



**GRUPO ENERGÍA
DE BOGOTÁ**

Informe para Inversionistas

AÑO 2016

Bogotá D.C., Marzo 23 de 2017

Bogotá D.C., Marzo 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 2016	3
1.3.	Hechos relevantes Grupo Energía de Bogotá.....	4
2.	Soluciones Energéticas Urbanas.....	5
2.1.	CODENSA.....	6
2.2.	CÁLIDDA.....	7
2.3.	GAS NATURAL.....	8
2.4.	CONTUGAS	9
3.	Interconexión para el Desarrollo de Mercados	9
3.1.	EEB TRANSMISIÓN	10
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 EBITDAS incluidos en este informe	20
	Anexo 3: Estado de resultados consolidados a Diciembre de 2016	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 2016

(GWh)	Colombia	Perú	Guatemala
Capacidad instalada – MW	66,145	10,295*	12,795
Demanda – GWh	66,311	16.109	6,112
Variación demanda 2016/ 2015 - %	0.21	8.8	-0.41

*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 4T 2016

(Mmpcd)	Colombia	Perú
Reservas probadas y probables – TPC (2016 COL y 2015 PER)	4.3	17.9
Demanda interna - mmpcd	1,006	1,356
Variación demanda interna 2016 / 2015 (%)	-4.1	10.3
Explicación variación demanda	<p>En el 2016, el descenso en la demanda se debió principalmente al sector petroquímico y el sector termoeléctrico.</p> <p>El consumo termoeléctrico percibió una reducción del 17.6% para el año completo 2016, y una reducción del 43.1% para el cierre del cuarto trimestre, debido a que durante el último trimestre de 2015 e inicios de 2016 se mantuvieron las condiciones del fenómeno El Niño, razón por la cual el consumo térmico fue mayor, en comparación con lo ocurrido en los últimos trimestres del 2016.</p>	<p>-Conexión de nuevos clientes industriales y mayor volumen facturado lideraron el incremento en la demanda de gas natural.</p> <p>La variación de la demanda del 4T16 al 4T15 es de 10.38% (+ 127.52 MMPCD) y se debe principalmente al mayor gas usado para la exportación Planta Melchorita, la generadora Chilca Fenix Power y Termochilca.</p> <p>La variación de la demanda del 4T16 respecto al 3T16 es de 4.5% y se debe al aumento del gas exportado en los puntos de entrega de Planta Melchorita, Chilca-Fenix Power y Enersur Chilca frente al trimestre anterior. Asimismo se registró menor consumo de Termo Chilca.</p>

Fuentes: UPME, CONCENTRA, MEM, Osinergim

1.2. Resumen de los resultados financieros de GEB 2016

COP Millones	Indicadores financieros			Acumuladas		
	4T 16	4T 15	%	2016	2015	%
Ingresos	774,598	1,130,896	-31.5	3,132,827	3,419,610	-8.3
Costos y Gastos Operacionales	626,607	815,747	-23.2	2,053,308	2,348,750	-12.5
Resultado actividades operacionales	147,991	315,149	-53.0	1,079,519	1,070,860	0.8
Método de Participación	162,313	443,464	-63.4	911,481	1,161,771	-21.5
EBITDA Consolidado Ajustado	430,226	401,829	7.1	2,611,932	1,807,667	44.4
Resultado neto	250,041	447,371	-44.1	1,355,928	1,060,468	27.9

- ▶ El Grupo Energía de Bogotá reportó resultados financieros consolidados al cierre del cuarto trimestre de 2016; los ingresos operacionales consolidados de EEB, casa matriz del Grupo Energía de Bogotá -GEB-, alcanzaron (+COP 3,132,827 millones) lo que significó un decrecimiento del 8,3% respecto del año anterior explicado principalmente por un menor desempeño en distribución de gas natural en Perú producto de la tarifa y a un mejor desempeño del transporte de electricidad y transporte de gas natural en los mercados donde GEB tiene presencia. Se excluye de este análisis, la distribución de electricidad dada la absorción de Empresa de Energía de Cundinamarca por parte de Codensa, lo que significa que estos ingresos ya no hacen parte de la línea de ingreso por distribución de electricidad y se encuentran en los EEFF de Codensa¹.
- ▶ En síntesis, (i) Los ingresos por distribución de gas natural alcanzaron (+COP 1, 542,174 millones) inferiores respecto al año anterior en un 6,50%. (ii) los ingresos por transporte de gas natural y transmisión de electricidad crecieron un 8,30% y 40,26% respectivamente, como producto de la actividad en pesos de TGI y de los nuevos ingresos provenientes de proyectos de transmisión de electricidad UPME.
- ▶ El resultado de las actividades operacionales, en cifras acumuladas, alcanzó al cierre del 2016 (+COP 1, 079,519 millones) comparado con el 2015, mostrando un crecimiento en pesos colombianos del 0.81%, cuyos principales contribuyentes fueron transporte de gas natural y en menor medida la transmisión de electricidad, cuyos costos y gastos se incrementaron por los proyectos en ejecución.
- ▶ Los costos y gastos del Grupo se redujeron en (-COP 295,442 millones) discriminados por negocio de la siguiente manera: (i) (-COP 46,584 millones) en distribución de gas natural derivados de costos de mantenimiento, ampliación del sistema de distribución de gas y costo de instalaciones internas habilitadas en Perú; (ii) (-COP 28,777 millones) en transporte de gas natural derivados de costo de mantenimiento y reparación, los costos de bienes y servicios (especialmente el gas combustible para las compresoras) (iii) (-

¹ Los ingresos, costos y gastos por concepto de distribución de electricidad se reflejan en adelante en el método de participación proveniente de Codensa dada la reciente fusión por absorción de Empresa de Energía de Cundinamarca en el cuarto trimestre de 2016.

COP 67,469 millones) en transmisión de electricidad y (iv) (-COP 32,135 millones) por gastos administrativos y otros ingresos/gastos.

- ▶ Los gastos financieros se incrementaron en 10.5% en la variación respecto del 2015 alcanzando el valor de (+COP 509,773 millones) de los cuales EEB representó el 47,1% y TGI el 48,9%.
- ▶ La diferencia en cambio neta alcanzó al cierre del año (+COP 142,404 millones), un incremento del 145.6% respecto del mismo período del año 2015 dado principalmente por la revaluación del peso colombiano en el 4.72% y una diferencia en cambio positiva en las obligaciones financieras por valor de (+ COP 175,159 millones).
- ▶ El método de participación patrimonial por su parte reportó una variación de (- COP 250,290 millones) respecto al año inmediatamente anterior donde Emgesa y Transmisoras Brasil obtuvieron las variaciones más significativas².
- ▶ El resultado neto correspondiente al 2016 alcanzó COP 1.35 billones, con un crecimiento del 27.8% frente al año 2015 como resultado de la actividad operacional y no operacional del Grupo.
- ▶ El EBITDA, por su parte, alcanzó COP 2.6 billones al cierre de 2016. Un 44% más que el mismo año inmediatamente anterior y un margen EBITDA del 61.6%.

1.3. Hechos relevantes Grupo Energía de Bogotá

- ▶ Por tercer año consecutivo la Bolsa de Valores de Colombia (BVC) entregó el Reconocimiento-IR a la Empresa de Energía de Bogotá como uno de los referentes en emisión del mercado de valores, por su compromiso con la adopción de mejores prácticas en revelación de información y relación con el inversionista.
- ▶ Se autorizó al Distrito Capital de Bogotá, por medio de la Plenaria del Concejo la enajenación de hasta el 20% de su participación accionaria, equivalente a 1.836.235.403 acciones de EEB, por medio de un programa de democratización. La autorización tuvo la aprobación mediante el Proyecto de Acuerdo 472 de 2016 con el cual se autorizó la enajenación de la participación accionaria que posee en ISA, Grupo Nutresa S.A., Banco Popular S.A. y a la EEB GAS SAS para que enajene la participación accionaria que posee en Promigas S.A. E.S.P
- ▶ La acción de la Empresa de Energía de Bogotá se ubicó como la onceava acción de mayor preferencia, entre las que componen COLCAP de la bolsa de valores de Colombia.
- ▶ La agencia Standard and Poor's (S&P) reafirmó la calificación crediticia (BBB-) de la deuda corporativa de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP y sus Filiales Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P. (TGI) y Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Cálidda) nota que corresponde a grado de inversión.
- ▶ La Compañía consolidó su estrategia en América Latina, reconfigurándola en tres grandes Grupos Estratégicos de Negocios: Soluciones Energéticas Urbanas, Interconexión para el Desarrollo de Mercados y Generación de Baja Emisión.

² Para información detallada, consultar la tabla N°28 del anexo 5.

- ▶ Por quinto año consecutivo, la Compañía fue listada en el Índice de Sostenibilidad Dow Jones en la categoría de mercados emergentes, específicamente por sus actividades en el sector Gas Natural.
- ▶ La calificadora de riesgo Moody's, ratificó la calificación de grado de inversión a EEB S.A. E.S.P. y a su deuda en nivel Baa2 tras el anuncio de la democratización del 20% de las acciones que el distrito capital posee en la empresa de Energía de Bogotá reflejando la solvencia de sus métricas crediticias y asumiendo a su vez que la política de dividendos seguirá siendo sostenible hacia sus accionistas.
- ▶ Al inicio del último trimestre del año, la Empresa de Energía de Bogotá alcanzó ingresos operacionales por (COP 2, 358,229 millones) lo que representa un crecimiento del 3% comparado con el comienzo del último trimestre de 2015, liderados principalmente por el negocio de transmisión de electricidad gracias a la entrada en operación de nuevas líneas de transmisión y subestaciones tanto en Colombia como en Guatemala.
- ▶ La agencia Standard & Poor's elevó la perspectiva de "negativa" a "estable" y mantuvo la calificación crediticia de la Empresa de Energía de Bogotá en grado de inversión comentando que el desempeño financiero de EEB ha sido sólido en relación con las expectativas correspondientes a un flujo de dividendos normalizado y reducción de la deuda. Adicionalmente elevó la perspectiva de negativa a estable de sus principales filiales, TGI y Calidda y ratificó su calificación crediticia
- ▶ El proyecto de distribución de utilidades del Grupo de Energía de Bogotá a diciembre de 2016 presenta un valor a disposición de la asamblea de (+COP 908,936 millones) correspondiente a la utilidad neta del ejercicio de la cual el 70,52% representa la relación de dividendos.

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 – 2016

COP Mm	Codensa	Cálidda (USD Miles)	Gas Natural	Contugas (USD Miles)
Ingresos operacionales	4,189,696	535,803	2,269,208	57,201
Utilidad operacional	1,787,742	95,137	525,556	3,660
EBITDA	1,409,479	124,264	429,907	10,390
Utilidad neta	542,880	55,373	274,219	-10,644

*EEC, compañía absorbida por Codensa desde 30/9/2016. Último informe en el que se reporta EEC.
En adelante, cifras dentro de EEFF de Codensa.

2.1. CODENSA

Tabla No 6 - Panorámica de Codensa al 2016



 Grupo Enel	
Número de clientes	3,248,570
Participación de mercado - %	22.10%
Demanda Codensa – Gwh	14,646
Var % demanda 2016 vrs. 2015	-2.94%
Índice de pérdidas (%)	7.06%
Control	Enel Energy Group
Participación de EEB	51.5% (36.4% ordinarias; 15.1% preferenciales sin derecho a voto)

Tabla No 7 - Indicadores financieros seleccionados de Codensa – 2016

 Grupo Enel	COP Millones			USD Million		
	2016	2015	Var %	2016	2015	Var %
Ingresos operacionales	4,189,696	3,711,866	12.9	1,373.2	1,353.0	1.5
Margen de Contribución	1,787,742	1,611,108	11.0	586.0	587.3	-0.2
EBITDA YTD	1,409,479	1,238,636	13.8	462.0	451.5	2.3
Margen EBITDA LTM %	33.6	33.4	-	33.6	33.4	-
Utilidad neta	542,880	516,935	5.0	177.9	188.4	-5.6
Dividendos pagados	435,049	552,744	-21.3	142.6	201.5	-29.2
Deuda Neta / EBITDA LTM	0.7	0.6	-	0.7	0.6	-
EBITDA UDM / Intereses	7.56	8.51	-	7.6	8.5	-

- ▶ Los ingresos operacionales crecieron por los cargos de distribución y comercialización derivado de mayores niveles de IPC e IPP durante 2016, se reflejó en el comportamiento positivo de los ingresos.
- ▶ El EBITDA de Codensa fue de \$1.409.479 millones de pesos, mostrando un incremento del 13.8% con respecto al 2015 y un margen de 33.6% sobre los ingresos operacionales.
- ▶ Codensa registró una utilidad neta de \$542.880 millones de pesos al cierre de 2016, presentando un aumento del 5% respecto al mismo período del año anterior, debido principalmente al comportamiento favorable del EBITDA, las mejoras en los indicadores de operación, que fueron contrarrestados por la afectación al gasto financiero y el incremento en la tarifa de Renta + CREE en 2016 respecto a la aplicada en 2015.

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

- ▶ El 15 de septiembre se llevó a cabo la colocación del primer lote del cuarto tramo de programa de emisión y colocación de bonos ordinarios de Codensa S.A. ESP. La adjudicación fue una subserie E4 por (+COP 90.000 millones) a un plazo de 4 años y con una tasa cupón 7,70% E.A. los recursos se destinarán para financiar el plan de inversiones de la compañía.

- ▶ El 26 de agosto de 2016 se notificó de la resolución No. 300-002988 del 18 de agosto del mismo año, por medio de la cual la Superintendencia de Sociedades de Colombia, autorizó la fusión por absorción entre Codensa, Decsa S.A. ESP y EEC S.A. ESP.
- ▶ El 25 de Julio Fitch Ratings afirma Calificación de Programa de Bonos de Codensa en AAA (col) con perspectiva Estable.
- ▶ El 28 de marzo de 2016 La Junta Directiva de Codensa S.A. ESP aprobó la ampliación del cupo de endeudamiento total de Codensa en \$41.500 millones hasta un cupo total de \$1.756.500 millones.


Avance proyectos de inversión CODENSA:

Tabla N° 8 Inversiones – Codensa – 2016

 Grupo Enel	2016	2015	Var %
Millones COP	643,446	454,735	41.50
Millones USD	210.9	165.76	27.23

2.2. CÁLIDDA

Tabla N° 9 - Indicadores seleccionados de Cálidda – 2016

 Cálidda GAS NATURAL DEL PERÚ	2016	2015	Var %
No de clientes	438,400	345,136	27.0
Ingresos operacionales - USD Miles	535,803	540,777	-0.9
Utilidad operacional – USD Miles	95,137	79,449	19.7
EBITDA UDM – USD Miles	124,264	103,729	19.8
Margen EBITDA	23.2%	19.2%	20.9
Utilidad neta – USD Miles	55,373	33,583	64.9
Deuda neta / EBITDA UDM*	2.6	2.6	3.1
EBITDA UDM / Intereses UDM*	8.0	6.8	18.1

*Nota: Datos trimestrales

- ▶ Al cierre del 2016, tenemos 93,263 nuevos clientes en el 2016 (91,934 residenciales), lo que significa un cumplimiento del 96% del presupuesto del año (88,880 vs 2015). Así mismo, se lograron conectar 1,293 clientes comerciales (vs. 1,220 conseguidas en el 2015), 28 Industriales (vs. 19 del 2015), 8 GNV (vs. 12 del 2015) y 1 Generadora (vs. 0 del 2015).
- ▶ En el 2016 se vendieron 131,679 conexiones, sobrepasando el objetivo anual en 23% y al 2015 en 12%.
- ▶ Se construyeron 1,397 km de redes de polietileno, 114 km más que los construidos en el 2015 y 39 km de acero, 10 km más que los construidos en el 2015.
- ▶ La penetración de redes (conexiones/usuarios frente a red) para el 2016 fue de 58.7%, habiendo aumentado en 2.1% comparado con el año anterior.
- ▶ Desde el 1 de setiembre se iniciaron las ventas utilizando el descuento Bonogas (FISE), el cual es un subsidio a la instalación interna. Desde dicha fecha hasta el cierre del año se lograron ejecutar 50,317 ventas de las cuales 38,171 fueron con descuento FISE.
- ▶ A continuación, se mencionará el status de algunos de nuestros grandes proyectos de operaciones:

- ▶ *ERP San Martín de Porres:* Se habilitó el 27 del mes.
- ▶ *Cluster Puente Piedra II:* El proyecto cluster Puente Piedra se encuentra con un avance del 99%. Se presentaron problemas sociales por la instalación de peajes en la zona. Se estima la habilitación en la 3era semana de enero.
- ▶ *Reubicación Aeropuerto:* La reubicación de tubería en la zona de la Ampliación del Aeropuerto sigue en ejecución con un avance de 58%. Se encuentra en proceso de la canalización de tubería de 20" y se revisan interferencias no declaradas con el MTC y temas sociales para algunos sectores del proyecto.

2.3. GAS NATURAL

Tabla N° 10– Panorámica de Gas Natural 2016



	
Ingresos operacionales - COP MM	2,269,208
EBITDA Trimestral - COP millones	87,788
Control	Gas Natural de España
Participación de EEB	25%

Tabla No 11 - Indicadores financieros seleccionados de Gas Natural – 2016

	COP Millones			USD Millones	
	2016	2015	Var %	2016	2015
Ingresos operacionales	2,269,208	1,953,652	16.2	756.2	620.3
Costo de Ventas	1,743,652	1,462,607	19.2	581.1	464.4
Utilidad operacional	402,118	378,055	6.4	134.0	120.0
EBITDA	429,907	401,031	7.2	143.3	127.3
Margen EBITDA (%)	18.9	20.5	-7.7	18.9	20.5
Utilidad neta	274,219	260,491	5.3	91.4	82.7
Deuda neta / EBITDA UDM*	3.4	2.5	34.9	3.4	2.5
EBITDA UDM / Intereses UDM*	10.9	18.3	-40.2	10.9	18.3

*Nota: Datos trimestrales

Hechos Relevantes Gas Natural

- ▶ Fitch Ratings Afirma Calificación el 25 de Julio de Gas Natural en 'AAA(col)'; Perspectiva Estable con motivo de su revisión periódica.
- ▶ El 27 de Julio se realiza la citación Asamblea Extraordinaria de Gas Natural S.A. ESP, la cual se llevo a cabo el viernes 19 de agosto de 2016, con el único fin de modificar de manera parcial la Junta Directiva de la sociedad.
- ▶ El 19 de abril de 2016 Gas Natural presenta sus informes de fin de ejercicio con corte al 31 de diciembre de 2015

Tabla No 12 - Inversiones - Gas Natural Acumulado

	2016	2015	Var %
COP Millones	23,452	24,663	-4.9
USD Millones	7.82	7.83	-0.2

2.4. CONTUGAS

- ▶ Al cierre de año se registraron 39,435 clientes residenciales habilitados, con un avance del 99% frente a la meta del contrato de concesión para abril de 2017.
- ▶ Durante 2016, Contugas habilitó 9 nuevos grandes clientes adicionales, para cerrar el año con 61 grandes clientes consumiendo.
- ▶ Dentro de los nuevos grandes clientes, Contugas habilitó en noviembre de 2016 a la nueva Central Térmica Luren-Electrodunas, la primera planta de generación a gas natural en el Perú bajo el concepto de generación distribuida, que permitirá atender a la mitad de la población de la ciudad de Ica sin pasar por el Sistema Interconectado Nacional. El consumo estimado de este nuevo cliente es de cerca de 3 MMPCD adicionales.
- ▶ En noviembre de 2016, Contugas suscribió un contrato integral para ofrecer el servicio de suministro, transporte y distribución de gas natural a un nuevo cliente de generación eléctrica. El inicio de operaciones se estima para finales de 2018 o inicios de 2019. El contrato estipula la reserva en firme de una capacidad de suministro de gas natural por 29.5 MMPCD y la posibilidad de aumentar otros 29.5 MMPCD bajo la modalidad de interrumpible. Así mismo, contempla la obligación de pago a cargo del cliente por la reserva de capacidad en firme a partir de junio de 2019.
- ▶ En diciembre, Contugas desembolsó un crédito de corto plazo por S/.20, 000,000 (USD 5.9 MM) con el Banco de Crédito del Perú, para financiar capital de trabajo y requerimientos temporales de liquidez.
- ▶ Considerando las normas de gobierno corporativo del GEB, el Directorio de Contugas aprobó la creación de los siguientes comités: de Gobierno Corporativo; Financiero y de Inversiones; y de Auditoría y Riesgos (preexistente, se modificó la denominación).

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 2016

COP Mm	EEB	TGI	TRECSA ³	Contugas	REP	CTM
	Transmisión	(USD Miles)	(USD Miles)	(USD Miles)	(USD Miles)	(USD Miles)
Ingresos operacionales	231,995	439,133	14,998	57,201	138,245	138,086
Utilidad operacional	144,595	262,622	956	3,660	54,518	89,679
EBITDA	159,574	355,063	6,385	10,390	93,984	122,166
Utilidad neta	96,797	111,237	-5,588	-10,644	69,474	43,027

³ La utilidad neta de TRECSA para 2016 antes de *impairment* ascendió a USD 2.6 millones. TRECSA en aplicación de las Normas Internacionales de Información Financiera reflejó contablemente la diferencia entre el valor en libros del activo frente a su valor recuperable, estimado con base en la metodología de flujo de caja libre. Producto de lo anterior, se registró un gasto de *impairment* por USD 8.2 millones que afectó el resultado del 2016 de la compañía, el cual no implica desembolsos de efectivo y es susceptible de reversión cuando la valoración del activo sea superior a su valor en libros.

3.1. EEB TRANSMISIÓN

Tabla No 14 - Indicadores Transmisión EEB


 ENERGIA de Bogotá	4T 16	4T 15	Var %
Inversiones – COP Millones	178,675	118,122	51.3
Disponibilidad de la infraestructura - % (1)	99.79	99.93	-0.1
Compensación por indisponibilidad - % (2)	0.149	0.023	545.9
Cumplimiento programa mantenimiento - % (3)	99.95	96.00	4.1
Participación en la actividad de transmisión en Colombia - % (4)	12.66	11.71	8.1

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


Proyecto UPME	Avance	IAE USD MM	Fecha Oficial Entrada en operación
Chivor II Norte, Bacata y Líneas	54.9%	5,5	20/05/2017
Cartagena Bolívar 220kV	58.9%	11.6	18/11/2017
Río Córdoba 220kV	53.3%	1,8	22/07/2017
Armenia y Líneas a 230kV	96.0%	1,28	17/04/2017
Tesalia y Líneas a 230kV	85.0%	10,98	18/05/2017
Línea Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500kV	40.8%	21.1	30/09/2017
Refuerzo Suroccidental 500kV	18.3%	24,4	30/09/2018
Ecopetrol San Fernando 230kV*	50.4%	4.1	18/06/2017
Río Córdoba Transformadores 220/115 kV*	79.2%	0,51	08/08/2017
La Loma 500kV	62.1%	1,29	30/03/2017
La Loma 110kV*	9.5%	5.5	30/06/2018
Conexión Drummond Ltd*	24.2%	0,69	22/07/2017

IAE: Ingresos Anuales Esperados.

*los Ingresos son en COP, conversión a USD con dólar 31 dic 2016 \$3000,71

3.2. TGI

Tabla N° 16 - Indicadores seleccionados de TGI – Cifras 2016

 TGI GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ	2016	2015	Var %
Ingresos operacionales - USD Millones	433	439	-1.4
Utilidad operacional - USD Millones	263	272	-3.4
EBITDA - USD Millones	355	361	-1.7
Utilidad neta - USD Millones	111	45	147.7
Volumen transportado – Mmpcd	494.4	522.6	-5.4
Capacidad contratada en firme - Mmpcd	673.0	672.0	0.1
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 en dólares al cierre de 2016 presentaron una leve disminución del 1.4% comparado con el año inmediatamente anterior, debido principalmente a menores volúmenes de gas transportado (-5.4%) frente al mismo periodo del año anterior, como resultado del menor despacho de las plantas termoeléctricas en interior del país, durante el segundo semestre del 2016, una vez finalizó el Fenómeno del Niño.
- ▶ La utilidad operacional decreció 3.4% en comparación con el 2015, debido a la reducción de los ingresos operacionales y al incremento de costos y gastos operacionales en conjunto del 1.7%.

- ▶ La utilidad neta de la compañía alcanzó USD 111.2 Millones, lo cual representa un incremento de USD 66.3 Millones comparado con el cierre NIIF de 2015, debido a mayores ingresos por diferencia en cambio y a la disminución del gasto en la provisión por impuesto diferido.

HECHOS RELEVANTES TGI

- ▶ La metodología actual para el cálculo de la tasa WACC para efectos tarifarios en las actividades de distribución y transmisión eléctrica y para las actividades de transporte y distribución de gas natural fue expedida a través de la Resolución CREG 095 de 2015. A través de la Resolución CREG 090 de 2016 se expidió para comentarios una propuesta metodológica para la remuneración de la actividad de transporte de gas natural. A la fecha esta propuesta se encuentra en discusión y de acuerdo con la agenda preliminar de la CREG, la metodología en firme sería expedida durante el primer trimestre de 2017.
- ▶ Moody's Ratings y Fitch Ratings ratificaron la calificación del crédito corporativo de TGI en moneda local y extranjera, manteniendo el Grado de Inversión con perspectiva estable. Por su parte, Standard & Poor's ratificó la calificación de deuda corporativa y de emisor en BBB-, mejorando la perspectiva de negativa a estable, alineando la perspectiva de TGI con su casa matriz EEB. De esta forma TGI en 2016 continuó con grado de inversión de parte de las tres principales calificadoras internacionales de riesgo.
- ▶ Segundo paquete de cumplimiento de vida útil normativa: Teniendo en cuenta el cumplimiento del período de vida útil normativa de acuerdo con lo dispuesto con la CREG, para 18 de los gasoductos que conforman el sistema de transporte de TGI; la Junta Directiva aprobó la decisión de inversión en gasoductos que cumple la vida útil así: en el área de los Llanos se repondrá a nuevo 1 gasoducto y en el sur de Bolívar 4 gasoductos y en los 13 restantes se realizarán inversiones en mantenimiento para continuar operándolos. El Capex de estos proyectos tiene un valor aproximado de USD 56.4 millones (USD 16.8 Mm de reposición a nuevo de 5 gasoductos y USD 39.6 Mm en Capex de Mantenimiento de los 13 gasoductos restantes)
- ▶ Al cierre del año el promedio de volumen transportado por la infraestructura de TGI fue de 494 Mmpcd (14.0 Mm³d), y que representa una cuota de mercado del 50.5% en el volumen transportado durante 2016.

Tabla Nº 17 - Estado de los proyectos de expansión en Colombia – 2016

	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	72.3%	3T 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.	48.0	39	23.8%	4T 17
Loop Armenia	Construcción Loop Armenia de 28 Km en 8"	24.3	8.7	31.0%	2T 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 Estación Compresora de Puente Guillermo.	78.0	43	0%	I. Cusiana - Vasconia 4T 2018 II. Puente Guillermo – Vasconia 3T 2017

Reposición y Mantenimiento por cumplimiento de vida útil normativa	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)	57.0	N.A.	0%	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:

- ▶ 868.41 kilómetros de líneas de transmisión.
- ▶ 11 subestaciones nuevas.
- ▶ 12 ampliaciones de subestaciones existentes.
- ▶ 2093 sitios para torres.

Avances del proyecto

Con los nuevos trazos de líneas de transmisión:



Cuadro N° 1 – Estado de los avales de TRECSA – 2016

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 1306 (62 % de 2106 sitios para torre).
- ▶ Montaje 1279 (61% de 2106 sitios para torre).
- ▶ Tendido 429 (50% 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, 73 postes.
- ▶ Con Montaje completo, 55 postes.
- ▶ Está pendiente la definición por parte de CEMPRO de las fechas de entrega de los sitios pendientes.

Subestaciones.

El avance general es de 99%. (Diseño, obra civil, pórticos, barrajes, transformador 69 / 13.8 kV.)

Avance de cronograma.

Cuadro N° 2 – Avance del cronograma Proyecto Cempro de EEBIS GUATEMALA – 2016

		Ejecutado
Líneas de transmisión		84%
•	Diseño	100%
•	Suministros	100%
•	Construcción	46%
Subestaciones		99%
•	Diseño	94%
•	Suministros	100%
•	Construcción	99%

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 – 2016

	Ejecutado
Ingeniería Subestaciones	90%
Ingeniería Líneas de Transmisión	100%
Gestión Ambiental -EIA-	100%
Gestión Estudios eléctricos	95%
Global Ponderado	93%

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:

- ▶ 32 Kilómetros pagados (35%)
- ▶ 59 Kilómetros con acuerdo (64%)
- ▶ 01 Kilómetros en negociación (1%)

Líneas de transmisión:

- ▶ Energizado 11 (12% de 92 km).
- ▶ Obra Civil 213 (87% de 244 sitios para torre).
- ▶ Montaje 213 (87% de 244 sitios para torre).
- ▶ Tendido 57 (61% de 92 km).

Subestaciones:

- ▶ Energizadas 29%
- ▶ Obra civil 97%
- ▶ Montaje 77%
- ▶ Pruebas 47%

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 – 2016

Ejecutado	
	
Líneas de transmisión	88%
• Diseño	100%
• Suministros	100%
• Construcción	77%
Subestaciones	85%
• Diseño	100%
• Suministros	92%
• Construcción	80%

3.5. REP y CTM Perú

Tabla N° 18 - Indicadores financieros seleccionados REP – 2016

REP Perú	USD Miles		
	2016	2015	Var %
Ingresos operacionales	138,245	139,808	-1.1
Costo de ventas	-72,238	-61,958	17
Utilidad operacional	54,518	65,545	-16.8
EBITDA	93,984	95,552	-2
Margen EBITDA	68	68	0
Utilidad neta	69,474	38,212	82
Deuda neta (2) / EBITDA	2.3	2.0	11.1
EBITDA / Intereses (3)	7.7	8.1	-4.2

- ▶ REP presentó menores ingresos por reducción en los contratos de operación y mantenimiento con Consorcio Transmantaro e ISAP.
- ▶ REP presentó menor EBITDA producto de mayores amortizaciones y provisiones por inversión en los proyectos

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 – 2016

CTM Perú	USD Miles		
	2016	2015	Var %
Ingresos Operacionales Ajustados	138,086	120,837	14.3
Costo de ventas	-47,045	-51,555	-9
Utilidad operacional	89,679	68,423	31.1
EBITDA Ajustado	122,166	98,997	23
Margen EBITDA (%)	88.5	81.9	8.0
Utilidad neta	43,027	24,948	72
Deuda neta (2) / EBITDA	6.0	6.1	-2.0
EBITDA / Intereses (2)	4.10	3.6	12.6

- ▶ 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.
- ▶ Se debe a una mayor capitalización de los intereses debido a mayor inversión en los proyectos, la utilidad neta presentó una reducción.

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, 2T 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, 4T 2017.
- ▶ *CONCESION- Carapongo*: SE Carapongo 500/220 kV y Enlaces de Conexión. Valor de la Inversión USD 61.9 millones. Fecha de entrada en operación, 1T 2018.

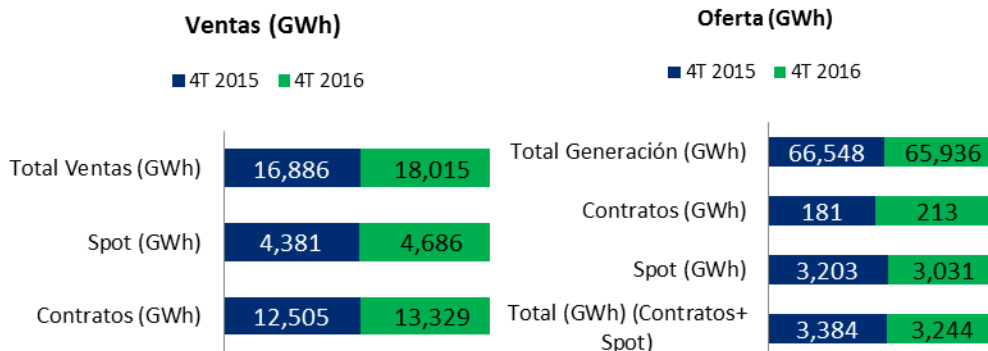
4. GENERACIÓN DE BAJA EMISIÓN

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 4T 2016

 emgesa Grupo Enel	
Capacidad instalada – MW	3,469
Composición de la capacidad	11 Hidros y 2 térmicas
Generación – Gwh	14,975
Ventas – Gwh	13,329
Control	Enel Energy Group
Participación de EEB	51.5% correspondiente a: 37.4% acciones ordinarias y 14.1% preferenciales sin derecho a voto



*Total Generación del Sistema

Tabla No 21 - Indicadores financieros seleccionados de Emgesa

emgesa Grupo Enel	COP Millones			USD Millones		
	2016	2015	Var %	2016	2015	Var %
Ingresos operacionales	3,514,106	3,268,277	7.5	1,151.8	1,191.3	-3.3
Margen de Contribución	2,191,209	1,918,338	14.2	718	699	3
EBITDA YTD	1,984,481	1,725,429	15.0	650.4	628.9	3.4
Margen EBITDA Trimestral - %	56.5	52.8	0.1	56.5	52.8	0.1
Utilidad neta	753,725	885,455	-14.9	247.0	322.8	-23.5
Dividendos pagados	795,166	1,045,672	-24.0	260.6	381.2	-31.6
Deuda Neta / EBITDA UDM	1.9	2.1	-11.0	1.9	2.1	2.1
EBITDA UDM / Intereses P&G	4.0	9.3	-56.8	4.0	9.3	-56.8

- Los ingresos operacionales de Emgesa en 2016 fueron de \$3.514.106 millones de pesos, mostrando un crecimiento de 7,5% con respecto al mismo período de 2015. Entre los factores que explican este crecimiento se destacan las mayores ventas de energía a través de contratos a mayores precios, como resultado del efecto favorable del Índice de Precios al Productor (IPP), al cual se indexan la mayor parte de los contratos de venta de energía en el mercado mayorista, así como a los mayores ingresos por ventas en el spot debido a un mayor volumen de venta (+7% frente al año anterior) y mayores precios lo que se reflejó en la normalización del precio de bolsa.
- El resultado bruto de explotación (EBITDA) creció un 15% en el año 2016 alcanzando \$1.984.481 millones de pesos y representando un margen de 56,5% sobre los ingresos operacionales. Al descontar las depreciaciones y amortizaciones, se obtuvo un resultado de explotación (EBIT) de \$1.690.309 millones, con un incremento anual de 8,3%.

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

- Fitch publica el informe técnico de calificación de Emgesa. La calificación otorgada por Fitch corresponde a AAA(col), con perspectiva estable.
- La compañía (en adelante "Emgesa") se permite informar al mercado que, el 8 de julio de 2016 se realizó la inscripción en el libro de accionistas de Emgesa en Deceval S.A. de las compañías resultantes de la escisión llevada a cabo en Chile (Enersis Américas S.A. y Endesa Américas S.A.), sin que se vieran afectadas las participaciones accionarias.

- 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 trecientos 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.

Avance proyectos de inversión EMGESA:

Tabla N° 22 Inversiones – Emgesa

 Millones COP Millones USD	4T 2016	4T 2015	Var %
		258,198	1,355,027
	86.00	494.00	-82.6

- A lo largo del año 2016 Emgesa realizó inversiones por 258.198 millones de pesos, presentando una disminución de 81% frente a lo presentado en el mismo periodo del año 2015. Lo anterior se explica por la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica El Quimbo en noviembre de 2015.

OTRAS COMPAÑÍAS

5.1 PROMIGAS

Tabla No 23- Panorámica de Promigas al 4T 2016



 PROMIGAS	
Número de clientes	10
Volumen de ventas - mmpcd	386.2
Participación de mercado - %	40
Red – km	2,559
Ingresos operacionales - COP Millones	292,398
Participación de EEB Gas - %	15.6

Tabla N° 24- Indicadores Financieros Seleccionados Promigas– Cifras al 2016

 PROMIGAS	COP Millones			USD Millones	
	2016	2015	Var %	2016	2015
Ingresos operacionales	1,096,961	810,891	35.3	366	257.5
Costos de Ventas	104,793	95,129	10.2	35	30.2
Utilidad operacional	838,803	583,293	43.8	280	185.2
EBITDA	926,254	655,245	41.4	309	208.0
Margen EBITDA (%)	84.4	80.8	4.5	84.4	80.8
Utilidad neta	620,928	461,774	34.5	207	146.6
Deuda neta (1) / EBITDA	1.95	2.4	-19.9	2.0	2.4
EBITDA / Intereses (2)	5.2	6.0	-13.6	5.2	6.0


- ▶ 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.

Hechos Relevantes Promigas

- ▶ El 22 de Septiembre se hace la entrega de Proyecto Distribución de Utilidades de Promigas S.A. E.S.P., aprobado en Asamblea de accionistas realizada en la fecha.
- ▶ El 3 de noviembre Fitch Afirma la Calificación de Promigas en 'AAA con perspectiva estable. La predictibilidad del flujo de caja de Promigas se incluye como una fortaleza en las calificaciones. La generación de EBITDA de la empresa está explicada principalmente por su participación en los negocios regulados de transporte y distribución de gas natural.
- ▶ El 15 de Noviembre Promigas S.A. E.S.P y Canacol Energy Ltd., firmaron un acuerdo que permitirá ampliar la red existente de transporte de gas natural para entregar 100 MPCD adicionales a los usuarios de la Costa Caribe Colombiana, la cual se planea entre en operación a partir de diciembre de 2018.
- ▶ El 16 de Diciembre se informó que la Junta Directiva de Promigas S.A. E.S.P. autorizó al representante legal para realizar operaciones de crédito sindicado con la banca internacional por la cantidad de USD\$200 millones a un plazo de 5 años para atender requerimientos de caja tanto de Promigas como de la filial Gases del Pacífico S.A.C y también para actuar como deudor solidario de las obligaciones de su filial anteriormente mencionada.

Avance proyectos de inversión Promigas:

Tabla No 25 Inversiones – Promigas

	4T 2016	4T 2015	Var %
 PROMIGAS			
COP Millones	355,593	278,374	27.7
USD Millones	118.5	88.4	34.1

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 2016: 3,000.71
 - TRM al 31 de diciembre de 2015: 3,149.47
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza la coma (,) para separar los miles y el punto (.) para separar los decimales.

Anexo 2: Definiciones de los EBITDAS 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 Diciembre de 2016

Tabla N° 26 – Estado de Resultados Consolidado EEB

	2015	2016	Variación	% Var.
Ingresos Operacionales	3,419,610	3,132,827	(286,783)	-8.4
Distribución de gas natural	1,649,413	1,542,174	(107,239)	-6.5
Transporte de gas natural	1,215,232	1,316,145	100,913	8.3
Distribución de electricidad	359,248	-	(359,248)	-100
Transmisión de electricidad	195,717	274,508	78,791	40.3
Costos y Gastos	(2,348,750)	(2,053,308)	(295,442)	12.6
Distribución de gas natural	(1,430,914)	(1,384,330)	(46,584)	-3.3
Transporte de gas natural	(451,835)	(423,058)	-28,777	-6.4
Distribución de electricidad	(319,685)	-	(319,685)	-100
Transmisión de electricidad	(104,881)	(172,350)	67468.64	64.3
Gastos administrativos	(111,107)	(103,968)	(7,139)	-6.4
Otros ingresos (gastos), neto	69,672.0	30,398.3	39,273.7	-56.4
Resultado de las actividades operacionales	1,070,860	1,079,519	(8,659)	0.8
Ingresos financieros	108,247	173,909	(65,662)	60.7
Gastos financieros	(460,938)	(509,773)	48,835.0	10.6
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	(311,815)	142,402	(454,217)	145.7
Participación en las ganancias (perdidas)	1,161,771	911,481	250,290	-21.5
Ganancia (perdida) antes de impuestos	1,568,125	1,797,538	(229,413)	14.6
Ingreso (gasto) por impuestos	(507,657)	(441,611)	-66046.00	-13.0
Ganancia (perdida)	1,060,468	1,355,927	(295,459)	27.9
Resultado integral	2,087,946	1,271,158	816,788	-39.1
<i>Ganancia (perdida), atribuible a:</i>				
La controladora	1,013,867	1,288,984	(275,117)	27.1
Interés minoritario	46,601	66,944	(20,343)	43.7

Tabla N° 27 – Desagregación EBITDA – Acumulado Consolidado
2016– Cifras en Millones COP

EBITDA CONSOLIDADO	COP Millones
	Al 2016
Ingresos operacionales	3,132,827
Otros ingresos	21,908
Ingresos financieros	173,909
Diferencia en cambio neta	142,404
Método de participación Patrimonial	911,481
Total ingresos	4,382,529
Costos Operacionales	-1,979,738
Gastos Operacionales	-103,968
Otros Gastos	-5,170
Gastos Financieros	-509,773
Gastos Financieros	509,773
Interés minoritario	-66,944
Depreciación	272,841
Amortización	124,802
Impuestos	237,570
Provisiones	50,610
Dividendos Recibidos	784,790
TOTAL	2,611,932

Anexo 4: Estados financieros consolidados de EEB e individuales:

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

Anexo 5: Método de Participación en compañías asociadas

Tabla N° 28 Desglose Método de Participación 2015 – 2016 COP millones

Empresa	2015	2016
Emgesa	459,742	391,618
Codensa	269,411	276,618
Gas Natural	60,128	68,527
REP	41,312	34,775
CTM	27,562	51,777
EMSA	7,622	7,641
Promigas	69,723	98,107
Transmisoras Brasil	226,271	(17,582)
Total	1,161,771	911,481

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.