	8.5	8.0	6.7

*Nota: Datos trimestrales

Los Ingresos totales en el 2017 fueron de US\$ 579 MM (incluyendo pass-through e ingresos por IFRIC 12), siendo 8% mayor a los obtenidos en el 2016. Así mismo, los Ingresos Totales Ajustados se incrementaron en un 10% (US\$ 228 MM vs. US\$ 207 MM) debido a un incremento en los ingresos de distribución por una mayor base de clientes y a un incremento en el derecho de conexión por parte de las estaciones GNV.

El segmento que presentó el mayor crecimiento fue el Residencial & Comercial, aumentando un 21% comparado contra el 2016. Esto se debe principalmente a la adición de nuevos clientes (437,607 en 2016 vs 575,957 en 2017).

El EBITDA del 2017 fue US\$ 138 MM, el cual se incrementó en 11% en comparación con el reportado en el 2016. Este ha venido creciendo sostenidamente durante los últimos años. Durante el 2017 las inversiones de capital totales fueron de US\$ 88MM, destinadas principalmente a la construcción de redes de polietileno para la conexión de hogares.

Hechos Relevantes

- ▶ Los Ingresos Totales y el EBITDA aumentaron en 8% y 11% respectivamente debido a un incremento en los ingresos de instalaciones residenciales por la mayor cantidad de conexiones.
- ▶ Se batió un nuevo record de conexiones por año, alcanzando más de 138,000 conexiones en el 2017 (aumento de 48% en conexiones adicionales contra el 2016).
- ▶ La base de clientes acumulados y el volumen facturado se incrementaron en 32% y 3%, respectivamente, en comparación con el 2016.
- ▶ Asimismo, Se construyeron 922 km de redes, con lo cual el sistema de distribución se extiende por 8,347 km de redes subterráneas.
- ▶ Se conectaron 42 nuevas plantas industriales durante el 2017.
- ▶ 17 nuevas Estaciones de GNV fueron conectadas y 184,009 vehículos activos promedio se encuentran en Lima y Callao.
- ▶ Cálidda conectó 137,188 clientes en el segmento Residencial y 1,162 clientes en el segmento Comercial.

2.3. Gas Natural

Tabla No. 10 – Panorámica de Gas Natural – 2017



	COP Millones
Ingresos operacionales - COP MM	2,305,225
EBITDA - COP millones	369,713
Control	Gas Natural SDG S.A. (España)
Participación de EEB	25%


Tabla No. 11 – Indicadores financieros seleccionados de Gas Natural – 2017

	COP Millones			USD Millones	
	2017	2016	Var %	2017	2016
Ingresos operacionales	2,305,225	2,269,208	1.6	772.5	756.2
Costo de Ventas	1,851,193	1,743,652	6.2	620.4	581.1
Utilidad operacional	454,032	525,556	-13.6	152.2	175.1
EBITDA	369,713	429,907	-14.0	123.9	143.3
Margen EBITDA (%)	16.0%	18.9%	-15.3	16.0%	18.9%
Utilidad neta	235,781	274,219	-14.0	79.0	91.4
Deuda neta / EBITDA UDM	3.9	2.8	40.0	3.9	2.8
EBITDA UDM / Intereses UDM	13.0	13.5	-3.8	13.0	13.5

Hechos Relevantes

- ▶ La utilidad operacional en 2017 por valor de COP \$454.032 millones representa una disminución del 13.6% frente a 2016. La ganancia operacional se sitúa en COP \$331.845 millones, con una disminución del 17,5% explicado principalmente por el menor margen de gas de COP \$65.885 millones de pesos. Este menor margen obedece a las negociaciones de mercado secundario que se efectuaron en el primer semestre de 2016 a causa del fenómeno del niño y mayor necesidad de generación térmica, situación que no se replica para el año 2017.
- ▶ La utilidad neta ascendió a COP \$235.781 millones, con una disminución del 14%, explicado principalmente por el menor margen operacional del 17,5%, parcialmente compensado con el mejor resultado financiero del 15,7% en el que se destaca la reducción de los gastos por intereses financieros, sumado al incremento de COP \$1.903 Millones por la aplicación del método de participación. Por su parte, el impuesto de renta registrado en 2017 disminuyó en un 16,1% equivalente a un menor valor de COP \$26.291 millones de pesos frente a 2016.

Tabla No. 12 – Inversiones - Gas Natural Acumulado 2017


	2017	2016	Var %
COP Millones	797,846	811,296	-1.7
USD Millones	267.37	270.37	-1.1

Las inversiones efectuadas durante el 2017 ascienden a COP \$49.302 millones, de los cuales COP \$23.996 millones corresponden a inversión para ampliación de redes en 124 Km, COP \$14.622 millones de inversiones en proyectos informáticos y COP \$10.684 millones en otras inversiones en activos, así:

- ▶ Desplazamiento de red por COP \$9.477 millones.
- ▶ Mobiliario y edificaciones por valor de COP \$619 millones.
- ▶ Infraestructura sistemas de información por COP \$588 millones.
- ▶ Al 31 de diciembre de 2017, la Compañía contaba con 13.169 kilómetros de red.

2.4. Contugas

Tabla No. 13 – Indicadores seleccionados de Contugas

	2017	2016
No de clientes	47,087	39,493
Ingresos operacionales - USD Miles	77,150	57,201
Utilidad operacional – USD Miles	4,974	3,660
EBITDA – USD Miles	14,761	10,390
Margen EBITDA	19.13%	18.16%
Utilidad neta – USD Miles	-15,613	-10,644
Deuda neta / EBITDA	23.44	118.83
EBITDA / Intereses	0.37	0.19

Hechos Relevantes

- ▶ El 21 de diciembre, Contugas celebró con la banca local una operación de crédito de corto plazo (180 días) por PEN 3.27 millones (aprox. USD 1.00 millón) a una tasa fija del 4.40%.
- ▶ El Directorio de Contugas aprobó la suscripción de todos los documentos y contratos necesarios para la celebración de operaciones de crédito, de manejo de deuda y de cobertura por un monto de hasta USD 355 millones, con la finalidad de refinanciar la deuda actual.
- ▶ Al cierre de año la compañía cierra con un 90% de avance en su meta contractual de habilitar 50,000 clientes residenciales al 2019.

- ▶ El Directorio de Contugas aprobó el presupuesto de ingresos, costos, gastos e inversión para 2018, considerando un capex adicional por USD 16.6 millones para aumentar la cobertura y atender nuevos clientes industriales.
- ▶ El Directorio aprobó someter a consideración de la Junta de Accionistas de la sociedad, el incremento de su capital social a través de la realización de aportes adicionales en efectivo hasta por diez millones de dólares, para ser desembolsados durante el primer trimestre de 2018.
- ▶ Se cumplió un año del proyecto de "facturación en casa", con más de 400.000 recibos emitidos de manera más rápida, aumento del 36% en pagos puntuales, reducción del 67% en costos operativos y 89% menos reclamos por recibos no entregados. Con este proyecto, Contugas fue uno de los finalistas en la categoría Servicios Públicos del Premio Creatividad Empresarial 2017, organizado por la Universidad Peruana de Ciencia Aplicadas (UPC).

3. Interconexión para el Desarrollo de Mercados

Interconexión para el Desarrollo de Mercados (IDM) tiene como foco interconectar las fuentes energéticas con los centros de consumo y los grandes usuarios. IDM tiene el mandato de consolidar una multilatina de transmisión de energía eléctrica a partir de los activos de transmisión y la organización actual en Colombia, y contribuir en el proceso de consolidación de la transportadora de gas más importante en Colombia y con creciente presencia en Perú.


Tabla No. 14 – Indicadores financieros en IDM 2017

COP Mm	GEB	TGI	TRECSA	Contugas ¹	REP	CTM
	Transmisión	(USD Miles)	(USD Miles)	(USD Miles)	(USD Miles)	(USD Miles)
Ingresos operacionales	296,675	413,255	14,459	77,150	147,254	143,464
Utilidad operacional	191,935	239,899	6,919	4,974	60,686	92,228
EBITDA	207,232	323,888	1,017	14,761	103,595	119,432
Utilidad neta	97,313	140,231	-3,204	-15,613	30,665	44,890

1. Contugas pertenece al grupo estratégico de Soluciones Energéticas Urbanas, pero se incluye en la tabla 14 con fines comparativos.

3.1. GEB Transmisión

Tabla No. 15 – Indicadores Transmisión GEB



Grupo Energía Bogotá	2017	2016	Var %
Inversiones – COP Millones	440,531	91,969	151.8
Disponibilidad de la infraestructura - % (1)	99.89%	99.79%	0.140
Compensación por indisponibilidad - % (2)	0.029%	0.208%	-97.2
Cumplimiento programa mantenimiento - % (3)	97.00%	99.50%	0.5
Participación en la actividad de transmisión en Colombia - % (4)	15.2%	12.6%	18.8

Hechos Relevantes

- ▶ El 3 de Enero de 2018 entraron en operación los proyectos correspondientes a las convocatorias UPME STN 06-2014 Subestación Río Córdoba 220 kV y el proyecto de la bahía de conexión de Drummond 220 kV.
- ▶ El 10 de Enero de 2018 entró en operación el proyecto correspondiente a las convocatoria UPME STR 07-2014 Subestación Río Córdoba Transformadores 220/110 kV.
- ▶ La Creg expidió la resolución 151 de 2017 mediante la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. por el diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento del segundo transformador 230/115 kV, 150 MVA, en la subestación Altamira, de acuerdo con la convocatoria UPME STR 05-2017.
- ▶ Mediante las resoluciones 41141, 41213, 41329, 41377, 41383 y 41486, el Ministerio de Minas y Energía aprobó la solicitud de modificación de la fecha de entrada en operación de los proyectos UPME 03-2010 SE Chivor II - Norte para el 6 de febrero de 2018, 01-2014 SE La Loma 500 kV para el 30 de junio de 2018, 02-2009 SE Armenia para el 4 de diciembre de 2017, 02-2009 SE Armenia para el 26 de marzo de 2018, 05-2012 Segundo Circuito Cartagena - Bolívar para el 3 de mayo de 2018 y 05-2009 SE Quimbo (Tesalia) para el 23 de agosto de 2018, respectivamente.


Tabla No. 16 – Avance proyectos de Ingresos anuales esperados GEB Negocio de Transmisión 2017

Proyecto UPME	Avance	IAE USD MM	Entrada en operación
Chivor II Norte, Bacata y Líneas	58.63%	5.5	06/02/2018
Cartagena Bolívar 220kV	87.30%	11.6	13/05/2018
Río Córdoba 220kV	92.94%	1.8	04/01/2018
Armenia y Líneas a 230kV	98.00%	1.28	26/03/2018
Tesalia y Líneas a 230kV	90.00%	10.9	23/08/2018
Línea Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500kV	70.55%	21.1	08/05/2019
Refuerzo Suroccidental 500kV	32.00%	24.4	30/09/2018
Ecopetrol San Fernando 230kV*	72.28%	6.0	26/06/2018
Río Córdoba Transformadores 220/110 kV*	96.57%	0.6	04/01/2018
La Loma 500kV	65.49%	1.3	30/06/2018
La Loma 110kV*	50.44%	6.96	30/06/2018
Conexión Drummond Ltd*	93.73%	0.87	04/01/2018
Altamira STR 230/115 kV	7.83%	0.66	31/03/2019
Ampliación La Loma 500 kV	0.01%	0.35	30/06/2018

IAE: Ingresos Anuales Esperados.

3.2. TGI

Tabla No. 17 – Indicadores seleccionados de TGI – Cifras 2017

 TGI Grupo Energía Bogotá	2017	2016	Var %
Ingresos operacionales - USD Millones	413,255	432,919	-4.5
Utilidad operacional - USD Millones	239,899	262,622	-8.7
EBITDA - USD Millones	323,888	355,063	-8.8
Utilidad neta - USD Millones	140,231	111,237	26.1
Volumen transportado – Mmpcd	437.9	453.3	-3.4
Capacidad contratada en firme - Mmpcd	690	673	2.53
Calificación crediticia internacional			
S&P	BBB-/Stable 31/10/17		
Fitch	BBB/Stable 12/10/17		
Moody's	Baa3/Stable 17/08/17		

Hechos Relevantes

- ▶ A través de la Resolución 090 de 2016, o CREG090 / 2016, la CREG expuso a las empresas y usuarios de servicios de gas natural la propuesta de metodología para remunerar el transporte de gas natural. Los principales cambios son: i) Cálculo WACC utilizando las reglas establecidas por la Resolución CREG 095 de 2015, ii) Nuevo modelo de valuación para determinar el valor de infraestructura eficiente, iii) Sistema de costo compartido para equilibrar la diferencia entre la inversión y el valor eficiente, iv) Cambios en el proceso cuando los activos finalizan la vida útil reglamentaria, y otros. De acuerdo con la Circular CREG 084 de 2017, la nueva metodología se definirá el 1T 2018.
- ▶ También está en consideración la Resolución 182 de 2017 publicada en diciembre, la cual aborda temas relacionados con remuneración para proyectos de procesos competitivos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, preparado por la UPME y adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40006 del 4 de enero de 2017. El 29 de diciembre de 2017, la UPME notificó los siguientes proyectos IPAT susceptibles a ser ejecutados por TGI:
 - i. Loop Mariquita – Gualanday.
 - ii. Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena
 - iii. Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita
- ▶ Adicionalmente, esta resolución define proyectos que dada su localización son complementarios al sistema de TGI, y que tendrán un proceso de selección competitivo, a saber:
 - i. Construcción Planta de Regasificación del Pacífico
 - ii. Construcción del Gasoducto Buenaventura – Yumbo

Tabla No. 17 – Estado de los proyectos de expansión en Colombia 2017

	Descripción	Capex (USD mm)	Ejecución (%)	Entrada en Operación
Expansión Cusiana Fase IV	Contrato Procura Unidad de compresión Estación Puente Guillermo. Llegada a puerto y nacionalización de Unidad de compresión a instalar en la estación de compresión de Puente Guillermo. Avance 89%. Estudios Ambientales Loops: Avance EIA: 43%. Ingeniería Básica loops: 90%.	70.7	19	2T 2018 2T 2019
Loop armenia	Arqueología construcción loop Armenia: Avance rescate arqueológico departamentos del Valle y Quindío: 98%. Autorizado ICANH instalación de tubería PK 29. Contrato de construcción loop Armenia: Actividades mecánicas: 98%. Obras de geotecnia 31%. Ejecución plan de recuperación del contratista de construcción.	19.20	92	2T 2018
Reposición de Ramales	Contrato de Estudios Ambientales: Ajuste al Plan de Manejo Ambiental: 94%. Ingeniería Básica Ramales Sur de Bolívar y Pompeya: 92%.	16.70	8.08	2T 2019
Cusiana Fase III	Contrato No. 750672 Shandong Kerui - Suministro de Unidades de compresión: El 06 de diciembre de 2017 se suscribe el adicional No.6 al contrato 750672 adicionando 47 días calendario de plazo al contrato. Contrato No. 750871 - Terminación de las obras de construcción: El 15 de diciembre de 2017 se suscribe el adicional al contrato 750871 adicionando 180 días calendario de plazo al contrato. Vasconia: Realizada parada para el cargue del programa de comunicaciones de automatización y entrada de la unidad en línea.	31.59	95.32	1S 2017
Cusiana Apiay Ocoa	Unidades de compresión: Estación Paratebueno (3) en sitio, Estación Villavicencio (2) en sitio. Programado arranque de unidades de compresión de estaciones Paratebueno y Villavicencio para el mes de enero de 2018.	48.26	96	1T 2018

Para mayor detalle sobre información financiera, operacional y comercial de TGI, por favor diríjase al siguiente [link](#).

- ▶ Por otra parte, y atendiendo requerimientos de la Creg, se remitió a dicha entidad información de caracterización para el nuevo gasoducto Galán Casabe Yondo, dentro del proceso adelantado para la definición por mutuo acuerdo de los cargos regulados para dicho gasoducto.
- ▶ El 25 de agosto, Grupo Energía Bogotá informa que a partir de la fecha y luego de ejercer la opción de transferencia, la Transportadora de Gas Internacional TGI, empezará a operar y mantener el gasoducto Mariquita-Cali construido por Transgas de Occidente.
- ▶ El pasado 3 de octubre el Grupo Energía Bogotá informa que el tribunal de arbitramento de la Cámara de Comercio de Bogotá emitió laudo arbitral en el marco del proceso promovido por EPM ESP., e ISAGEN S.A. ESP, en contra de TGI S.A. ESP; laudo que quedó en firme de conformidad con la certificación emitida el 4 de octubre de 2017 por el secretario del Tribunal, toda vez que ninguna de las partes propuso recurso de anulación.

- ▶ De acuerdo con el reciente informe de la UPME de octubre de 2017, se espera que las reservas de gas natural colombiano tengan una disminución constante hasta el 2026.

3.3. TRECSA

Proyecto PET

Alcance

Diseño, construcción, obtención de los terrenos, constitución de servidumbres, supervisión, operación y mantenimiento de las obras de Transmisión de los siguientes lotes A, B, C, D, E y F que hicieron parte de la Licitación Abierta PET-01-2009 para la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica por el valor del canon anual. Comprende la construcción de:

- ▶ 866 kilómetros de líneas de transmisión.
- ▶ 11 subestaciones nuevas.
- ▶ 12 ampliaciones de subestaciones existentes.
- ▶ 2117 sitios para torres.

Avances del proyecto

Con los nuevos trazos de líneas de transmisión:



Cuadro No. 1 – Estado de los avales de TRECSA – 2017

Estatus	Cantidad de Municipalidades	Porcentaje
Aprobado	61	74%
Revocado	2	2%
Denegado	1	1%
No Otorgado	11	13%
En Trámite	7	9%
Total	82	100%

Construcción de líneas de transmisión

- ▶ Energizado 421 de 866 km. (49%).
- ▶ Obra Civil 1477 de 2117 sitios de torre (69%).
- ▶ Montaje 1445 de 2117 sitios de torre (68%).
- ▶ Tendido 501 de 866 km. (58%).

Construcción de subestaciones

- ▶ Energizadas 16 de 23 subestaciones (70%).
- ▶ En construcción 3 de 23 subestaciones (13%).
- ▶ Con situaciones por resolver 4 de 23 subestaciones (17%).

3.4. EEBIS GUATEMALA

Proyecto CEMPRO Fase I

Alcance


Diseño, suministro, construcción y puesta en servicio, de activos de conexión de la Planta San Gabriel.

Comprende la construcción de:

- ▶ Línea 230 kV de aproximadamente 17 kilómetros para ser energizada en 69kV.
- ▶ Construir la obra civil de la subestación 230 kV en configuración Interruptor y medio.
- ▶ Suministro y Montaje de estructura básica.
- ▶ Suministro y Montaje de Transformador 40 MVA de 69/13.8 KV.

Avance de cronograma

Cuadro No. 2 – Avance del cronograma Proyecto Cempro EBBIS GUATEMALA 2017

 Ejecutado	
Líneas de transmisión	90%
• Diseño	100%
• Suministros	100%
• Construcción	65%
Subestaciones	100%
• Diseño	100%
• Suministros	100%
• Construcción	100%

Líneas de transmisión

- ▶ Disponibles 80 de 112 apoyos para construcción.
- ▶ Con obra civil completa, 76 postes (68%).
- ▶ Con montaje completo, 75 postes (66%).
- ▶ Tendido de cable de poste 01 a 54 (44%).
- ▶ Se llevó a cabo proceso competitivo para la contratación de la construcción de la línea de transmisión (16 postes).
- ▶ Oferente seleccionado, actualmente en proceso de firma del contrato y establecimiento de garantías.
- ▶ 16 sitios liberados por CEMPRO (2.18 km.)

Subestaciones

El avance general es de 100%. (Diseño, obra civil, pórticos, barrajes, transformador 69/13.8kV).

Proyecto CEMPRO Fase II

Alcance

El objetivo del proyecto consiste en el diseño, suministro, construcción, montaje, pruebas y puesta en servicio de las obras para las subestaciones de CEMPRO y LAS CRUCES a 230kV en Guatemala.

Avance de cronograma

Subestación ampliación cruces

- ▶ Estructuras mayores.
- ▶ Izaje de vigas.
- ▶ Apantallamiento y armado de aisladores.

Subestación Cempro

- ▶ Se realizó la descarga de suministros para iniciar con el montaje electromecánico.
- ▶ 2 cajas de aisladores de vidrio
- ▶ 3 pararrayos
- ▶ 5 PT'S capacitivos
- ▶ 3 seccionadores con cuchillas PAT
- ▶ 10 gabinetes para seccionador de barra
- ▶ 3 gabinetes para seccionador de cuchilla de PAT
- ▶ Todos los equipos se encuentran embalados
- ▶ Adicionalmente se dio inicio con la nivelación de tuercas de pernos.

Cuadro No. 3 – Avance del cronograma Proyecto Cempro Fase II EBBIS GUATEMALA 2017

	Ejecutado
 Diseño de Subestación	89%
Suministros	46%
Construcción	26%
Ampliación Las Cruces	54%
Montaje Electromecánico CEMPRO	0%
Estudios Eléctricos	99%
Estudios de Coordinación de Protecciones	0%
Total General	51%

Proyecto Prónico

Alcance

Proyecto de Prestación de Servicios Para Realización de Ingeniería, Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Eléctricos –NTAUCT– y Gestiones Varias para Lograr la Resolución de Acceso a la Capacidad de Transporte de la Planta PRONICO al Sistema Nacional Interconectado y Sistema Eléctrico Regional.

Avance de cronograma

El 14 de septiembre de 2017, se notifica por la CRIE a PRONICO, la segunda Resolución de Tramite CRIE-TA-06-2017 dentro de la cual entre otros:

- ▶ Se hace del conocimiento de la solicitante, no es necesario continuar con el trámite Administrativo a nivel Regional.
- ▶ Mándese a archivar las diligencias relacionadas a la presente solicitud.

Con base en lo anterior se sostuvo teleconferencia EEBIS-PRONICO el 25 de septiembre de 2017 dentro de lo cual se acordó entre otros:

- ▶ EEBIS remitirá carta a PRONICO, para proceder de conformidad con la Cláusula Cuarta del contrato: Precio y Forma de Pago.
- ▶ La carta a remitir por EEBIS adjuntara el informe final y compilación de la totalidad de información generada como producto de los servicios prestados.

Cuadro No. 4 – Avance del cronograma Proyecto Prónico de EEBIS GUATEMALA – 2017

	Ejecutado
Ingeniería Subestaciones	100%
Ingeniería Líneas de Transmisión	100%
Gestión Ambiental -EIA-	100%
Gestión Estudios eléctricos	100%
Global Ponderado	100%

Proyecto Anillo Pacifico Sur

Alcance

Diseño, Estudios eléctricos, obtención de terrenos, constitución de servidumbres, autorizaciones ambientales y municipales. Construcción, pruebas, conexión y puesta en operación de las instalaciones para conectar en 230 kV a las plantas generadoras de los Ingenios con el Sistema Nacional Interconectado.

Comprende la construcción de:

- ▶ 4 subestaciones nuevas.
- ▶ 2 reconfiguraciones de subestaciones.
- ▶ 1 ampliación de subestación.
- ▶ 92 kilómetros de línea de transmisión.
- ▶ 244 sitios de torre.

Derecho de paso

- ▶ 37 kilómetros pagados (40%).
- ▶ 54 kilómetros con acuerdo (58%).
- ▶ 01 kilómetros en negociación (2%).

Líneas de transmisión

- ▶ Energizado 85 de 92 km. (92%).
- ▶ Obra Civil 236 de 244 sitios de torre (97%).
- ▶ Montaje 236 de 244 sitios de torre (97%).
- ▶ Tendido 90 de 92 km (97%).

Por la falta de un acuerdo económico para la obtención de la servidumbre con el propietario de la finca el Carmen, se analiza una variante de 5 km aproximadamente que permitirá finalizar la línea Pantaleón – Siquinalá, las gestiones realizadas son: identificación de los propietarios del nuevo trazo y se están realizando los rangos de negociación.


Subestaciones

- ▶ Energizadas 86%
- ▶ Obra civil 99%
- ▶ Montaje 90%
- ▶ Pruebas 86%

Nota: Los porcentajes (Valor promedio de avance en las 7 subestaciones)

Avance de cronograma

Cuadro No. 5 – Avance del cronograma Proyecto Anillo Pacífico sur de EBBIS GUATEMALA – 2017

 Ejecutado	
Líneas de transmisión	97%
• Diseño	100%
• Suministros	100%
• Construcción	94%
Subestaciones	98%
• Diseño	100%
• Suministros	99%
• Construcción	97%

Proyecto Ampliación Vega II

Alcance

El alcance consiste en la realización obras civiles requeridas para la ampliación, montaje de equipos de potencia, control, protección y medida, integración, pruebas, puesta en servicio, habilitación comercial de la ampliación.


Avance de cronograma

- ▶ 5 seccionadores en sus bases.
- ▶ 6 CT's Montados en sus bases.
- ▶ Montaje y cableado a RELÉ SEL
- ▶ 3 tableros PCM en caseta.
- ▶ 2 tableros PCM en el edificio.
- ▶ Aterrizando estructuras metálicas

Continúa los trabajos de montaje electromecánico.

- ▶ Montaje de Gabinetes
- ▶ Proceso de calibración de seccionadores.
- ▶ Inicio de proceso cableado y conexionado.

Cuadro No. 6 – Avance del cronograma Proyecto Ampliación Vega II de EBBIS GUATEMALA – 2017

 Ejecutado	
Gerencia del proyecto	91%
Suministros	100%
Obra civil	100%
Montaje Electromecánico, Control y protecciones	87%
Tendido de Linea	100%
Pruebas y Puesta en Servicio	0%
Total General	69%

3.5. REP y CTM Perú

Tabla No. 18 – Indicadores financieros seleccionados REP – 2017


	USD Miles		
	2017	2016	Var %
Ingresos operacionales	147,254	99,354	48.2
Costo de ventas	-75,594	-50,354	50.1
Utilidad operacional	60,686	41,781	45.2
EBITDA	103,595	67,247	54.1
Margen EBITDA	70.4%	67.7%	4.0
Utilidad neta	30,665	23,215	32.1
Deuda neta (2) / EBITDA	2.5	2.0	25.0
EBITDA / Intereses (3)	7.5	8.0	-6.3

Tabla No. 19 – Indicadores financieros seleccionados de CTM – 2017


	USD Miles		
	2017	2016	Var %
Ingresos Operacionales Ajustados	143,464	138,086	3.9
Costo de ventas	-49,697	-47,045	5.6
Utilidad operacional	92,228	91,041	1.3
EBITDA	119,432	123,529	-3.3
Margen EBITDA (%)	83.2%	89.5%	-7.0
Utilidad neta	44,890	70,220	-36.1
Deuda neta (2) / EBITDA	6.4	6.0	6.5
EBITDA / Intereses (2)	3.0	4.1	-27.8

4. GENERACIÓN DE BAJA EMISIÓN

Generación de Baja Emisión (GBE) se encuentra hoy enfocada en Colombia y tiene como objetivo, además de soportar la consolidación de la posición actual de EMGESA, la de buscar nuevas oportunidades en energías renovables en países donde se esté dando la transición de la matriz energética a esta fuente sostenible y de baja emisión, en los alcances geográficos priorizados.


4.1. EMGESA

Tabla No. 20 – Panorámica de Emgesa al 2017

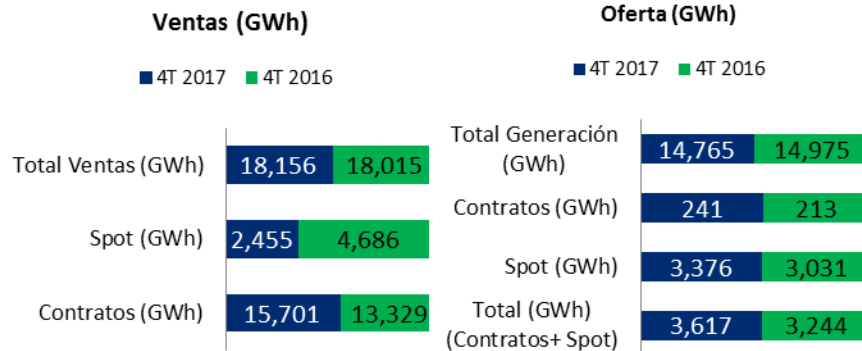
	
Capacidad Instalada Bruta – MW	3,509
Composición de la capacidad	11 Hidros y 2 térmicas
Generación – Gwh	14,765
Ventas – Gwh	18,156
Control	Enel Energy Group
Participación de EEB	51.5% correspondiente a: 37.4% acciones ordinarias y 14.1% preferenciales sin derecho a voto

- ▶ Emgesa alcanzó un EBITDA de \$2.05 billones de pesos en 2017, registrando un crecimiento del 3.1% frente al año 2016, como resultado de un incremento en las ventas a través de contratos y una reducción en el costo de ventas, debido a la disminución de la generación térmica y al menor valor de compras de energía, dado el escenario de bajos precios en el mercado spot, como consecuencia de una mayor hidrología observada en el país.
- ▶ La utilidad neta de Emgesa para el período fue de \$887.056 millones de pesos, un incremento de 17,7% con respecto al 2016, evidenciando una reducción del 20,6% en los gastos financieros.

Tabla No. 21 – Indicadores financieros seleccionados de Emgesa

	COP Millones			USD Millones		
	2017	2016	Var %	2017	2016	Var %
Ingresos operacionales	3,425,081	3,514,106	-2.5	1.161.00	1.152.00	0.8
Margen de Contribución	2,254,721	2,191,209	2.9	763.94	718.20	6
EBITDA	2,045,277	1,984,481	3.1	693.00	650.44	6.5
Margen EBITDA Trimestral - %	59.69	56.46	0.1	59.69	56.46	0.1
Utilidad neta	887,056	753,725	17.7	300.56	247.04	21.7
Dividendos pagados	597,439	795,166	-24.9	202.43	260.63	-22.3

Deuda Neta / EBITDA LTM	1.7 x	1.9 x	1.7 x	1.9 x
EBITDA / Intereses P&G	5.4 x	4.0 x	5.4 x	4.0 x



*Total Generación del Sistema

Hechos Relevantes

- ▶ Emgesa presentó una disminución de 1,4% en la generación en comparación con el año 2016, principalmente por un menor requerimiento de las centrales térmicas en el sistema comparado con el 2016, año en el que se presentó el Fenómeno de El Niño. Adicionalmente, se evidenció mayor dinamismo en operaciones de trading producto de la reducción de los precios de energía en el mercado spot, aumentando de esta manera las compras en bolsa y disminuyendo la necesidad de generación propia.
- ▶ Las fuentes hídricas aportaron el 98,8% de la generación total de la compañía mientras que con fuentes térmicas se generó el 1,2%. Lo anterior representó un aumento de la participación en la generación hídrica en comparación con el 2016 del 4.0% y una disminución del 81.8% en la participación térmica, como consecuencia del mayor nivel de hidrología observado durante el 2017 frente al año anterior.
- ▶ Durante el 2017, Emgesa generó 14.765 GWh, aportando de esta manera el 22,1% del total de la generación del SIN.
- ▶ A diciembre de 2017, la generación de Emgesa representó el 22.1% de la generación total del SIN, ubicándose como el tercer mayor generador del sistema.
- ▶ El precio promedio de bolsa en el mercado spot durante el 2017 se ubicó en un promedio de COP\$106/KWh, inferior en 65% al promedio registrado durante el 2016 de COP\$301/KWh.
- ▶ La capacidad instalada bruta de Emgesa al cierre de diciembre de 2017 fue de 3.509 MW, sin cambios frente a la registrada al cierre del año anterior y representando el 20,66% de la capacidad instalada del SIN.

Avance proyectos de inversión EMGESA

Tabla No. 22 – Inversiones – Emgesa

 emgesa Grupo Enel		2017	2016	Var %
Millones COP		234,481	258,198	-9.2
Millones USD		79	85	-6.1

- ▶ Al cierre de 2017, la deuda financiera de Emgesa incluyendo intereses por pagar, ascendió a \$4.185.765 millones de pesos, presentando una disminución de 5,9% con respecto al saldo del 31 de diciembre de 2016.
- ▶ En lo corrido del año, se amortizaron \$340.667 millones de pesos correspondientes a vencimientos de bonos locales (\$170.000 millones), créditos internacionales (\$130.000 millones) y créditos locales (\$40.667 millones), de los cuales fueron refinanciados solamente \$100.000 millones mediante un crédito sintético a un año con el Banco de Crédito del Perú.
- ▶ La deuda financiera de Emgesa a 31 de diciembre de 2017 se encontraba representada por bonos locales (73,5%), bonos internacionales denominados en pesos (18,0%) y créditos bancarios (8,5%). Los intereses del 66,2% de la deuda financiera estaban indexados al IPC, el 27,8% a tasa fija y el 6,0% restante indexado a IBR.
- ▶ La totalidad de la deuda de la compañía continúa denominada en su totalidad en pesos colombianos, directamente o a través de Swaps de tasa de cambio. La vida media de la deuda al cierre de 2017 fue de 4,3 años.
- ▶ Durante el 2017, todas las emisiones de bonos locales de Emgesa fueron ratificadas con calificación AAA (calificación en escala local) por Fitch Ratings y la emisión de bonos internacionales de Emgesa fue calificada BBB (estable) por Fitch Ratings y Standard & Poors.

5. ANEXOS

Anexo 1: Nota legal & Aclaraciones

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.

Aclaraciones

- ▶ Solo con propósitos informativos, hemos convertido algunas de las cifras de este informe a su equivalente en dólares de los Estados Unidos utilizando la TRM de fin de período publicada por la Superintendencia Financiera de Colombia. Las tasas de cambio utilizadas en la conversión son las siguientes:
- ▶ TRM al 31 de Diciembre de 2017: 2,984.00.
- ▶ TRM al 31 de Diciembre de 2016: 3,000.71.
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza la coma (,) para separar los miles y el punto (.) para separar los decimales.

Anexo 2: Definiciones de los EBITDA incluidos en este informe

- ▶ El EBITDA no es un indicador reconocido bajo las normas contables de Colombia o de los Estados Unidos y puede presentar dificultades como herramienta analítica. Por esta razón, no debería ser tenido en cuenta en forma aislada como un indicador de la generación de caja de la compañía.
- ▶ EBITDA: El EBITDA para un período determinado (UDM; Trimestre) se calcula tomando el resultado operacional (o pérdida), agregándole la amortización de intangibles y la depreciación de activos fijos, para dicho período.
- ▶ EBITDA Consolidado EEB: En concordancia con el contrato de los bonos emitidos por EEB en noviembre de 2011, el EBITDA Consolidado de la compañía para un período determinado se calcula tomando los

ingresos operacionales para dicho periodo y restándole el costo de ventas, los gastos administrativos y los intereses generados por los fondos pensionales. A este resultado se le adicionan los dividendos decretados (independientemente de si han sido pagados o no), los intereses de las inversiones temporales, los impuestos indirectos, la amortización de intangibles, la depreciación de los activos fijos, las provisiones y los aportes realizados a los fondos pensionales.

- El EBITDA Consolidado Ajustado para un período determinado se calcula tomando el EBITDA Consolidado para dicho período y adicionándole los flujos caja que ingresan a EEB atribuibles a reducciones de capital de aquellas compañías en donde EEB tiene participaciones accionarias.

Anexo 3: Estado de resultados consolidados de 2017

Tabla No. 23 – Estado de Resultados Consolidado GEB

	2016	2017	Variación	% Var.
Ingresos Operacionales	3,132,827	3,322,420	189,593	6.05%
Distribución de gas natural	1,542,174	1,761,679	-219,505	-12.46%
Transporte de gas natural	1,316,145	1,221,394	94,751	7.76%
Transmisión de electricidad	274,508	339,347	-64,839	-19.11%
Costos y Gastos	-2,053,309	-2,220,156	-166,847	8.13%
Distribución de gas natural	-1,384,331	-1,472,090	87,759	-5.96%
Transporte de gas natural	-423,058	-491,127	-68,069	16.09%
Transmisión de electricidad	-172,350	-189,453	-17,103	9.92%
Gastos administrativos	-103,968	-137,410	-33,442	32.17%
Otros ingresos (gastos), neto	30,398	69,924	39,526	130.03%
Resultado de las actividades operacionales	1,079,518	1,102,264	22,746	2.11%
Ingresos financieros	173,909	204,011	30,102	17.31%
Gastos financieros	-509,773	-597,670	-87,897	17.24%
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	142,404	-35,997	-178,401	-125.28%
Participación en las ganancias (perdidas)	911,481	1,029,542	118,061	12.95%
Ganancia (perdida) antes de impuestos	1,797,539	1,702,150	-95,389	-5.31%
Ingreso (gasto) por impuesto corriente	-281,161	-299,444	-18,283	6.50%
Ingreso (gasto) por impuesto diferido	-160,450	166,189	326,639	-203.58%
Ganancia (perdida)	1,355,928	1,568,895	212,967	15.71%

Otro resultado integral	-378,254	-55,285	322,969	-85.38%
Resultado integral	977,674	1,513,610	535,936	54.82%
Ganancia (perdida), atribuible a:	1,355,928	1,568,895	212,967	15.71%
La controladora	1,288,984	1,500,121	211,137	16.38%
Interés minoritario	66,944	68,774	1,830	2.73%

Tabla No. 24 – Desagregación EBITDA –2017– Cifras en Millones COP

EBITDA CONSOLIDADO	EBITDA CONSOLIDADO	
	2017	2016
Utilidad Neta	1,500,121	1,288,984
Depreciaciones	266,787	272,841
Amortizaciones	139,584	124,802
Impuestos	74,153	83,289
Provisiones	26,347	50,610
Gastos Financieros	597,670	509,773
Impuesto de Renta	133,256	441,611
MPP	-1,029,542	-911,481
Dividendos	735,290	784,790
Diferencia en Cambio	35,997	-142,404
Utilidad en Patrimonios Autónomos	-9,556	-12,593
Utilidad Valoración de Coberturas	-14,884	-23,362
EBITDA	2,455,225	2,466,860

Nota: Los ingresos operacionales de este cálculo descontando: i) Otros ingresos de operación por COP 34,474 mm correspondiente a actividades de ingeniería y honorarios. ii) Otros ingresos por valor de COP 21,854 mm correspondientes a recuperaciones, indemnizaciones y arrendamientos; dan como resultado el ingreso operacional del estado de resultados.

Anexo 4: Estados financieros consolidados de GEB e individuales:

<http://www.grupoenergiabogota.com/inversionistas/informacion-financiera/estados-financieros>

Anexo 5: Método de Participación en compañías asociadas

Tabla No. 25 – Desglose Método de Participación 2017 COP millones

Empresa	2016	2017
Emgesa	391,619	460,278
Codensa	276,618	322,889
Gas Natural	68,527	58,922
REP	34,775	36,201

CTM	51,777	53,336
EMSA	7,641	5,673
Promigas	98,106	48,871
Transmisoras Brasil	-17,582	43,372
Total	911,481	1,029,542

Anexo 6: Términos técnicos y regulatorios

- ▶ BLN: Billones de los Estados Unidos de América, Factor 109.
- ▶ CAC: Crecimiento anual compuesto.
- ▶ COP: Pesos colombianos.
- ▶ CHB: Central Hidroeléctrica de Betania.
- ▶ CTM: Consorcio Transmantaro.
- ▶ CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia. Entidad estatal encargada de la regulación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas natural.
- ▶ D Electricidad: Distribución de electricidad.
- ▶ D Gas natural: Distribución de Gas natural.
- ▶ DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística, Entidad responsable de la planeación, levantamiento, procesamiento, análisis y difusión de las estadísticas oficiales de Colombia.
- ▶ G Electricidad: Generación de electricidad.
- ▶ Gwh: Gigavatios hora; unidad de energía que equivale a 1,000,000 kwh.
- ▶ GNV: Gas natural vehicular.
- ▶ IPC: Índice de precios al consumidor de Colombia.
- ▶ KM: Kilómetros.
- ▶ KWH: Unidad de energía, Equivale a la energía desarrollada por una potencia de un kilovatio (kW) durante una hora.
- ▶ MEM: Mercado de Energía Mayorista de Colombia.
- ▶ Mill: millones.
- ▶ MI: Millas.
- ▶ MW: Megavatio, Unidad de potencia o de trabajo que equivale a un millón de vatios.
- ▶ N.A. No aplica.
- ▶ PCD: Pies cúbicos día.
- ▶ SIN: Sistema Interconectado Nacional.

- ▶ STN: Sistema de Transmisión Nacional.
- ▶ SF: Superintendencia Financiera, Entidad estatal encargada de la regulación, vigilancia y control del sector financiero colombiano.
- ▶ T Electricidad: Transmisión de electricidad.
- ▶ T Gas natural: Transporte de gas natural.
- ▶ TRM: Tasa representativa del mercado; es un promedio de los precios de las transacciones peso-dólar que calcula diariamente la Superintendencia Financiera – SF.
- ▶ UDM: Últimos doce meses.
- ▶ UPME: Entidad estatal encargada de la planeación de los sectores de minas y energía en Colombia,
- ▶ USD: Dólares de los Estados Unidos de América.
- ▶ USUARIO NO REGULADO DE ELECTRICIDAD: consumidores de electricidad que tienen un pico de demanda mayor a 0,10 MW o un consumo mínimo mensual mayor a 55,0 MWh.
- ▶ USUARIO NO REGULADO DE GAS NATURAL: usuario con un consumo superior a 100 kpcd.

Anexo 7: Panorámica de GEB

- ▶ EEB es una compañía integrada del sector de la energía con operaciones en Colombia, Perú y Guatemala;
- ▶ La compañía fue fundada en 1896 y está controlada por el Distrito de Bogotá – 76.2%. Al estar la acción de EEB inscrita en el mercado público de Colombia, se rige por estándares internacionales de gobierno corporativo.
- ▶ EEB tiene una estrategia de expansión focalizada en el transporte y distribución de energía en Colombia y en otros países de la región americana.
- ▶ EEB participa en toda la cadena de valor de electricidad y en casi toda la cadena de valor de gas natural – no participa en la actividad de exploración y producción de este hidrocarburo.
- ▶ El GEB es uno de los emisores colombianos más importantes de deuda corporativa en los mercados de capitales internacionales. En octubre de 2007, GEB y TGI realizaron una emisión de corporativos en el mercado 144^a por USD 1.36 billones – miles de millones -. En 2011, TGI ejerció opción de compra para reducir la tasa cupón en 263 pbs.
- ▶ Desde 2008, la acción de EEB se transa en el mercado público de valores de Colombia, y actualmente es parte de los índices bursátiles COLCAP, COLEQTY y COLIR.