



**GRUPO ENERGÍA
DE BOGOTÁ**

Informe para Inversionistas

1T 2017

Bogotá D.C., Marzo 23 de 2017

Bogotá D.C., Mayo 23 de 2017

TABLA DE CONTENIDO

1.	Resumen ejecutivo y hechos relevantes.....	2
1.1.	Panorámica sectores.....	2
1.2.	Resumen de los resultados financieros de GEB 1T 2017	3
1.3.	Hechos relevantes Grupo Energía de Bogotá.....	4
2.	Soluciones Energéticas Urbanas.....	4
2.1.	CODENSA.....	5
2.2.	CÁLIDDA.....	7
2.3.	GAS NATURAL.....	8
2.4.	CONTUGAS	8
3.	Interconexión para el Desarrollo de Mercados	9
3.1.	EEB TRANSMISIÓN	9
3.2.	TGI.....	10
3.3.	TRECSA.....	12
3.4.	EBBIS GUATEMALA.....	13
3.5.	REP y CTM Perú.....	15
4.	GENERACIÓN DE BAJA EMISIÓN.....	16
4.1	EMGESA	16
5.	OTRAS COMPAÑÍAS	18
5.1	PROMIGAS	18
6.	ANEXOS	19
	Anexo 1: Nota legal & Aclaraciones.....	19
	Anexo 2: Definiciones de los EBITDA incluidos en este informe.....	20
	Anexo 3: Estado de resultados consolidados a Marzo de 2017	21
	Anexo 4: Estados financieros consolidados de EEB e individuales:	22
	Anexo 5: Método de Participación en compañías asociadas	22
	Anexo 6: Términos técnicos y regulatorios.....	22
	Anexo 7: Panorámica de EEB	23

1. Resumen ejecutivo y hechos relevantes

1.1. Panorámica sectores

Demanda de Electricidad

Tabla No 1 - Panorámica de los sectores eléctricos 1T 2017

(GWh)	Colombia	Perú	Guatemala
Capacidad instalada – MW	16,486	10,295	3,395
Demanda – GWh	16,224	4,096	1,687
Variación demanda 2016/ 2015 - %	-2.3	1.7	0.2

*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 1T 2017

(Mmpcd)	Colombia	Perú
Reservas probadas y probables – TPC (2016 COL y 2015 PER)	4.3	17.9
Demanda interna - mmpcd	951.5	1,152
Variación demanda interna 1T 2016 / 1T 2015 (%)	-14.7	-4.58
Explicación variación demanda	Para los primeros meses del 2017 el principal sector que marcó la baja en la demanda fue el termoeléctrico, cuyo consumo experimentó una reducción del 51.6% puesto que la temporada de lluvias se acrecentó y las generadoras térmicas disminuyeron su generación y, por tanto bajó el consumo de Gas Natural.	La variación de la demanda del 1T17 al 1T16 es de -4.58% (-55.22 MMPCD) y se debe principalmente al menor gas usado para la exportación (Planta Melchorita -58.3 MMPCD), la generadora (Kallpa - 17.0 MMPCD). Asimismo se evidenció un mayor consumo por parte de Lurin (+ 19.7 MMPCD).

Fuentes: UPME, CONCENTRA, MEM, Osinergim

1.2. Resumen de los resultados financieros de GEB 1T 2017

Tabla N° 3 - Indicadores financieros

COP Millones	1T 17	1T 16	%
Ingresos	771,425	927,537	-16.8
Costos y Gastos Operacionales	515,429	610,312	-15.5
Resultado actividades operacionales	255,996	317,225	-19.3
Método de Participación	268,956	232,376	15.7
EBITDA Consolidado Ajustado	1,077,934	1,295,616	-16.8
Resultado neto	535,509	530,541	0.9

- ▶ El Grupo Energía de Bogotá reportó resultados financieros consolidados al primer trimestre de 2017; los ingresos operacionales consolidados de EEB, casa matriz del Grupo Energía de Bogotá -GEB-, alcanzaron (+COP 771,425 millones) lo que significó un decrecimiento del 16.8% respecto del año anterior explicado principalmente por (i) en distribución de electricidad la fusión de Codensa con EEC, una variación del COP 103,840 millones, (ii) en transporte de gas natural la variación negativa sobre los ingresos corresponden al reconocimiento de cargos fijos y variables por COP 62.376 millones. Glosas de EPM e ISAGEN por COP 3,717 millones y otras actividades conexas por COP 10.408 millones, (iii) En distribución de gas natural comparando frente al año 2016 se presentaron incrementos en el transporte de gas por USD 12.8 MM y las ventas de instalaciones disminuyeron USD 1.4 MM. Por último, la transmisión de electricidad, la variación corresponde a los mayores ingresos reconocidos de los proyectos de Tesalia y Quimbo Cali.
- ▶ Los costos y gastos del Grupo se redujeron en COP 94,883 millones discriminados por negocio de la siguiente manera: (i) COP 22,971 millones en distribución de gas natural derivados de menores costos de mantenimiento, mantenimientos del sistema de distribución de gas y costo de instalaciones.; (ii) COP 30,290 por los costos de bienes y servicios, ordenes de contratos de mantenimiento, Depreciaciones de propiedad planta y equipo y el residual asociado a otros costos (iii) COP 90,381 millones en distribución de electricidad por la fusión realizada entre EEC y Codensa formalizada en septiembre de 2016 y (iv) COP 627 millones en transmisión de electricidad por mayores contribuciones, costos generales, depreciación de servidumbre activadas en TRECSA.
- ▶ El resultado de las actividades operacionales, en cifras acumuladas, alcanzó al cierre del primer trimestre de 2017 COP 255,996 millones comparado con el primer trimestre del año 2016, mostrando un decrecimiento en pesos colombianos del 19.3%,
- ▶ Los gastos financieros se incrementaron en 6.21% en la variación respecto del primer trimestre del 2016 alcanzando el valor de COP 135,908 millones de los cuales EEB representó el 43.8% y TGI el 51.0%.
- ▶ La diferencia en cambio neta alcanzó al cierre del año COP 3,066 millones, un decrecimiento del 95.2% respecto del mismo período del año 2016 dado principalmente por la revaluación del peso colombiano en el 4.7%. Este efecto es contrarrestado por las compañías que se consolidan y cuya moneda es el dólar de los Estados Unidos.
- ▶ El método de participación patrimonial por su parte reportó una variación de (+ COP 36,580 millones) respecto al año inmediatamente anterior donde Emgesa obtuvo las variaciones más significativas.

- ▶ El resultado neto correspondiente al primer trimestre de 2017 alcanzó COP 535,509 millones, con un crecimiento del 0.94% frente al primer trimestre del año 2016 como resultado de la actividad operacional y no operacional del Grupo.
- ▶ El EBITDA, por su parte, alcanzó COP 1.1 billones al cierre del primer trimestre de 2017. Una reducción del 16.8% frente al mismo período del año inmediatamente anterior producto de menores ingresos operacionales y menores ingresos por dividendos provenientes de compañías afiliadas.

1.3. Hechos relevantes Grupo Energía de Bogotá

- ▶ El 26 de enero de 2017, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público autorizó a la empresa para emitir y colocar bonos de deuda pública interna hasta por USD 450.000.000).
- ▶ El 28 de febrero de 2017, EEB S.A. E.S.P. Emitió bonos por COP 650,000 millones en el mercado colombiano los cuales fueron sobre demandados en COP 1.3 Billones sobre el total de la emisión.
- ▶ El 9 de marzo de 2017 Compañías de gas del Grupo Energía de Bogotá (GEB) presentaron resultados al cierre del año 2016 con un importante crecimiento en utilidades y clientes. TGI alcanzó una utilidad neta de USD 111.2 millones, es decir un incremento del 147.7%, lo cual representa un aumento de USD 66.3 millones comparado con el cierre de 2015.
- ▶ El 23 de marzo de 2017 EEB reporta resultados financieros consolidados durante el cierre del año 2016. Se destaca el desempeño de la utilidad neta consolidada, al alcanzar \$1,36 billones de pesos lo que representa un crecimiento del 27.9% comparado con el cierre del año 2015, liderada principalmente por el buen desempeño de los negocios de transmisión de electricidad en Colombia y distribución y transporte de gas natural en los mercados en los que GEB tiene presencia.
- ▶ El 30 de marzo de 2017 la Asamblea General de Accionistas llevada a cabo ese día reportó utilidades al 2016 por COP 1.3 billones y dividendos históricos presentados de COP 99/acción en concordancia el proyecto de distribución de utilidades presentado a la Asamblea.
- ▶ El 30 de marzo de 2017 durante la Asamblea General de Accionistas se aprobó propuesta estatutaria de cambios principalmente en materia de gobierno corporativo.
- ▶ El 6 de abril de 2017 la Empresa de Energía de Bogotá realizó por segunda vez una subasta para contratar el suministro de equipos bajo la modalidad “sealed bid” o “sobre cerrado”, logrando un ahorro del 37% frente a los precios de mercado y un 21% en mejoramiento de las ofertas.

2. Soluciones Energéticas Urbanas

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.

Tabla No 5 - Indicadores financieros en SEU – 1T 2017

COP Mm	Codensa	Cálidda (USD Miles)	Gas Natural	Contugas (USD Miles)
Ingresos operacionales	1,102,815	141,396	564,189	17,683
Utilidad operacional	479,113	26,688	86,097	980
EBITDA	371,971	34,987	95,595	3,355
Utilidad neta	156,959	16,784	60,793	-2,073

2.1. CODENSA

Tabla No 6 - Panorámica de Codensa al 1T 17



	
Número de clientes	3,268,564
Participación de mercado - %	22.69%
Demanda Codensa – Gwh	14,947
Var % demanda 1T 17 vs. 1T 16	-3.46%
Índice de pérdidas (%)	7.82%
Control	Enel Energy Group
Participación de EEB	51.3% (36.5% ordinarias; 14.8% preferenciales sin derecho a voto)

Tabla No 7 - Indicadores financieros seleccionados de Codensa – 1T 2017

	COP Millones			USD Million		
	1T 17	1T 16	Var %	1T 17	1T 16	Var %
Ingresos operacionales	1,102,815	1,015,103	8.6	377.0	312.0	20.8
Margen de Contribución	479,113	407,433	17.6	164.0	125.0	31.2
EBITDA	371,971	309,877	20.0	127.3	95.4	33.5
Margen EBITDA %	33.7	30.5	0.1	33.7	30.5	0.1
Utilidad neta	156,959	118,272	32.7	53.7	36.4	47.5
Dividendos pagados	116,932	78,076	49.8	40.0	24.0	66.5

- ▶ Los ingresos aumentaron durante el primer trimestre de 2017 con respecto al mismo período de 2016, debido a la incorporación de los ingresos del mercado atendidos por la Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC), que fue absorbida por CODENSA en octubre de 2016. Adicional a eso el aumento de la tarifa regulada como resultado de un Índice de Precios al Productor (IPP) más alto al cual algunos de sus componentes están indexados.
- ▶ El EBITDA aumentó como una combinación de: Mayores ingresos, según lo comentado anteriormente, un aumento de los costes de explotación (+ 2,6%), que fue más que compensado por el aumento de los ingresos, debido principalmente a las sinergias logradas tras la fusión entre la EEC y Codensa. Adicional a esto, también contribuyó la caída de los precios de la electricidad en comparación con el primer trimestre de 2016, cuando la reducción de la disponibilidad de agua resultante de la Oscilación del fenómeno El Niño (ENSO) aumentó los precios de la electricidad al contado.

- ▶ La Utilidad Neta de CODENSA se incrementó durante el primer trimestre de 2017, reflejando el incremento en el EBITDA y una tasa impositiva efectiva más baja en comparación con el mismo período del año anterior, que fue parcialmente compensada por un ligero incremento (3.6%) en los gastos financieros netos.

Hechos Relevantes Codensa S.A. E.S.P.

- ▶ El 15 de febrero de 2017, la Junta Directiva de Codensa S.A. ESP aprobó la ampliación del cupo de endeudamiento total de Codensa hasta un total de \$2.040.000 millones.
- ▶ El 24 de febrero de 2017 la Junta Directiva de Codensa S.A. ESP en sesión extraordinaria aprobó presentar a la próxima reunión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas, el proyecto de distribución de utilidades.
- ▶ El 09 de marzo de 2017 se llevó a cabo la colocación del Primer Lote del Quinto Tramo del Programa de Emisión y Colocación de Bonos Ordinarios de Codensa S.A. ESP. La adjudicación se realizó de la siguiente manera:
 - Subserie E2: \$160.000 millones a un plazo de 2 años y con una tasa cupón 7,04% E.A.
 - Subserie E5: \$270.000 millones a un plazo de 5 años y con una tasa cupón 7,39% E.A.
- ▶ El 29 de marzo de 2017 La Asamblea General de Accionistas de CODENSA S.A ESP, en su sesión ordinaria, aprobó la distribución de utilidades y el pago de dividendos con cargo al ejercicio 2016 pagaderos con plazo máximo de 27 de Marzo de 2018.
- ▶ El 24 de Abril de 2017 La Junta Directiva de Codensa S.A. ESP en sesión ordinaria, aprobó la composición del Comité de Auditoría por lo cual, a partir de la fecha, dicho comité ha cambiado su composición.

Avance proyectos de inversión CODENSA:

Tabla N° 8 Inversiones – Codensa – 1T 2017


	1T 2017	1T 2016	Var %
Millones COP	131,796	127,985	2.98
Millones USD	45.1	39.39	14.48

Durante el primer trimestre de 2017, las inversiones aumentaron 2.98% frente al mismo período de 2016, las inversiones están enfocadas en calidad de servicio y crecimiento orgánico.

La Deuda Neta de CODENSA se incrementó respecto a la cifra registrada al 31 de diciembre de 2016 debido a las inversiones realizadas en el trimestre y al pago de la última cuota de dividendos sobre la utilidad neta de 2015 que tuvo lugar en enero de este año lo cual desacumuló caja.

2.2. CÁLIDDA

Tabla N° 9 - Indicadores seleccionados de Cálidda – 1T 2017

	1T 2017	1T 2016	Var %
 Cálidda GAS NATURAL DEL PERÚ			
No de clientes	464,785	369,542	25.8
Ingresos operacionales - USD Miles	141,396	125,421	12.7
Utilidad operacional – USD Miles	26,688	22,440	18.9
EBITDA UDM – USD Miles	34,987	29,079	20.3
Margen EBITDA	24.7%	23.2%	6.7
Utilidad neta – USD Miles	16,784	13,747	22.1
Deuda neta / EBITDA UDM*	2.5	2.6	-4.4
EBITDA UDM / Intereses UDM*	34.2	5.8	492.2

*Nota: Datos trimestrales

- ▶ Los ingresos de Cálidda se componen de cinco elementos:
 - i) Ingresos de distribución, que contiene las ventas de distribución de gas natural.
 - ii) Servicios de instalaciones internas, representado principalmente por la construcción de la red de gas natural dentro de los hogares (estos ingresos incluyen el derecho de conexión y los ingresos financieros que se derivan del financiamiento de la instalación de estos clientes)
 - iii) Ingresos Pass-through, que se derivan de los servicios de suministro de gas y de transporte de gas (los cuales además también representan un costo de venta, sin un margen);
 - iv) IFRIC 12, representa una norma contable para las inversiones de la concesión, y.
 - v) Otros ingresos, que comprende el mantenimiento y otros servicios no recurrentes.

- ▶ Los Ingresos totales en el 1T 2017 fueron de US\$ 141 MM (incluyendo pass-through e ingresos por IFRIC 12), siendo 13% mayor a los obtenidos en el 1T 2016. Así mismo, los Ingresos Totales Ajustados se incrementaron en un 10% (US\$ 55 MM vs. US\$ 50 MM) debido, principalmente, al aumento de los ingresos de distribución por aumento de volumen contratado Take-or-Pay y a un mayor nivel de conexiones residenciales.

HECHOS RELEVANTES CALIDDA

- ▶ La base de clientes acumulados y el volumen facturado se incrementaron durante en el 2016 en 26% y 8%, respectivamente, en comparación con el 1T 2016 (464,785 vs 369,542 clientes).
- ▶ Asimismo, durante el año se construyeron 266 km de redes, con lo cual el sistema de distribución se extiende por 7,691 km de redes subterráneas.
- ▶ Los Ingresos Totales y los Ingresos Totales Ajustados del 1T 2017 aumentaron en 13% y 21% respectivamente debido a mayores ingresos por distribución, principalmente por aumento de los contratos Take-or-Pay y a un incremento en el derecho de conexión por parte de las estaciones GNV.
- ▶ El EBITDA y el Margen EBITDA Ajustado aumentaron debido a lo ya mencionado y a una mayor demanda de gas natural.
- ▶ En paralelo, hemos avanzado en la implementación de nuestra estrategia. Al respecto, hemos rediseñado nuestra estructura organizacional y la hemos enfocado hacia nuestra nueva visión de negocio. Con ello, lograremos que nuestras áreas generadoras y de soporte cuenten con las condiciones para presentar a nuestros clientes propuestas energéticas integrales. Por otro lado, estaremos preparados para anticiparnos a los efectos que el entorno externo y la regulación puedan generar a nuestro negocio.

2.3. GAS NATURAL

Tabla N° 10– Panorámica de Gas Natural 1T 2017



	
Ingresos operacionales - COP MM	564,189
EBITDA Trimestral - COP millones	95,595
Control	Gas Natural de España
Participación de EEB	25%

Tabla No 11 - Indicadores financieros seleccionados de Gas Natural – 1T 2017

	COP Millones			USD Millones	
	1T 2017	1T 2016	Var %	1T 2017	1T 2016
Ingresos operacionales	564,189	604,350	-6.6	195.9	200.0
Costo de Ventas	449,382	462,505	-2.8	156.0	153.0
Utilidad operacional	86,097	107,235	-19.7	29.9	35.5
EBITDA	95,595	114,285	-16.4	33.2	37.8
Margen EBITDA (%)	17	19	-10.4	16.9	18.9
Utilidad neta	60,793	64,287	-5.4	21.1	21.3
Deuda neta / EBITDA UDM	3.1	2.6	19.7	3.1	2.6
EBITDA UDM / Intereses UDM	13.6	15.8	-14.0	13.6	15.8

Hechos Relevantes Gas Natural

- ▶ Caída en el margen de mercado GNV frente a lo previsto en P2017, esta situación es generalizada en el país.
- ▶ Mayor ingreso por inversiones financieras generado por un mayor saldo en caja frente al esperado y mejor resultado en filiales.
- ▶ Frente al año anterior el volumen es menor debido a que en 2016 se realizaron ventas en mercado secundario asociadas a fenómeno del niño que este año no se tienen.
- ▶ El saldo de Deuda se mantiene igual a lo previsto, sin nuevas obligaciones
- ▶ Fitch Ratings Afirma Calificación el 25 de Julio de Gas Natural en 'AAA(col)'; Perspectiva Estable con motivo de su revisión periódica.
- ▶ El 31 de marzo de 2017 se presentó el proyecto de utilidad o pérdida aprobado por la asamblea.

Tabla No 12 - Inversiones - Gas Natural Acumulado

	1T 2017	1T 2016	Var %
COP Millones	6,185	4,654	32.9
USD Millones	2.15	1.54	39.5

2.4. CONTUGAS

- ▶ Al cierre del primer trimestre se registraron ingresos por encima de los USD 17 MM y un EBTIDA acumulado de USD 3.36 MM.

- ▶ El 07 de marzo, Contugas recibió aportes adicionales de capital por USD 13.5 MM por parte de sus accionistas, quedando pendientes USD 7.5 MM para mayo de 2017.
- ▶ En febrero se aprobó el Plan 10K, estrategia que busca la conexión y habilitación de alrededor de 10,000 clientes residenciales durante 2017, anticipando en tres años el cumplimiento de la meta establecida en el contrato de concesión.
- ▶ Al cierre de marzo se contaba con 40,621 habilitaciones residenciales, lo cual asegura el cumplimiento de la meta anual a favor del estado señalado en el contrato de concesión.
- ▶ Contugas cumplió exitosamente los requisitos para certificarse por primera vez en su historia bajo la norma ISO 9001:2008.
- ▶ El Directorio de Contugas aprobó la nueva estrategia de la compañía, consistente en crecer en cuatro ejes: Soluciones de Energía Urbana, Soluciones de Movilidad y Transporte, Soluciones Industriales a Gas, e Infraestructura Energética Compartida, lo que permitirá a Contugas crecer en Perú más allá de las fronteras de su concesión.
- ▶ Se aprobó una nueva Política Financiera para Contugas, cuyo objetivo es alinear los procesos como parte del GEB para el control, seguimiento, evaluación y mejora continua.

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 13 - Indicadores financieros en IDM 1T 2017

COP Mm	EEB	TGI	TRECSA	Contugas ¹	REP	CTM
	Transmisión	(USD Miles)	(USD Miles)	(USD Miles)	(USD Miles)	(USD Miles)
Ingresos operacionales	60,819	103,400	3,635	17,683	34,727	34,753
Utilidad operacional	38,181	65,100	1,811	980	15,824	22,398
EBITDA	41,952	88,300	444	3,355	25,383	31,418
Utilidad neta	17,622	75,700	682	-2,073	9,894	12,456

1. Contugas pertenece al grupo estratégico de Soluciones energéticas urbanas pero se incluye en la tabla 13 con fines comparativos.

3.1. EEB TRANSMISIÓN

Tabla No 14 - Indicadores Transmisión EEB


	1T 17	1T 16	Var %
Inversiones – COP Millones	40,705	17,181	137
Disponibilidad de la infraestructura - % (1)	99.8%	99.9%	-0.1
Compensación por indisponibilidad - % (2)	0.0%	0.2%	-88.2
Cumplimiento programa mantenimiento - % (3)	73.0%	95.9%	-23.9
Participación en la actividad de transmisión en Colombia - % (4)	12.6%	11.7%	7.4


Tabla N° 15 Avance proyectos de Ingresos anuales esperados EEB Negocio de Transmisión a Marzo de 2017

Proyecto UPME	Avance	IAE USD MM	Entrada en operación
Chivor II Norte, Bacata y Líneas	55.2%	5.50	02/06/2017
Cartagena Bolívar 220kV	63.4%	11.60	18/11/2017
Río Córdoba 220kV	64.3%	1.80	22/07/2017
Armenia y Líneas a 230kV	96.0%	1.28	12/08/2017
Tesalia y Líneas a 230kV	86.0%	10.90	18/05/2017
Línea Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500kV	42.3%	21.10	30/09/2017
Refuerzo Suroccidental 500kV	19.5%	24.40	30/09/2018
Ecopetrol San Fernando 230kV*	53.5%	6.00	18/06/2017
Río Córdoba Transformadores 220/115 kV*	89.7%	0.65	08/08/2017
La Loma 500kV	61.9%	1.30	10/08/2017
La Loma 110kV*	21.1%	6.96	30/06/2018
Conexión Drummond Ltd*	29.2%	0.87	22/07/2017

IAE: Ingresos Anuales Esperados.

3.2. TGI

Tabla N° 16 - Indicadores seleccionados de TGI – Cifras 1T 2017

	1T 2017	1T 2016	Var %
 Ingresos operacionales - USD Millones	103,4	117,8	-12.2
Utilidad operacional - USD Millones	65,1	73,6	-11.5
EBITDA - USD Millones	88,3	99,6	-11.3
Utilidad neta - USD Millones	75,7	69,5	8.9
Volumen transportado – Mmpcd	428	567	-24.4
Capacidad contratada en firme - Mmpcd	672	673	-0.15
Calificación crediticia internacional			
S&P	BBB-/Stable 22/12/16		
Fitch	BBB/Stable 19/10/16		
Moody's	Baa3/Stable 01/06/16		

- ▶ Los ingresos operacionales al cierre de marzo de 2017 presentaron una disminución del 12.2% comparado con el año inmediatamente anterior, debido principalmente a menores volúmenes de gas transportado (-24.4%) frente al mismo periodo del año anterior, como resultado del menor despacho de las plantas termoeléctricas en el interior del país durante el primer trimestre del 2017, frente al alto despacho de dichas plantas en el primer trimestre del 2016, por el Fenómeno del Niño.
- ▶ La utilidad operacional decreció 11.5% en comparación con el mismo período del 2016, debido principalmente a la reducción de los ingresos operacionales de la compañía en un 12.2%. Los costos y gastos operacionales fueron controlados durante el período reduciéndose en un 7.7% y un 29.3% respectivamente.
- ▶ La utilidad neta de la compañía alcanzó USD 75.6 Millones, lo cual representa un incremento de USD 6.2 Millones, +8.9% comparado con el cierre de marzo de 2016. En 1T 17 se presentó una menor utilidad antes de impuestos respecto a la del 1T 16. Sin embargo, dada la revaluación del peso colombiano, el pasivo por impuesto diferido disminuyó, generando un ingreso durante el 1T 17, lo que contribuyó a incrementar la utilidad neta al cierre del periodo reportado.

HECHOS RELEVANTES TGI

- ▶ La metodología actual para el cálculo de la tasa WACC para efectos tarifarios en la actividad de transporte de gas natural fue expedida a través de la Resolución CREG 090 de 2016, a cuál a la fecha se encuentra en revisión por parte del regulador y de acuerdo con su agenda, la metodología en firme sería expedida durante el 2017.

- ▶ Además, están en consideración la Resolución 026 de 2017 publicada en abril, que aborda temas relacionados con remuneración y procesos competitivos para proyectos 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, en la cual incluye los siguientes proyectos que son complementarios al sistema de TGI:
 - i. Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita
 - ii. Construcción Loop 10", Mariquita - Gualanday
 - iii. Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena
 - iv. Compresores El Cerrito – Popayán
- ▶ Adicionalmente, esta resolución define proyectos que dada su localización son complementarios al sistema de TGI, y que tendrán un proceso de selección competitivo, los cuales se mencionan a continuación:
 - i. Construcción Planta de Regasificación del Pacífico
 - ii. Construcción del Gasoducto Buenaventura – Yumbo
- ▶ En relación con los procesos adelantados para el reconocimiento de las inversiones necesarias en los gasoductos que cumplen vida útil normativa (VUN), durante el primer trimestre de 2017 TGI ha remitido a la CREG la información requerida para la valoración de 60 activos. A la fecha de conformidad al procedimiento establecido por la Resolución CREG 126 de 2010, art. 14, se espera el nombramiento de un perito que valore la infraestructura para que la Comisión proceda a determinar los valores de reposición a nuevo y/o continuar operando. A su vez se informó a la CREG la decisión de TGI de reponer un ramal (Pompeya) y continuar operando 7, que constituyen la segunda solicitud de reconocimiento de inversiones de activos que cumplen VUN.
- ▶ De otra parte y ante la expedición de la Resolución CREG 261 de 2016, con la cual se aprobaron, entre otros, los cargos regulados para los gasoductos de la primera solicitud de VUN, TGI interpuso recurso de reposición contra el citado acto, argumentando errores de transcripción para el diámetro de un gasoducto y errores en la remuneración definida para las inversiones realizadas como PNI t-1, IFPNI t-1 y PNI t. A la fecha TGI se encuentra a la espera del acto a través del cual la Comisión resuelva el recurso interpuesto.
- ▶ Al cierre del primer trimestre del 2017 el promedio de volumen transportado por la infraestructura de TGI fue de 428.14 Mmpcd, cifra que representa una cuota de mercado del 46.9% en el volumen transportado durante el primer trimestre de 2017.

Tabla N° 17 - Estado de los proyectos de expansión en Colombia – 1T 2017

	Descripción	Capex (USD mm)	Ampliación capacidad (Mmpcd)	Ejecución (%)	Entrada en Operación
Cusiana Fase III	Ampliación de la capacidad de compresión mediante el suministro y puesta en operación de tres nuevas unidades	31.0	20	78	2T 17
Cusiana – Apiay - Ocoa	Ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto Cusiana – Apiay en 32 Mmpcd y del ramal Apiay – Ocoa en 7 Mmpcd.	48.26	39	36	En ejecución
Loop Armenia	Construcción Loop Armenia de 37,5 Km en 8"	24.35	8.2	46	4T 17
Cusiana Fase IV	Ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto Cusiana-Vasconia : I. 43 Mmpcd para el tramo Cusiana - Vasconia mediante la construcción de un loop de 49,6 Km en 24" II. 17 Mmpcd para el tramo Puente Guillermo - Vasconia, mediante la ampliación de la	78.0	43	11	I. Cusiana - Vasconia 4T 2018 II. Puente Guillermo – Vasconia 3T 2017

Reposición y Mantenimiento por cumplimiento de vida útil normativa	Estación Compresora de Puente Guillermo.				
	18 gasoductos de sistema de TGI finalizan su vida regulatoria. TGI decidió reponer a nuevo cinco (5) tramos y continuar operando los otros trece (13)	49.0	N.A.	3	2018-19

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

3.3. TRECSA

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:

- ▶ 868 kilómetros de líneas de transmisión.
- ▶ 11 subestaciones nuevas.
- ▶ 12 ampliaciones de subestaciones existentes.
- ▶ 2113 sitios para torres.

Avances del proyecto

Con los nuevos trazos de líneas de transmisión:



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

Estatus	Cantidad de Municipalidades	Porcentaje
Aprobado	59	72%
Revocado	2	2%
Denegado	1	1%
No Otorgado	13	16%
En Trámite	7	9%
Total	82	100%

Construcción de líneas de transmisión:

- ▶ Energizado 344 (40% de 868km).
- ▶ Obra Civil 1318 (62 % de 2113 sitios para torre).
- ▶ Montaje 1288 (61% de 2106 sitios para torre).
- ▶ Tendido 440 (51% de 866 km).

Nota: los valores totales aumentaron con respecto a informes anteriores, por tal motivo los porcentajes de avance se ven afectados.

Construcción de subestaciones:

- ▶ Energizadas 52% (12 de 23 subestaciones)
- ▶ En construcción 30% (7 de 23 subestaciones)

- ▶ Con situaciones por resolver 17% (4 de 23 subestaciones)

3.4. EEBIS GUATEMALA

Proyecto Cempro

Etapa 1:

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.

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%).
- ▶ Está pendiente la definición por parte de CEMPRO de las fechas de entrega de los sitios pendientes.

Subestaciones.

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

Avance de cronograma.

Cuadro N° 2 – Avance del cronograma Proyecto Cempro de EEBIS GUATEMALA – 1T 2017

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

Proyecto Pronico

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.

Cuadro N° 3 – Avance del cronograma Proyecto Pronico de EEBIS GUATEMALA – 1T 2017

 Ejecutado	
Ingeniería Subestaciones	100%
Ingeniería Líneas de Transmisión	100%
Gestión Ambiental -EIA-	100%
Gestión Estudios eléctricos	99%
Global Ponderado	98%

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%)
- ▶ 53 Kilómetros con acuerdo (58%)
- ▶ 01 Kilómetros en negociación (2%)

Líneas de transmisión:

- ▶ Energizado 11 (12% de 92 km).
- ▶ Obra Civil 223 (91% de 244 sitios para torre).
- ▶ Montaje 221 (91% de 244 sitios para torre).
- ▶ Tendido 76 (83% de 92 km).

Subestaciones:

- ▶ Energizadas 29%
- ▶ Obra civil 97%
- ▶ Montaje 80%
- ▶ Pruebas 56%

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

Avance de cronograma.

Cuadro N° 4 – Avance del cronograma Proyecto Anillo Pacífico sur de EBBIS GUATEMALA – 1T 2017

Ejecutado	
	
Líneas de transmisión	92%
• Diseño	100%
• Suministros	100%
• Construcción	84%
Subestaciones	89%
• Diseño	100%
• Suministros	94%
• Construcción	84%

3.5. REP y CTM Perú

Tabla N° 18 - Indicadores financieros seleccionados REP – 1T 2017

REP Perú	USD Miles		
	1T 2017	1T 2016	Var %
Ingresos operacionales	34,727	33,775	2.8
Costo de ventas	-16,882	-15,878	6
Utilidad operacional	15,824	15,865	-0.3
EBITDA	25,383	24,261	5
Margen EBITDA	0.7	0.7	2.4
Utilidad neta	9,894	9,683	2
Deuda neta (2) / EBITDA	3.0	2.0	50.0
EBITDA / Intereses (3)	9.0	8.1	11.2

- ▶ REP reportó un aumento en los ingresos operacionales debido a una reducción en los contratos de operación y mantenimiento con Consorcio Transmantaro e ISAP. De la misma manera los costos de ventas crecieron a causa del incremento de la provisión de mantenimiento y la amortización de nuevas ampliaciones. 13,15,16.
- ▶ Los gastos no operacionales se modificaron relativamente a razón de un mayor gasto financiero al no tener gastos capitalizables.

Proyectos de inversión REP:

- ▶ El CAPEX de construcción de las Ampliaciones se vienen realizando con generación de Caja de la empresa. Ampliación 12, 13, 14, 15, 16, y 17.

Tabla No 19 - Indicadores financieros seleccionados de CTM – 1T 2017

CTM Perú	USD Miles		
	1T 2017	1T 2016	Var %
Ingresos Operacionales Ajustados	34,753	32,481	7.0
Costo de ventas	-12,156	-12,268	-1
Utilidad operacional	22,398	20,059	11.7

EBITDA	31,418	28,638	10
Margen EBITDA (%)	90.4	88.2	2.5
Utilidad neta	12,456	9,859	26
Deuda neta (2) / EBITDA	6.0	6.3	-5.2
EBITDA / Intereses (2)	4.09	3.9	4.3

- ▶ Para CTM, el incremento en ingresos operacionales y en EBITDA se debe a la puesta de operación comercial del proyecto de línea de transmisión Machupichu-Cotaruse en agosto de 2015.
- ▶ La variación en los costos se debe a la actualización del contrato de operación y mantenimiento. a su vez los gastos administrativos y de ventas variaron dado los cambios en los servicios de asesorías y honorarios.
- ▶ Los gastos no operacionales variaron en un debido a una mayor capitalización de los intereses que se debe a mayor inversión en proyectos.

Proyectos de inversión CTM:


- ▶ *CONCESION L.T. 500 kv MANTARO – MARCONA*: LT 916 Km Valor de la inversión USD 446.9 millones Fecha de entrada en operación, 3T 2017.
- ▶ *CONCESION- LT LA PLANICIE –INDUSTRIALES*: LT 17.3 Km. Valor de la inversión USD 51.5 millones Fecha de entrada en operación, 3T 2017.
- ▶ *CONCESION- LT FRIASPATA MOLLEPATA y SE ORCOTUNA*: LT 94.0 Km Nueva SE Orcotuna. Valor de la inversión USD 52.2 millones. Fecha de entrada en operación, 2T 2018.
- ▶ *CONCESION- Carapongo*: SE Carapongo 500/220 kV y Enlaces de Conexión. Valor de la Inversión USD 61.9 millones. Fecha de entrada en operación, 2T 2018.

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 1T 2017

	
Capacidad instalada – MW	3,509
Composición de la capacidad	11 Hidros y 2 térmicas
Generación – Gwh	3,782
Ventas – Gwh	4,243
Control	Enel Energy Group
Participación de EEB	51.5% correspondiente a: 37.4% acciones ordinarias y 14.1% preferenciales sin derecho a voto

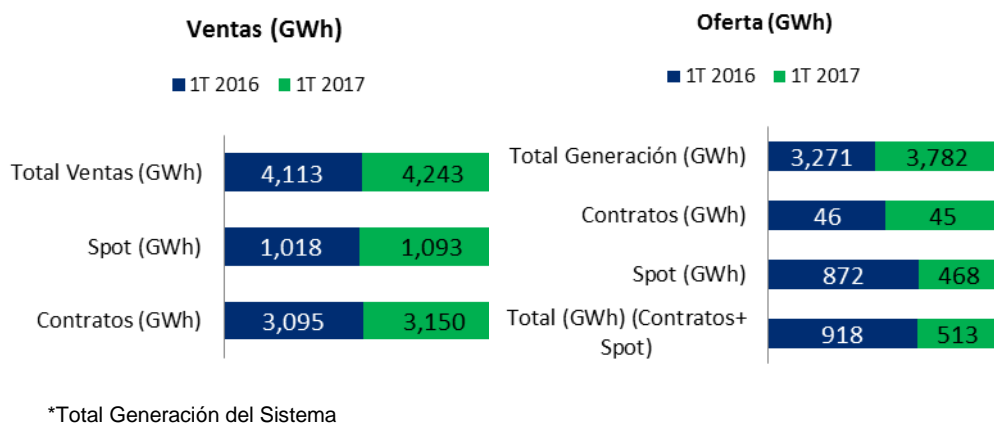



Tabla No 21 - Indicadores financieros seleccionados de Emgesa

	COP Millones			USD Millones		
	1T 2017	1T 2016	Var %	1T 2017	1T 2016	Var %
 Ingresos operacionales	796,133	1,104,880	-27.9	272.42	340.06	-19.9
Margen de Contribución	532,475	609,743	-12.7	182.20	187.67	-3
EBITDA	476,024	539,662	-11.8	162.88	166.10	-1.9
Margen EBITDA Trimestral - %	59.79	48.84	0.2	59.79	48.84	0.2
Utilidad neta	215,880	219,264	-1.5	73.87	67.49	9.5
Dividendos pagados	200,037	187,911	6.5	68.45	57.84	18.3

- ▶ Los ingresos registrados por EMGESA en el primer trimestre de 2017 disminuyeron frente al mismo período de 2016 a pesar del aumento de los volúmenes de ventas a través de contratos y en el mercado spot, dado que los precios de la electricidad en el mercado spot estaban por debajo de los niveles excepcionalmente altos registrados en el mismo período en 2016, como resultado de la reducción en la disponibilidad hídrica atribuible al fenómeno El Niño (ENSO).
- ▶ El EBITDA disminuyó debido a la disminución de los ingresos. Sin embargo, el impacto negativo de los menores ingresos fue parcialmente compensado por el menor costo de ventas (-46,8%), explicado por la reducción del consumo de combustible en comparación con el mismo período de 2016, cuando la producción de las centrales térmicas (Cartagena y Termozipa) fue superior para soportar el impacto de El Niño en la generación hidroeléctrica.
- ▶ La utilidad neta de EMGESA disminuyó ligeramente durante el primer trimestre de 2017, ya que el menor EBITDA fue compensado casi totalmente por una reducción significativa (-25,3%) en los gastos financieros netos, debido al menor Índice de Precios al Consumidor (IPC) al cual se indexan los intereses de la mayor parte de la deuda de la Compañía, y por un menor impuesto de renta más bajo en comparación con el primer trimestre de 2016.

Hechos Relevantes EMGESA S.A. E.S.P.

- ▶ El 27 de septiembre de 2016 se llevó a cabo la colocación del primer lote del Octavo tramo del Programa de Emisión y colocación de Bonos ordinarios de Emgesa S.A. ESP por un monto de hasta trescientos cincuenta mil millones de

pesos (\$350.000.000.000) ofrecido en uno o varios lotes y con destinación de su totalidad a la refinanciación de obligaciones financieras de la compañía.

- ▶ El 18 de enero de 2017 Emgesa S.A. E.S.P. informa al mercado que realizó la inscripción en el libro de accionistas de las compañías resultantes de la fusión llevada a cabo en Chile entre Enersis América S.A. y Endesa Américas S.A. en la cual Enersis Américas absorbió a Endesa Américas y posteriormente cambió su razón social a Enel Américas, sin que se vieran afectadas las participaciones accionarias.
- ▶ El 16 de febrero de 2017 la Junta Directiva de Emgesa S.A. ESP, aprobó modificar el Reglamento del Programa de Emisión y Colocación de Bonos Ordinarios de la Compañía, con el fin de incluir la posibilidad de emitir papeles comerciales bajo el Programa.
- ▶ El 16 de marzo de 2017, la Junta Directiva de Emgesa S.A. ESP aprobó el nombramiento de la señora Sylvia Di Terlizzi Escallón como nueva Representante Legal para Asuntos Judiciales y Administrativos.
- ▶ El 29 de marzo de 2017 la Asamblea General de Accionistas de Emgesa S.A ESP, en su sesión ordinaria, aprobó la distribución de utilidades y el pago de dividendos con cargo al ejercicio 2016 a razón de US \$0.1107 por acción.
- ▶ El 24 de abril de 2017, La Junta Directiva de Emgesa S.A. ESP en sesión ordinaria, aprobó la composición del Comité de Buen Gobierno y Evaluación.
- ▶ El 28 de abril de 2017, Fitch publica el informe técnico de calificación de Emgesa. Fitch afirma en AAA (col) las calificaciones de Emgesa, con perspectiva estable.

Avance proyectos de inversión EMGESA:

Tabla N° 22 Inversiones – Emgesa

		1T 2017	1T 2016	Var %
Millones COP		38,804	21,969	76.6
Millones USD		13	7	85.7

- ▶ Durante el primer trimestre de 2017, las inversiones de EMGESA aumentaron significativamente en comparación con el primer trimestre de 2016. Estas inversiones se dirigieron al mantenimiento de los activos de la Compañía, considerando principalmente que las centrales térmicas estuvieron en operación constante durante el primer semestre de 2016 para apoyar el Sistema Interconectado Nacional durante El Niño.

OTRAS COMPAÑÍAS


5.1 PROMIGAS

Tabla No 23- Panorámica de Promigas al 1T 2017

	
Número de clientes	10
Volumen de ventas - mmpcd	339.1

Participación de mercado - %	40
Red – km	2,559
Ingresos operacionales - COP Millones	285,242
Participación de EEB Gas - %	15.6

Tabla N° 24- Indicadores Financieros Seleccionados Promigas – Cifras a Marzo 2017

	COP Millones			USD Millones	
	1T 2017	1T 2016	Var %	1T2017	1T 2016
Ingresos operacionales	285,242	270,521	5.4	99	89.5
Costos de Ventas	26,575	20,803	27.7	9	6.9
Utilidad operacional	219,404	215,754	1.7	76	71.4
EBITDA	242,489	234,727	3.3	84	77.7
Margen EBITDA (%)	85.0	86.8	-2.0	85.0	86.8
Utilidad neta	164,758	170,969	-3.6	57	56.6
Deuda neta (1) / EBITDA	2.17	1.8	23.3	2.2	1.8
EBITDA / Intereses (2)	5.7	8.5	-33.4	5.7	8.5

- ▶ Los ingresos operaciones aumentaron por un aumento de la tarifa autorizada en transporte de gas a partir de la resolución CREG de mayo de 2015. Por otra parte, los ingresos operacionales incluyen ingresos por Método de Participación y Dividendos por considerarse como parte de la operación del negocio.
- ▶ Los costos de ventas aumentan por un registro en 2015 del 50% pendiente de un convenio con Corpamag para terminación de contrato de dragado de Caño Clarín.
- ▶ La utilidad neta presenta un aumento explicado por menores gastos no operacionales
- ▶ El EBITDA e indicadores también tienen en consideración dividendos e ingresos por activos financieros.

Avance proyectos de inversión Promigas:

Tabla No 25 Inversiones – Promigas

	1T 2017	1T 2016	Var %
COP Millones	18,399	105,549	(82.6)
USD Millones	6.4	34.9	(81.7)

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 marzo de 2017: 2,880.24
 - TRM al 31 de marzo de 2016: 3,022.35
- ▶ 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 a Marzo de 2017

Tabla N° 26 – Estado de Resultados Consolidado EEB

	1T 2016	1T 2017	Variación	% Var.
Ingresos Operacionales	927,537	771,425	-156,112	-16.8%
Distribución de gas natural	377,249	398,773	21,524	5.7%
Transporte de gas natural	376,712	300,211	-76,501	-20.3%
Distribución de electricidad	103,840	-	-103,840	-
Transmisión de electricidad	69,736	72,440	2,704	3.9%
Costos y Gastos	-610,312	-515,429	94,883	-15.5%
Distribución de gas natural	-303,741	-326,712	-22,971	7.6%
Transporte de gas natural	-139,385	-109,095	30,290	-21.7%
Distribución de electricidad	-90,381	0	90,381	-100%
Transmisión de electricidad	-39,538	-38,911	627	-1.6%
Gastos administrativos	-49,309	-47,215	2,094	-4.2%
Otros ingresos (gastos), neto	12,042	6,503	-5,539	-46.0%
Resultado de las actividades operacionales	317,225	255,996	-61,229	-19.3%
Ingresos financieros	32,135	59,367	-27,232	84.7%
Gastos financieros	-127,957	-135,908	-7,951	6.2%
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	64,736	3,066	-61,670	-95.3%
Participación en las ganancias (perdidas)	232,376	268,956	36,580	15.7%
Ganancia (perdida) antes de impuestos	518,515	451,477	-67,038	-12.9%
Ingreso (gasto) por impuestos	12,026	84,032	72,006	598.8%
Ganancia (perdida)	530,541	535,509	4,968	0.94%
Otro resultado integral	-199,101	-256,907	-57,806	29.0%
Resultado integral	331,440	278,602	-52,838	-15.9%
Ganancia (perdida), atribuible a:				
La controladora	508,720	515,719	6,999	1.4%
Interés minoritario	21,821	19,790	-2,031	-9.3%

Tabla N° 27 – Desagregación EBITDA – Acumulado Consolidado
1T 2017– Cifras en Millones COP

EBITDA CONSOLIDADO	COP Millones
	A Marzo 2017
Ingresos operacionales	1,109,499
Diferencia en cambio neta	-3,066
Ingresos financieros	-59,367
Método de participación Patrimonial	-268,956
Total ingresos	778,111
Costos Operacionales	-474,717
Gastos Operacionales	-183,305
Gastos Financieros	135,908
Interés minoritario	-19,790
Depreciación	64,936
Amortización	33,887
Impuestos	39,432
Provisiones	6,453
Dividendos Recibidos	697,020
TOTAL	1,077,934

Anexo 4: Estados financieros consolidados de EEB e individuales:

<http://www.grupoenergidebogota.com/inversionistas/estados-financieros>

Anexo 5: Método de Participación en compañías asociadas

Tabla N° 28 Desglose Método de Participación 1T 2017 COP millones

Empresa	1T 2016	1T 2017
Emgesa	100,110	112,019
Codensa	61,655	81,263
Gas Natural	16,065	15,192
REP	12,584	10,502
CTM	12,813	14,561
EMSA	2,177	1,518
Promigas	26,740	25,277
Transmisoras Brasil	231	8,623
Total	232,376	268,956

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 Transmataro,
- ▶ 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,
- ▶ Millones: 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 EEB

- ▶ 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 Grupo EEB es uno de los emisores colombianos más importantes de deuda corporativa en los mercados de capitales internacionales. En octubre de 2007, EEB 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.