



**GRUPO ENERGÍA  
DE BOGOTÁ**

# **Informe para Inversionistas**

## **II TRIMESTRE 2017**

Bogotá D.C., Agosto 23 de 2017

Bogotá D.C., Agosto 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 2T 2017.....	3
1.3.	Hechos relevantes Grupo Energía de Bogotá.....	4
2.	Soluciones Energéticas Urbanas.....	5
2.1.	CODENSA .....	5
2.2.	CÁLIDDA.....	7
	HECHOS RELEVANTES CALIDDA .....	8
2.3.	GAS NATURAL .....	8
2.4.	CONTUGAS.....	9
3.	Interconexión para el Desarrollo de Mercados.....	10
3.1.	EEB TRANSMISIÓN .....	11
3.2.	TGI.....	11
3.3.	TRECSA .....	13
3.4.	EEBIS GUATEMALA.....	14
3.5.	REP y CTM Perú .....	17
4.	GENERACIÓN DE BAJA EMISIÓN.....	18
4.1	EMGESA.....	18
5.	ANEXOS.....	21
	Anexo 1: Nota legal & Aclaraciones .....	21
	Anexo 2: Definiciones de los EBITDA incluidos en este informe .....	21
	Anexo 3: Estado de resultados consolidados a Junio de 2017 .....	22
	Anexo 4: Estados financieros consolidados de EEB e individuales:.....	23
	Anexo 5: Método de Participación en compañías asociadas .....	23
	Anexo 6: Términos técnicos y regulatorios .....	23
	Anexo 7: Panorámica de EEB .....	24

## 1. Resumen ejecutivo y hechos relevantes

### 1.1. Panorámica sectores

#### Demanda de Electricidad

Tabla No 1 - Panorámica de los sectores eléctricos 2T 2017

(GWh)	Colombia	Perú	Guatemala
Capacidad instalada – MW	16,679	10,295	3,423
Demanda – GWh	16,626	4,042	1,640
Variación demanda 2T 17/ 2T 16 - %	1.7	2.1	3.0

\*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 2T 2017

(Mmpcd)	Colombia	Perú
Reservas probadas y probables – TPC (2016 COL y 2015 PER)	4.3	17.9
Demanda interna - mmpcd	898.6	1,185
Variación demanda interna 2T 2017 / 2T 2016 (%)	-12.4	-2.88
Explicación variación demanda	<p>Durante lo corrido del 2017 el principal sector que marcó la baja en la demanda fue el termoeléctrico, cuyo consumo experimentó una reducción del 36.0%, dado que en 2016 por efecto del impacto del fenómeno meteorológico del Niño, la generación térmica se incrementó, en contrario a lo ocurrido en 2017, cuando la temporada de lluvias se acrecentó y las generadoras térmicas disminuyeron su generación y, por tanto, su consumo de gas natural se redujo.</p> <p>La variación de la demanda del 2T17 al 2T16 es de -2.88% (-35.17 MMPCD) y se debe principalmente al mayor gas usado para la exportación Planta Melchorita (65.6 MMPCD), y Humay (8.8 MMPCD). Asimismo se evidenció un menor consumo por parte de Kallpa (-47.6 MMPCD), Termochilca (-42.7 MMPCD) y Duke Energy (-20.7 MMPCD).</p>	

Fuentes: UPME, CONCENTRA, MEM, Osinergim

## 1.2. Resumen de los resultados financieros de GEB 2T 2017

Tabla N° 3 - Indicadores financieros |

	COP Millones					
	2T 17	2T 16	%	Jun 17	Jun 16	%
Ingresos	802,630	871,102	-7.86	1,574,054	1,798,639	-12.49
Costos y Gastos Operacionales	-496,180	-526,228	-5.71	-1,011,609	-1,136,540	-10.99
Resultado actividades operacionales	306,450	344,874	-11.14	562,445	662,099	-15.05
Método de Participación	257,186	268,279	-4.13	526,142	500,655	5.09
EBITDA Consolidado Ajustado <small>YTD &amp; LTM</small>	1,486,854	1,796,233	-17.22	2,302,553	2,543,833	-9.48
Resultado neto	231,434	439,293	-47.32	766,942	969,834	-20.92

- ▶ El Grupo Energía de Bogotá reportó resultados financieros consolidados al segundo trimestre de 2017; los ingresos operacionales consolidados de EEB, casa matriz del Grupo Energía de Bogotá -GEB-, durante el primer semestre alcanzaron (+COP 1.574,054 millones), lo que significó una disminución de 12.4% respecto al mismo periodo del año anterior explicado principalmente por (i) en segmento de distribución de electricidad producto de la fusión de EEC con Codensa formalizada en Septiembre de 2016 que es ahora contabilizado bajo método de participación patrimonial y se eliminó de la parte operacional, y (ii) en transporte de gas natural, la variación corresponde a cargos fijos: disminuciones por suspensiones contractuales por remitentes y ajuste del IPC en 2017 por COP 20,666 millones y cargos variables: disminución del volumen transportado por efectos del fenómeno del niño y menores ingresos asociados a servicios de parqueo y transporte por COP 18,756 millones.
- ▶ En tanto, los segmentos de distribución de gas natural y transmisión de electricidad presentaron crecimientos: (i) En distribución de gas natural comparando frente al año 2016 se presentaron incrementos USD 4,381 millones por conexión de clientes industriales (Electrodunas principalmente en Lima), ingresos por transporte por USD 8,424 millones y mayores ingresos por construcción del sistema de distribución por USD 1,050 millones y por nuevos clientes USD 1,060 millones.
- ▶ (ii) En segmento transmisión de electricidad, la variación corresponde a los mayores ingresos reconocidos de los proyectos de transmisión en Colombia. Tesalia, Quimbo Cali y los proyectos UPME Bolivar (Cartagenita 51% y Santa Rosa 49%). En TRECSA se reconoce a partir de enero de este año el ingreso por activación de reactores.
- ▶ Los costos y gastos del Grupo en su estructura consolidada recibieron una reclasificación razón por la cual los gastos administrativos presentan un decrecimiento que es compensado con el crecimiento línea a línea por segmento de negocio. En otras palabras, rubros que hacían parte de gastos administrativos en junio de 2016, han pasado a ser parte de la línea de negocio a la que pertenecen producto de la revisión y estandarización de costos.
- ▶ Por otro lado, en la operación normal los costos presentaron el siguiente desempeño, (i) en segmento distribución de gas natural crecieron por mayor amortización de bienes de la concesión en Cálidda, pues el índice de uso del 2017 es mayor al del 2016 por USD 1.5 millones, mayor costo mensual de transporte por mayor reserva de capacidad por USD 4.6 millones, mayores costos de suministros por USD 2.6 millones, mayor avance de la construcción por USD 1.051 millones y finalmente por mayores conexiones en clientes residenciales por USD 0.8 millones (1,800 clientes más que en el 2016). (ii) en segmento transporte de gas natural también crecieron 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) en transmisión de electricidad los costos se redujeron por menores costos de personal, depreciación de servidumbre activadas en TRECESA y contribuciones. Finalmente, en distribución de electricidad se reducen los costos por la no-consolidación de EEC en los estados financieros del Grupo por la fusión con Codensa en septiembre de 2016.

- ▶ El resultado de las actividades operacionales, en cifras acumuladas, alcanzó al cierre del primer semestre de 2017 COP 562,445 millones comparado con el primer semestre del año 2016, mostrando un decrecimiento en pesos colombianos del 15%, principalmente por el efecto de la fusión de EEC tanto en las cuentas de ingresos como de costos.
- ▶ Los gastos financieros se incrementaron en 8.74% en la variación respecto del primer semestre del 2016 alcanzando el valor de COP 269,194 millones dada la reciente emisión de bonos locales en cabeza de EEB S.A. E.S.P.
- ▶ La diferencia en cambio neta alcanzó al cierre del primer semestre del año COP 21,398 millones, un decrecimiento del 114% respecto del mismo período del año 2016 dado principalmente por la revaluación del peso colombiano. Este efecto es contrarrestado por las compañías que se consolidan y cuya moneda funcional es el dólar de los Estados Unidos.
- ▶ El método de participación patrimonial por su parte reportó una variación de 5% respecto al año inmediatamente anterior donde Codensa como compañía asociada y las subsidiarias en Brasil obtuvieron las variaciones más significativas.
- ▶ El resultado neto correspondiente al primer semestre de 2017 alcanzó COP 766,942 millones, con un decrecimiento del 20.9% frente al primer semestre del año 2016 como resultado combinado de la actividad operacional y no operacional del Grupo.
- ▶ El EBITDA, por su parte, alcanzó COP 1.4 billones al cierre del primer semestre de 2017. Una reducción del 17.2% frente al mismo período del año inmediatamente anterior producto principalmente de menores ingresos operacionales.

**Tabla No 4 – Calificaciones EEB y Deuda a Junio 2017**

	Calificación	
S&P	30 Sep. 2016	BBB-/Estable
Fitch International & Local	27 Jun. 2017	BBB/AAA(col)/Estable
Moody's	16 Nov. 2016	Baa2/Estable

### 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 06 de Abril de 2017 se publicó el informe de gestión sostenible 2016 aprobado por la asamblea general de accionistas.

- ▶ El 23 de Mayo de 2017 se publica reporte de resultados financieros consolidados del primer trimestre alcanzando ganancias por \$536 Mil millones de pesos.
- ▶ El 08 de Junio El Distrito Capital expidió los Decretos por los cuales se aprobaron los Programas de Enajenación de las acciones que EEB posee en Grupo Nutresa, Banco Popular, Interconexión Eléctrica y de las acciones que EEB GAS SAS posee en Promigas.
- ▶ El 20 de Junio de 2017 se llevó a cabo la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas en la cual se aprueba garantía de crédito para Contugas y cambio de miembro suplente de Junta Directiva.
- ▶ El 23 de Junio de 2017 alcanzamos un nuevo precio máximo de la acción por valor de COP \$2.020 pesos obteniendo por los analistas del mercado un precio objetivo de COP \$2,034.5.
- ▶ El 27 de Junio de 2017 Moody's reafirma la calificación de Calidda Baa3 y cambia la perspectiva de estable a positiva.
- ▶ El 05 de julio de 2017 se realizó el primer pago de dividendos del 50% de este año. Segundo pago se realizará el 31 de Octubre de 2017. En total serán \$99/acción.

## 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 – Junio 2017**

COP Mm	Codensa	Cálidda (USD Miles)	Gas Natural	Contugas (USD Miles)
Ingresos operacionales	2,220,925	284,538	568,325	21,657
Utilidad operacional	976,666	49,026	75,634	4,737
EBITDA	763,167	66,671	83,951	6,415
Utilidad neta	309,484	30,157	56,725	121

### 2.1. CODENSA

**Tabla No 6 - Panorámica de Codensa al 2T 17**

	
Número de clientes	3,292,556
Participación de mercado - %	22.50%
Demanda Codensa – Gwh	14,974
Var % demanda 2T 17 vrs. 2T 16	-0.15%
Índice de pérdidas (%)	7.88%
Control	<b>Enel Energy Group</b>
Participación de EEB	<b>51.3% (36.5% ordinarias; 14.8% preferenciales sin derecho a voto)</b>

**Tabla No 7 - Indicadores financieros seleccionados de Codensa –2T 2017**

 <b>codensa</b> Grupo Enel	COP Millones			USD Million		
	2T 17	2T 16	Var %	2T 17	2T 16	Var %
Ingresos operacionales	2,220,925	2,011,361	10.4	760.3	644.3	18.0
Margen de Contribución	976,666	859,043	13.7	334.4	275.2	21.5
EBITDA	763,167	674,134	13.2	261.3	215.9	21.0
Margen EBITDA %	34.4	33.5	0.03	34.4	33.5	0.03
Utilidad neta	309,484	267,515	15.7	106.0	85.7	23.6
Dividendos pagados	409,277	271,344	50.8	140.1	86.9	61.2
Deuda Neta / EBITDA	1.9	1.8	-	1.9	1.8	-
EBITDA Intereses P&G	8.4	7.9	-	8.4	7.9	-

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

- ▶ La demanda de energía acumulada durante el primer semestre de 2017 en el área de influencia de Codensa fue de 7.385 GWh, lo que representó una variación positiva de 1,5% con respecto al mismo período del año anterior.
- ▶ Por su parte, la demanda nacional durante el primer semestre de 2017 alcanzó 32.824 GWh, incrementándose en 0,2% frente al mismo periodo en 2016, evidenciando una tendencia de recuperación del consumo que había sido afectado durante el último año por la campaña de ahorro de energía “Apagar Paga” impulsada por el Gobierno Nacional durante el Fenómeno del Niño.
- ▶ Codensa incorporó 43.986 nuevos clientes a su red durante los primeros seis meses del presente año, llegando a un total de 3.292.556 clientes ubicados en Bogotá y 103 municipios más en el centro del país.
- ▶ En el primer semestre de 2017 Codensa distribuyó el 22,5% de la demanda de energía del SIN y el 22,6% de la demanda regulada del país. El 67,6% de la energía distribuida por Codensa en este periodo correspondió al mercado regulado, el 30,5% a demanda de clientes no regulados ubicados dentro de la red de Codensa, y el 1,9% a energía transferida a otros operadores de red a través de las redes de Codensa.
- ▶ Durante el primer semestre de 2017, CODENSA pagó un total de \$409.277 millones en dividendos a sus accionistas, así:
  - En enero de 2017, se realizó el pago de COP\$116.932 millones, correspondientes a la última cuota de los dividendos decretados con cargo a la utilidad neta del año 2015.
  - En abril de 2017 se efectuó el pago de COP\$153.692, correspondiente a utilidades netas producidas por la EEC entre enero de 2010 y septiembre de 2016 las cuales habían sido retenidas previo a la fusión.
  - En Mayo de 2017 fueron pagados COP\$139.792 millones correspondientes a la primera cuota de los dividendos decretados con cargo a la utilidad neta del año 2016.

Avance proyectos de inversión CODENSA:

Tabla N° 8 Inversiones – Codensa – 2T 2017

 Grupo Enel	2T 2017	2T 2016	Var %
Millones COP	275,469	299,111	-7.90
Millones USD	94.3	95.81	-1.57

- ▶ Durante el primer semestre de 2017 se realizaron inversiones por \$275.469 millones de pesos, un 7,9% inferior respecto al año anterior, debido a la recalendarización de proyectos de reposición de activos para el segundo semestre del año, dada la dificultad presentada para desarrollar algunas actividades como consecuencia de la temporada invernal registrada durante el primer trimestre de este año.
- ▶ Del total de inversiones, el 58,9% se orientó a crecimiento, con programas que se encuentran alineados con la estrategia de la compañía, encaminados al mejoramiento de la calidad del servicio, crecimiento de conexiones de la red y telecontrol, entre otros. El 41,1% restante se destinó principalmente al mantenimiento de los activos de operación existentes.
- ▶ Al cierre del mes de junio de 2017, la totalidad de la deuda financiera de Codensa se encontraba denominada en pesos y su vida media era de 3,74 años. A corte de junio, el 35,0% de la deuda cuenta con intereses indexados al IPC, el 5,9% a la DTF y el 59,1% se encuentra en tasa fija.

## 2.2. CÁLIDDA

Tabla N° 9 - Indicadores seleccionados de Cálidda – 2T 2017

 Cálidda GAS NATURAL DEL PERÚ	2T 2017	2T 2016	Var %
No de clientes	501,589	395,719	26.8
Ingresos operacionales - USD Miles	284,538	261,578	8.8
Utilidad operacional – USD Miles	49,026	49,672	-1.3
EBITDA – USD Miles	66,671	63,215	5.5
Margen EBITDA	23.4%	24.2%	-3.0
Utilidad neta – USD Miles	30,157	30,043	0.4
Deuda neta / EBITDA UDM*	3.0	2.8	8.8
EBITDA UDM / Intereses UDM*	8.2	7.2	13.8

\*Nota: Datos trimestrales

- ▶ Los Ingresos totales en el 2T 2017 fueron de US\$ 284 MM (incluyendo pass-through e ingresos por IFRIC 12), siendo 9% mayor a los obtenidos en el 2T 2016. Así mismo, los Ingresos Totales Ajustados se incrementaron en un 7% (US\$ 112 MM vs. US\$ 104 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.
- ▶ El EBITDA de los últimos doce meses al 2T 2017 fue US\$ 128 MM, el cual se incrementó en 13% en comparación con el reportado en el 2T 2016. Este ha venido creciendo sostenidamente durante los últimos años.

- ▶ Los ingresos de Cálida 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.
  
- ▶ En el 1S 2017 las inversiones de capital totales fueron de US\$ 41MM y US\$ 85 MM en los últimos doce meses, destinadas principalmente a la construcción de redes de polietileno para la conexión de hogares.

#### HECHOS RELEVANTES CALIDDA

- ▶ En el segundo trimestre del 2017, El Perú produjo un promedio de 1,176 MMPCD (millones pies cúbicos por día), mostrando una caída de 12.9% en comparación al volumen promedio producido en el segundo trimestre del 2016, el cual fue de 1,350 MMPCD.
- ▶ En el 1S 2017, Cálida conectó 63,160 clientes en el segmento Residencial y tiene operaciones en 20 de los 49 distritos de ciudad de Lima y Callao: Villa El Salvador, Comas, San Juan de Lurigancho, El Agustino, San Miguel, Santiago de Surco, Jesús María, Magdalena, Pueblo Libre, Cercado de Lima, Los Olivos, San Martín de Porres, San Juan de Miraflores, Santa Anita, Villa María del Triunfo, Ate, Callao, Independencia, Carabayllo y Lurin.  
Del mismo modo, en el segmento Industrial, Comercial y Estaciones GNV, Cálida cuenta con presencia en 37 distritos.
- ▶ La base de clientes acumulados y el volumen facturado se incrementaron durante en el 2016 en 27% y 2%, respectivamente, en comparación con el 2T 2016 (501,589 vs 395,717 clientes).
- ▶ Asimismo, durante el primer semestre se construyeron 483 km de redes, con lo cual el sistema de distribución se extiende por 7,908 km de redes subterráneas.
- ▶ Los Ingresos Totales y los Ingresos Totales Ajustados del 2T 2017 aumentaron en 9% y 7% respectivamente debido 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.
- ▶ 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 No 10 - Panorámica de Gas Natural – 2T 2017**

gasNatural	COP Millones
Ingresos operacionales - COP MM	568,325

EBITDA Trimestral - COP millones	83,951
Control	Gas Natural de España
Participación de EEB	25%

**Tabla No 11 - Indicadores financieros seleccionados de Gas Natural – 2T 2017**

	COP Millones			USD Millones	
	2T 2017	2T 2016	Var %	2T 2017	2T 2016
Ingresos operacionales	568,325	549,988	3.3	187.1	188.6
Costo de Ventas	462,291	411,184	12.4	152.2	141.0
Utilidad operacional	75,634	108,143	-30.1	24.9	37.1
EBITDA	83,951	114,471	-26.7	27.6	39.3
Margen EBITDA (%)	14.8	20.8	-29.0	14.8	20.8
Utilidad neta	56,725	83,433	-32.0	18.7	28.6
Deuda neta / EBITDA UDM	3.6	2.6	36.4	3.6	2.6
EBITDA UDM / Intereses UDM	13.1	14.1	-7.2	13.1	14.1

#### Hechos Relevantes Gas Natural

- ▶ 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.
- ▶ El 31 de Julio Gas Natural S.A. E.S.P. se publica Estados Financieros fin de ejercicio 2016, Informe de Gestión y certificaciones de EEFF de acuerdo al Artículo 46 de la ley 964.

**Tabla No 12 - Inversiones - Gas Natural Acumulado**

	2T 2017	2T 2016	Var %
COP Millones	9,425	3,706	154.3
USD Millones	3.10	1.27	144.1

## 2.4. CONTUGAS

**Tabla N° 13 - Indicadores seleccionados de Contugas**

	2T 2017
No de clientes	41,704
Ingresos operacionales - USD Miles	21,657
Utilidad operacional – USD Miles	4,736
EBITDA – USD Miles	6,414
Margen EBITDA	29.6%
Utilidad neta – USD Miles	121
Deuda neta / EBITDA	53.3
EBITDA / Intereses	1.5

- ▶ Al cierre del segundo trimestre se registraron ingresos a junio por encima de los USD 21 MM y un EBITDA acumulado de USD 6.41 MM.

- ▶ El 31 de marzo del 2017 se pagaron intereses por el crédito sindicado por USD 8.25 MM.

#### Hechos Relevantes de Contugas

- ▶ Entre marzo y abril, Contugas gestionó la devolución de créditos tributarios por PEN 2.8 MM, al amparo de las normas tributarias aplicables y en consideración a que Contugas aún no genera renta neta tributaria.
- ▶ En abril, el Directorio aprobó la actualización del presupuesto, para reflejar los mayores ingresos derivados de la implementación de las iniciativas de corto plazo que componen la nueva estrategia corporativa de Contugas.
- ▶ En abril iniciaron las actividades de limpieza interna de la tubería. Esta es una de las actividades preliminares al plan de puesta a punto que busca mejorar la capacidad operativa de la infraestructura de Contugas.
- ▶ El 21 de abril inició la primera temporada de pesca de 2017, la cual activa un consumo adicional para Contugas superior a los 10 MMPCD.
- ▶ El 26 de abril se cumplió con la meta de habilitaciones residenciales establecida en el contrato BOOT para 2017, alcanzando 40,024 habilitaciones. A 30 de junio, Contugas había habilitado a 41,640 clientes residenciales.
- ▶ En mayo, Contugas fue capitalizada por sus accionistas en USD 7.5 MM, completando los USD 21 MM aprobados para 2017. Como resultado, la composición accionaria resultante es EEB 68.49% y TGI 31.51%.
- ▶ El Directorio de Contugas aprobó en abril la política financiera de la sociedad, en tanto que en junio, aprobó la política de gobierno corporativo. Por otro lado, en mayo Contugas implementó el nuevo Manual de Gerencia e Interventoría de Contratos, aplicando prácticas de clase mundial promovidas por EEB como casa matriz.
- ▶ El 7 de julio Contugas recibió la Certificación ISO 9001:2008, por haber aprobado satisfactoriamente la auditoría de certificación para los procesos de “Gestión de Comercialización, Operación y Mantenimiento y Gestión de la Integridad, y Gestión Postventa”.

### 3. Interconexión para el Desarrollo de Mercados

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

**Tabla No 14 - Indicadores financieros en IDM 2T 2017**

COP Mm	EEB Transmisión	TGI (USD Miles)	TRECSA (USD Miles)	Contugas <sup>1</sup> (USD Miles)	REP (USD Miles)	CTM (USD Miles)
Ingresos operacionales	71,859	204,652	6,903	21,657	70,319	69,418
Utilidad operacional	47,095	126,095	4,415	4,737	29,065	43,721
EBITDA	50,862	170,230	1,630	6,415	48,503	61,760
Utilidad neta	23,700	54,080	1,573	121	17,514	21,609

1. Contugas pertenece al grupo estratégico de Soluciones energéticas urbanas pero se incluye en la tabla 14 con fines comparativos.

### 3.1. EEB TRANSMISIÓN

Tabla No 15 - Indicadores Transmisión EEB

	2T 17	2T 16	Var %
Inversiones – COP Millones	30,813	38,006	-18.9
Disponibilidad de la infraestructura - % (1)	99.86%	99.86%	0.003
Compensación por indisponibilidad - % (2)	0.009%	0.446%	-98.0
Cumplimiento programa mantenimiento - % (3)	95.00%	96.03%	-1.1
Participación en la actividad de transmisión en Colombia - % (4)	15.2%	12.5%	21.1

#### Hechos Relevantes Transmisión

- ▶ El 15 de mayo de 2017, el Ministerio de Minas y Energía aprobó la solicitud de prórroga para la fecha de entrada en operación del proyecto Quimbo (Tesalia) para el 4 de enero de 2018.
- ▶ El 2 de junio de 2017, el Ministerio de Minas y Energía aprobó la solicitud de prórroga para la fecha de entrada en operación del proyecto Chivor II Norte para el 25 de noviembre de 2017.

Tabla N° 16 Avance proyectos de Ingresos anuales esperados EEB Negocio de Transmisión a Junio de 2017

Proyecto UPME	Avance	IAE USD MM	Entrada en operación
Chivor II Norte, Bacata y Líneas	55.2%	5.50	25/11/2017
Cartagena Bolívar 220kV	63.4%	11.60	06/12/2017
Río Córdoba 220kV	64.3%	1.80	13/12/2017
Armenia y Líneas a 230kV	96.0%	1.28	01/12/2017
Tesalia y Líneas a 230kV	86.0%	10.90	04/01/2018
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	26/06/2017
Río Córdoba Transformadores 220/115 kV*	89.7%	0.65	13/12/2017
La Loma 500kV	61.9%	1.30	11/11/2017
La Loma 110kV*	21.1%	6.96	30/06/2018
Conexión Drummond Ltd*	29.2%	0.87	13/12/2017

IAE: Ingresos Anuales Esperados.

### 3.2. TGI

Tabla N° 17 - Indicadores seleccionados de TGI – Cifras 2T 2017

	2T 2017	2T 2016	Var %
Ingresos operacionales - USD Millones	204,652	229,291	-10.7
Utilidad operacional - USD Millones	126,095	148,768	-15.2
EBITDA - USD Millones	170,230	194,883	-12.7
Utilidad neta - USD Millones	54,080	76,919	-29.7
Volumen transportado – Mmpcd	421.1	500.04	-15.8
Capacidad contratada en firme - Mmpcd	687	673	2.03
Calificación crediticia internacional			
S&P	BBB-/Stable 22/12/16		
Fitch	BBB/Stable 19/10/16		
Moody's	Baa3/Stable 06/01/16		

## HECHOS RELEVANTES TGI

- ▶ A la fecha aún continúa en revisión por parte del regulador, CREG, la Resolución 090 de 2016, mediante la cual se definió una metodología para el cálculo de la tasa WACC para efectos tarifarios en la actividad de transporte de gas natural. De acuerdo con el plan de trabajo del regulador, se espera que la metodología definitiva se expedida durante el segundo semestre de 2017.
- ▶ También está en consideración la Resolución 026 de 2017 publicada en abril, la cual 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 cuanto a los procesos que se adelantan para el reconocimiento de las inversiones en los activos que han cumplido su vida útil normativa, VUN, en el mes de julio de 2017 se publicó la Resolución CREG 058 de 2017 mediante la cual se resuelve el recurso interpuesto por TGI en contra de la Resolución CREG 261 de 2016, modificando el diámetro relacionado para Ramal Zona Industrial - Cantagallo (pasando de 6" a 4") y dejando en firme los valores de las inversión existente a remunerar para los gasoductos objetos de dicha solicitud, de tal forma que la inversión recocida total para dichos gasoductos es de USD 63.4 millones .
- ▶ Al cierre del segundo trimestre del 2017 el promedio de volumen transportado por la infraestructura de TGI fue de 421.1 Mmpcd, cifra que representa una cuota de mercado del 46.2% en cuanto a volumen transportado en Colombia.
- ▶ Por otra parte y atendiendo requerimientos de la Creg, se remitió a dicha entidad información de caracterización para el nuevo gasoducto Galán Casabe Yondo, dentro del proceso adelantado para la definición por mutuo acuerdo de los cargos regulados para dicho gasoducto.
- ▶ La Junta Directiva de TGI S.A. en su sesión del 26 de Julio de 2017 aceptó la renuncia del Ingeniero Julian García Salcedo Presidente de la compañía con fecha efectiva del 4 de Agosto de 2017. la Junta Directiva designó temporalmente a partir del 5 de agosto de 2017 como Presidente encargado al Ingeniero Jaime Alfonso Orjuela actual directivo de la Empresa de Energía de Bogotá, mientras se realiza el proceso de selección para escoger al nuevo Presidente.

**Tabla N° 18 - Estado de los proyectos de expansión en Colombia – 2T 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	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.	48.26	39	36	4T 17
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 Estación Compresora de Puente Guillermo.	78.0	43	11	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)	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. TRECASA

#### 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 N° 1 – Estado de los avales de TRECESA – 2T 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 387 (45% de 868km).
- ▶ Obra Civil 1372 (65% de 2113 sitios para torre).
- ▶ Montaje 1331 (63% de 2113 sitios para torre).
- ▶ Tendido 452 (52% de 866 km).

#### Construcción de subestaciones:

- ▶ Energizadas 61% (14 de 23 subestaciones)
- ▶ En construcción 22% (5 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%).

### 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 – 2T 2017**

	Ejecutado
<b>Líneas de transmisión</b>	90%
• Diseño	100%
• Suministros	100%
• Construcción	65%
<b>Subestaciones</b>	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 – 2T 2017**

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

El 26 de mayo de 2017, se presentó ante la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) un memorial en donde:

- Se hizo del conocimiento de la resolución de acceso (CNEE-112-2017), la cual fue emitida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- Se solicitó que al resolver la CRIE, apruebe la conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) de las obras o elementos de transmisión que forman parte del proyecto “Subestación Pronico-P 230/34.5kV 3X50MVA y Seccionamiento de la línea Tactic – Izabal 230kV para conexión de Planta Pronico al Sistema Nacional Interconectado”.
- El 05 de junio de 2017 se llevó a cabo una reunión entre EEBIS-CRIE con la finalidad de brindar una explicación sobre el proyecto y sus alcances.

- iv. El 22 de junio de 2017 fue notificada la primera resolución de trámite emitida dentro del expediente CRIE-TA-06-2017, en la cual la CRIE le establece un plazo de 15 días hábiles a los transportistas involucrados y al Administrador del Mercado Mayorista para que se pronuncien sobre la solicitud de conexión a la RTR y 20 días hábiles al Ente Operador Regional para que envíe un informe de evaluación de los estudios técnicos presentados, incluyendo las observaciones de las entidades mencionadas en el punto anterior

## **Proyecto Anillo Pacifico Sur**

### **Alcance**

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

Comprende la construcción de:

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

### **Derecho de paso:**

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

### **Líneas de transmisión:**

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

### **Subestaciones:**

- ▶ Energizadas 71%
- ▶ Obra civil 98%
- ▶ Montaje 88%
- ▶ Pruebas 78%

### **Avance de cronograma.**

Cuadro N° 4 – Avance del cronograma Proyecto Anillo Pacífico sur de EEBIS GUATEMALA – 2T 2017

Ejecutado	
	
<b>Líneas de transmisión</b>	97%
• Diseño	100%
• Suministros	100%
• Construcción	94%
<b>Subestaciones</b>	93%
• Diseño	100%
• Suministros	94%
• Construcción	92%

### 3.5. REP y CTM Perú

Tabla N° 19 - Indicadores financieros seleccionados REP – 2T 2017

REP Perú	USD Miles		
	2T 2017	2T 2016	Var %
Ingresos operacionales	70,319	67,953	3.5
Costo de ventas	-35,730	-33,581	6.4
Utilidad operacional	29,065	29,855	-2.6
EBITDA	48,503	46,785	3.7
Margen EBITDA	69.0%	68.8%	0.2
Utilidad neta	17,514	18,154	-3.5
Deuda neta (2) / EBITDA	3.1	1.9	62.4
EBITDA / Intereses (3)	8.7	7.9	9.7

- ▶ 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. Además se reporta un menor valor por impuestos a causa de una menor base imponible.

#### 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 20 - Indicadores financieros seleccionados de CTM – 2T 2017

CTM Perú	USD Miles		
	2T 2017	2T 2016	Var %
Ingresos Operacionales Ajustados	69,418	67,311	3.1
Costo de ventas	-25,297	-25,414	-0.5
Utilidad operacional	43,721	41,897	4.4
EBITDA	61,760	59,164	4.4

Margen EBITDA (%)	89.0%	87.9%	1.2
Utilidad neta	21,609	20,739	4.2
Deuda neta (2) / EBITDA	5.99	6.38	-6.1
EBITDA / Intereses (2)	4.09	4.11	-0.6

- ▶ 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.
- ▶ 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 21 - Panorámica de Emgesa al 2T 2017

		
Capacidad instalada – MW		3,509
Composición de la capacidad		11 Hidros y 2 térmicas
Generación – Gwh		7,445
Ventas – Gwh		8,689
Control		Enel Energy Group
Participación de EEB		51.5% correspondiente a: 37.4% acciones ordinarias y 14.1% preferenciales sin derecho a voto

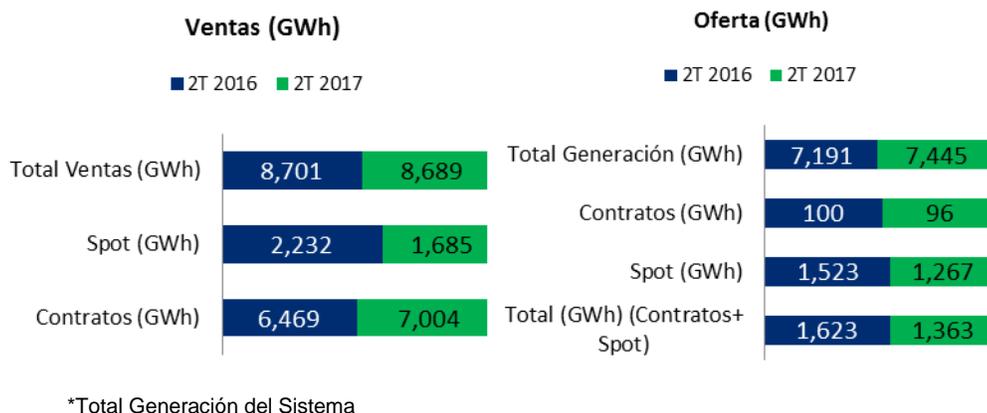


Tabla No 22 - Indicadores financieros seleccionados de Emgesa

emgesa Grupo Enel	COP Millones			USD Millones		
	2T 2017	2T 2016	Var %	2T 2017	2T 2016	Var %
Ingresos operacionales	1,607,494	1,960,823	-18.0	550.32	628.09	-12.4
Margen de Contribución	1,083,895	1,184,239	-8.5	371.07	379.34	-2
EBITDA	978,966	1,064,946	-8.1	335.15	341.13	-1.8
Margen EBITDA Trimestral - %	60.90	54.31	0.1	60.90	54.31	0.1
Utilidad neta	420,544	435,201	-3.4	143.97	139.40	3.3
Dividendos pagados	402,129	515,105	-21.9	137.67	165.00	-16.6

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

- ▶ En el primer semestre de 2017, Emgesa generó 7.445 GWh a través de su portafolio de activos, equivalente a un incremento de 3,5% en comparación con el mismo periodo de 2016. La generación con fuentes hídricas aportó el 98,4% de la generación total de la compañía mientras que la generación térmica aportó el 1,6%. El aumento en la generación de la compañía se presentó principalmente por una hidrología más favorable en las cuencas donde se ubican las centrales de generación hidráulica de Emgesa comparada con la media del país.
- ▶ La generación de Emgesa representó el 22,8% de la generación del SIN en el primer semestre de 2017, siendo el tercer generador del sistema.
- ▶ La capacidad instalada bruta de Emgesa al cierre de junio de 2017 fue de 3.509 MW, manteniéndose estable frente a la registrada al cierre del año 2016 y representando el 21,0% de la capacidad instalada bruta del SIN.
- ▶ La disponibilidad de las plantas de generación de Emgesa se ubicó en niveles de 92,0% en el primer semestre de 2017, donde las plantas hidroeléctricas tuvieron una disponibilidad del 91,9%, inferior al 94,4% obtenido en el mismo periodo de 2016, debido a la ejecución de mantenimientos programados en las grandes centrales de la compañía. Por otro lado, la disponibilidad de las plantas térmicas de Emgesa fue de 92,0%, un 7,5% por encima de la registrada en el mismo periodo de 2016, debido a la importante reducción en los niveles de indisponibilidad alcanzado gracias a la ejecución del plan de mantenimiento

de dichas centrales efectuado a partir del segundo semestre de 2016 una vez finalizado El Fenómeno del Niño.

- ▶ En el primer semestre de 2017, Emgesa vendió 8.689 GWh, un 0,1% inferior al volumen presentado en el mismo periodo del año 2016. El 80,6% de las ventas fue efectuado a través de contratos con clientes del mercado mayorista y no regulados (71,8% en MM y 28,2% en MNR) y el 19,4% restante correspondió a ventas en el mercado spot y a través del mecanismo de AGC.
- ▶ La compañía incrementó la porción de energía vendida en el mercado de contratos como estrategia de cobertura para reducir la exposición de los ingresos operativos al precio de energía en bolsa, y en esa misma línea, redujo sus ventas en el mercado spot.

**Avance proyectos de inversión EMGESA:**

**Tabla N° 23 Inversiones – Emgesa**

		2T 2017	2T 2016	Var %
Millones COP		72,600	64,413	12.7
Millones USD		25	21	19.0

- ▶ Durante el primer semestre del año, Emgesa realizó inversiones por \$72.600 millones de pesos, equivalente a un incremento de 12,7% frente a lo presentado en el mismo periodo del año 2016. Este mayor nivel de inversiones se explica principalmente por la ejecución de mantenimientos programados sobre las plantas hidroeléctricas de la compañía y la ejecución de algunas inversiones remanentes asociadas a la construcción de la Central Hidroeléctrica El Quimbo.

## 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 30 de Junio de 2017: 3,038.26

▶ TRM al 30 de Junio de 2016: 2,916.15

▶ 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 período 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 Junio de 2017

Tabla N° 24 – Estado de Resultados Consolidado EEB

	2T 2016	2T 2017	Variación	% Var.
<b>Ingresos Operacionales</b>	<b>1,798,639</b>	<b>1,574,054</b>	<b>-224,585</b>	<b>7.7%</b>
Distribución de gas natural	760,320	818,622	58,302	7.7%
Transporte de gas natural	704,629	600,901	-103,728	-14.7%
Distribución de electricidad	197,822	0	-197,822	-100.0%
Transmisión de electricidad	135,868	154,531	18,663	13.7%
<b>Costos y Gastos</b>	<b>-1,136,540</b>	<b>-1,011,609</b>	<b>124,931</b>	<b>-11.0%</b>
Distribución de gas natural	-513,941	-671,120	-157,179	30.6%
Transporte de gas natural	-205,041	-218,732	-13,691	6.7%
Distribución de electricidad	-155,551	0	155,551	-100%
Transmisión de electricidad	-66,727	-84,457	-17,730	26.6%
Gastos administrativos	-229,672	-68,916	160,756	-70.0%
Otros ingresos (gastos), neto	34,392	31,616	-2,776	-8.1%
<b>Resultado de las actividades operacionales</b>	<b>662,099</b>	<b>562,445</b>	<b>-99,654</b>	<b>-15.1%</b>
<b>Ingresos financieros</b>	<b>62,627</b>	<b>90,250</b>	<b>27,623</b>	<b>44.1%</b>
<b>Gastos financieros</b>	<b>-247,555</b>	<b>-269,194</b>	<b>-21,639</b>	<b>8.7%</b>
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	143,235	-21,398	-164,633	-114.9%
Participación en las ganancias (perdidas)	500,655	526,142	25,487	5.1%
<b>Ganancia (perdida) antes de impuestos</b>	<b>1,121,061</b>	<b>888,245</b>	<b>-232,816</b>	<b>-20.8%</b>
Ingreso (gasto) por impuestos	-151,227	-121,303	29,924	-19.8%
<b>Ganancia (perdida)</b>	<b>969,834</b>	<b>766,942</b>	<b>-202,892</b>	<b>-20.92%</b>
Otro resultado integral	-409,568	-29,989	379,579	-92.7%
<b>Resultado integral</b>	<b>560,266</b>	<b>736,953</b>	<b>176,687</b>	<b>31.5%</b>
<b>Ganancia (perdida), atribuible a:</b>	<b>969,834</b>	<b>766,942</b>	<b>-202,892</b>	<b>-20.9%</b>
La controladora	924,534	731,463	-193,071	-20.9%
Interés minoritario	45,300	35,479	-9,821	-21.7%

Tabla N° 25 – Desagregación EBITDA – Acumulado Consolidado 2T 2017–  
Cifras en Millones COP

EBITDA CONSOLIDADO	COP Millones A Junio 2017
Ingresos operacionales	2,222,377
Diferencia en cambio neta	-21,398
Ingresos financieros	-90,250
Método de participación Patrimonial	-526,142
<b>Total ingresos</b>	<b>2,303,005</b>
Costos Operacionales	-974,310
Gastos Operacionales	-338,424
Gastos Financieros	269,194
Interés minoritario	-35,479
Depreciación	129,658
Amortización	70,385
Impuestos	50,829
Provisiones	11,995
Dividendos Recibidos	697,020
<b>TOTAL</b>	<b>1,486,854</b>

## 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° 26 Desglose Método de Participación 2T 2017 COP millones

Empresa	2T 2016	2T 2017
Emgesa	225,812	217,477
Codensa	142,105	159,572
Gas Natural	36,915	29,368
REP	22,672	20,464
CTM	25,303	25,249
EMSA	4,334	4,341
Promigas	41,221	49,488
Transmisoras Brasil	2,291	20,183
<b>Total</b>	<b>500,655</b>	<b>526,142</b>

## Anexo 6: Términos técnicos y regulatorios

- ▶ BLN: Billones de los Estados Unidos de América, Factor 10<sup>9</sup>
- ▶ CAC: Crecimiento anual compuesto.
- ▶ COP: Pesos colombianos,
- ▶ CHB: Central Hidroeléctrica de Betania,
- ▶ CTM: Consorcio Transmantaro,
- ▶ CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia. Entidad estatal encargada de la regulación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas natural,
- ▶ D Electricidad: Distribución de electricidad,
- ▶ D Gas natural: Distribución de Gas natural,
- ▶ DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística, Entidad responsable de la planeación, levantamiento, procesamiento, análisis y difusión de las estadísticas oficiales de Colombia,
- ▶ G Electricidad: Generación de electricidad,
- ▶ Gwh: Gigavatios hora; unidad de energía que equivale a 1,000,000 kwh,
- ▶ GNV: Gas natural vehicular,
- ▶ IPC: Índice de precios al consumidor de Colombia,
- ▶ KM: Kilómetros,
- ▶ KWH: Unidad de energía, Equivale a la energía desarrollada por una potencia de un kilovatio (kW) durante una hora,
- ▶ MEM: Mercado de Energía Mayorista de Colombia,
- ▶ 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 144ª 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.