

Grupo
Energía
Bogotá

Informe de Resultados

III TRIMESTRE 2017

Bogotá D.C., Noviembre 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 3T 2017 | 2 |
| 1.3. Hechos relevantes Grupo Energía Bogotá | 4 |
| 2. Soluciones Energéticas Urbanas | 5 |
| 2.1. Codensa..... | 6 |
| 2.2. Cálida | 8 |
| 2.3. Gas Natural..... | 9 |
| 2.4. Contugas | 10 |
| 3. Interconexión para el Desarrollo de Mercados | 11 |
| 3.1. GEB Transmisión | 12 |
| 3.2. TGI | 13 |
| 3.3. TRECSA | 15 |
| 3.4. EEBIS GUATEMALA | 16 |
| 3.5. REP y CTM Perú | 19 |
| 4. GENERACIÓN DE BAJA EMISIÓN | 21 |
| 4.1. EMGESA | 21 |
| 5. ANEXOS..... | 24 |
| Anexo 1: Nota legal & Aclaraciones..... | 24 |
| Anexo 2: Definiciones de los EBITDA incluidos en este informe | 25 |
| Anexo 3: Estado de resultados consolidados a Septiembre de 2017 | 25 |
| Anexo 4: Estados financieros consolidados de GEB e individuales:..... | 26 |
| Anexo 5: Método de Participación en compañías asociadas | 27 |
| Anexo 6: Términos técnicos y regulatorios | 27 |
| Anexo 7: Panorámica de GEB | 28 |

1. Resumen Ejecutivo y Hechos Relevantes

1.1. Panorámica sectores

Demanda de Electricidad

Tabla No. 1 – Panorámica de los sectores eléctricos 3T 2017

| (GWh) | Colombia | Perú | Guatemala |
|------------------------------------|----------|--------|-----------|
| Capacidad instalada – MW | 16,694 | 10,295 | 3,423 |
| Demanda – GWh | 17,058 | 4,057 | 1,661 |
| Variación demanda 3T 17/ 3T 16 - % | 1.6 | 1.6 | 1.1 |

*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 3T 2017

| (Mmpcd) | Colombia | Perú |
|-----------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| Reservas probadas y probables – TPC (2016 COL y 2015 PER) | 4.3 | 17.9 |
| Demanda interna - mmpcd | 871.5 | 1,165 |
| Variación demanda interna 3T 2017 / 3T 2016 (%) | -1.7 | -10.2 |
| Explicación variación demanda | <p>El sector que marcó la baja en la demanda fue el termoeléctrico, cuyo consumo experimentó una reducción del 26.0%, 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 es de -10.19% (-132.27 MMPCD) y se debe principalmente al menor gas usado para la exportación Planta Melchorita (68.9 MMPCD), Lurin (35.7) y Kallpa (25.5).</p> | |

Fuentes: UPME, CONCENTRA, MEM, Osinergim

1.2. Resumen de los resultados financieros de GEB 3T 2017

Tabla No. 3 – Indicadores Financieros |

| COP Millones | 3T 17 | 3T 16 | % | Sep. 17 | Sep. 16 | % |
|-------------------------------------|-----------|-----------|--------|------------|------------|-------|
| Ingresos | 812,044 | 559,590 | 45.11 | 2,386,098 | 2,358,229 | 1.18 |
| Costos y Gastos Operacionales | -502,510 | -290,161 | 73.18 | -1,513,819 | -1,426,701 | 6.11 |
| Resultado actividades operacionales | 309,834 | 269,429 | 15.00 | 872,279 | 931,528 | -6.36 |
| Método de Participación | 270,408 | 248,429 | 8.85 | 796,550 | 749,168 | 6.32 |
| EBITDA Consolidado Ajustado * | 1,956,530 | 2,181,706 | -10.32 | 2,333,932 | 2,550,214 | -8.48 |
| Resultado neto | 464,597 | 136,053 | 241.48 | 1,231,539 | 1,105,887 | 11.36 |

*En el cálculo del EBITDA consolidado ajustado las cifras son en las primeras columnas año corrido (al 3T) y luego últimos doce meses.

- ▶ El Grupo Energía de Bogotá reportó resultados financieros consolidados al tercer trimestre de 2017; los ingresos operacionales consolidados de EEB, casa matriz del Grupo Energía de Bogotá – GEB-, durante los primeros nueve meses alcanzaron COP 2,386,098 millones, lo que significó un crecimiento del 1.1% respecto al mismo periodo del año anterior explicado principalmente por: (i) el segmento de distribución de Gas Natural que creció un 8.44%, producto de mayor consumo de los grandes clientes Electrodonas principalmente en Lima, cerrando en un valor de COP 1,240,160 millones, resultado principalmente de mayores ingresos operacionales en nuestras subsidiarias en Perú, Cálidda y Contugas. (ii) el segmento de Transmisión de electricidad que creció un 16.49% principalmente por mayores ingresos en los proyectos de Transmisión en curso en Colombia (Tesalia, Quimbo-Cali y UPME Bolívar) y en Trecca (Huehuetenango II, Covadonga, Uspantan y Línea Covadonga) donde se reconoce la activación de reactores, alcanzando un valor de COP 238,607 Millones al cierre de septiembre.
- ▶ 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 septiembre 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 el 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 2,235 millones, mayor costo mensual de transporte por mayor reserva de capacidad por USD 4,438 millones, mayores costos de suministros por USD 4,074 millones y finalmente por mayores conexiones en clientes residenciales por USD 1,352 millones. (ii) en el segmento transporte de gas natural se evidenció un crecimiento de 25.9% 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 el segmento de transmisión de electricidad los costos crecieron dados los incrementos en las contribuciones FAER y FAES, los impuestos diferidos y en la provisión de cartera (Electricaribe). 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 de los primeros nueve meses de 2017 COP 872,279 millones comparado con el mismo del año 2016, mostrando un decrecimiento en pesos colombianos del 6.36%, principalmente por el efecto de la fusión de EEC tanto en las cuentas de ingresos como de costos.

- ▶ Los ingresos financieros crecieron un 43.47% en lo corrido del año producto de un incremento en el activo financiero, alcanzando COP 314,787 millones. Respecto a los gastos financieros, tuvieron un comportamiento estable reportando una variación del 0.25% de incremento.
- ▶ La diferencia en cambio neta alcanzó en lo corrido del año COP -40,975 millones dado principalmente por el efecto de la devaluación del peso colombiano lo cual impacta en las operaciones comerciales de la compañía. Esta dinámica es producto del uso del dólar estadounidense como moneda funcional en las operaciones comerciales en algunas de las compañías que consolidan en los resultados del grupo.
- ▶ El método de participación patrimonial por su parte reportó una variación positiva del 6.32% respecto al año inmediatamente anterior donde el principal impacto fue atribuido a que en el año 2016 a Goías Transmisión y la MGE Transmisión pasaron por proceso de revisión tarifaria y tuvieron reducción del ingreso, causando así, una pérdida en el activo financiero. En el año 2017 las dos empresas tuvieron reajuste del IPCA en la RAP en julio /17 y además de dicho reajuste tuvieron un delta referente al ajuste de la revisión tarifaria de 2016.
- ▶ El EBITDA, por su parte, alcanzó en los últimos doce meses cerca de COP 2.33 billones con un crecimiento de 6.98% frente al mismo período del año inmediatamente anterior producto de un crecimiento en los ingresos y unos costos y gastos controlados.
- ▶ El resultado neto correspondiente a los primeros nueve meses de 2017 alcanzó COP 1,231,539 millones, con un crecimiento del 11.36% frente al mismo del año 2016 como resultado de: (i) la disminución en los gastos de administración que alcanzaron el valor de COP -94,596 millones, lo cual implica una reducción del 69% de este rubro. (ii) una reducción del 67% en el gasto de impuestos, principalmente por el impuesto diferido de TGI cerrando en un valor de COP -142,914 millones.

1.3. Hechos relevantes Grupo Energía Bogotá

- ▶ El 06 de Junio de 2017 La Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP (EEB S.A. ESP) aprobó los programas de enajenación de su participación accionaria en Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.-ISA, Grupo Nutresa S.A. y Banco Popular S.A.
- ▶ El 06 de Junio de 2017 EEB GAS SAS, conforme las instrucciones dadas por la Junta Directiva de EEB S.A. ESP, aprobó el programa de enajenación de su participación accionaria en el capital social en Promigas S.A. E.S.P.
- ▶ El 20 de Junio de 2017 La Asamblea General Extraordinaria de Accionistas aprueba garantía de crédito para Contugas y cambio de miembro suplente de Junta Directiva.
- ▶ 27 de Junio de 2017 Fitch publica el informe técnico de calificación Empresa de Energía de Bogotá E.S.P.

- ▶ El 05 de julio de 2017 se realizó el primer pago de dividendos del 50% de este año.
- ▶ El 14 de Agosto de 2017 Finalizó la primera etapa de los Programas de Enajenación de las acciones que EEB S.A. ESP posee en Grupo Nutresa S.A., Banco Popular S.A., Interconexión Eléctrica S.A. ESP, y de las acciones que EEB GAS SAS posee en Promigas S.A. ESP.
- ▶ El 27 de Septiembre de 2017 la Empresa de Energía de Bogotá por cuarto año consecutivo recibe el Reconocimiento IR de la Bolsa de Valores de Colombia por sus altos estándares de divulgación como emisores del mercado de valores.
- ▶ El 03 de Octubre de 2017 EEB informa que el Ministerio de Hacienda y Crédito Público mediante Resolución No 3152 de 2017 autorizó a EEB para celebrar un empréstito externo inter-compañía con EEB Perú Holdings Ltd., filial del Grupo, hasta por la suma de USD 100,000,000.
- ▶ El 12 de Octubre de 2017 la agencia Fitch Ratings reafirmó la calificación crediticia (BBB), con perspectiva estable de la deuda corporativa de Empresa de Energía de Bogotá S.A ESP y su Filial Transportadora de Gas Internacional S.A ESP nota que corresponde a grado de inversión.
- ▶ El 20 de octubre de 2017 se finaliza el Programa de Enajenación de la Participación Accionaria de Ecopetrol en la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.
- ▶ El 20 de Octubre de 2017 la agencia Standard & Poor's a través de su informe de revisión anual ratifica la calificación crediticia de Empresa de Energía de Bogotá en grado de inversión y conservó la perspectiva "estable".
- ▶ El 31 de octubre de 2017 se realizó el segundo pago de dividendos del 50% de este año. En total, en el 2017 se pagaron \$99/acción.

2. Soluciones Energéticas Urbanas

Tabla No. 6 – Indicadores financieros seleccionados de Codensa Septiembre 2017

| | COP Mm | Cálida | | |
|------------------------|-----------|---------|-----------------------|-------------|
| | | Codensa | Cálida (USD Miles) | Gas Natural |
| Ingresos operacionales | 3,362,461 | 425,113 | 1,713,582 | 60,486 |
| Utilidad operacional | 1,470,324 | 79,284 | 240,697 | 6,720 |
| EBITDA | 1,151,139 | 105,992 | 269,086 | 13,471 |
| Utilidad neta | 464,955 | 48,236 | 168,539 | -4,817 |

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

energético (usos, aplicaciones, servicios y tecnologías) con impacto positivo en la cadena energética y los usuarios.

2.1. Codensa

Tabla No. 5 – Panorámica de Codensa al 3T 17



|  Grupo Enel | Resultados | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|-------------------|
| | Número de clientes | |
| Participación de mercado - % | | 22.40% |
| Demanda Codensa – Gwh | | 11,187 |
| Var % demanda 2T 17 vrs. 2T 16 | | 2.54% |
| Índice de pérdidas (%) | | 7.80% |
| Control | | Enel Energy Group |
| Participación de EEB | 51.5% (36.4% ordinarias; 15.1% preferenciales sin derecho a voto) | |

Tabla No. 6 – Indicadores financieros seleccionados de Codensa 3T 2017

|  Grupo Enel | COP Millones | | | USD Million | | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|-----------|-----------|-------------|---------|-------|
| | 3T 17 | 3T 16 | Var % | 3T 17 | 3T 16 | Var % |
| | Ingresos operacionales | 3,362,461 | 3,026,314 | 11.1 | 1,144.0 | 644.3 |
| Margen de Contribución | 1,470,324 | 1,289,090 | 14.1 | 500.0 | 275.2 | 81.7 |
| EBITDA | 1,151,139 | 1,014,766 | 13.4 | 392.0 | 215.9 | 81.5 |
| Margen EBITDA % | 34.2 | 33.5 | 0.02 | 34.3 | 33.5 | 0.02 |
| Utilidad neta | 464,955 | 405,168 | 14.8 | 158.0 | 85.7 | 84.4 |
| Dividendos pagados | 409,277 | 270,214 | 51.5 | 140.1 | 86.9 | 61.2 |
| EBITDA Intereses P&G | 7.8 | 7.4 | - | 7.8 | 4.8 | - |


Hechos Relevantes

- ▶ El 19 de Julio de 2017 Fitch Afirma las Calificaciones de Codensa en ‘AAA (col)’; Perspectiva Estable.
- ▶ Codensa informa que la Junta Directiva aprobó modificaciones al Reglamento del Programa de Emisión y Colocación de Bonos Ordinarios y Papeles Comerciales.
- ▶ El 20 de Septiembre Codensa informa que la Junta Directiva en sesión ordinaria aprobó y revocó nombramientos como Representantes Legales para Asuntos Judiciales y Administrativos.
- ▶ El 20 de octubre Codensa S.A. ESP se permite informar que la Junta Directiva de la compañía aprobó el nombramiento del señor Erik Jhoani Yazo Herrera como Representante legal para efectos judiciales y administrativos.

- ▶ Los resultados de Codensa durante los primeros nueve meses del 2017 reflejan la incorporación de los activos y la operación del mercado de la Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC) tras la fusión efectuada en octubre de 2016.
- ▶ El EBITDA para los primeros nueve meses del año alcanzó COP 1,151,139 millones, incrementándose 13.4% en comparación con el mismo período de 2016.
- ▶ Codensa continúa ejecutando un importante plan de inversión orientado a la modernización de la red, el mejoramiento de la calidad del servicio, y el apoyo al crecimiento orgánico, alcanzando COP 462,124 millones en lo corrido del año.
- ▶ La demanda de energía acumulada en el área de Codensa entre enero y septiembre de 2017 fue de 10.965 GWh.
- ▶ Se resaltan los siguientes indicadores financieros al cierre del 3T 2017:
 - i. Deuda Bruta / EBITDA: 1.2X (Últimos Doce Meses – UDM).
 - ii. EBITDA / Gastos Financieros: 7.8X UDM.

Avance Proyectos de Inversión


Tabla No. 7 – Inversiones Codensa 3T 2017

|  Grupo Enel | 3T 2017 | 3T 2016 | Var % |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|---------|-------|
| Millones COP | 462,124 | 429,425 | 7.61 |
| Millones USD | 157 | 140 | 12.14 |

- ▶ Entre enero y septiembre de 2017 se realizaron inversiones por valor de COP 462,124 millones, un 7.6% superior respecto al mismo periodo del año anterior, de las cuales el 65.4% se orientó a crecimiento, mejoramiento de la calidad del servicio, así como la expansión y modernización de la red. El 34.6% restante se destinó al mantenimiento de los activos de operación.
- ▶ El 1 de julio de 2017 entró en operación la Subestación Nueva Esperanza, con una inversión cercana a los COP 111,000 millones entre 2011 y 2017. Esta subestación es una de las más modernas del país, y aumenta en 11% la capacidad instalada de Codensa en términos de intercambio de energía entre el sistema de Transmisión Regional con el Sistema Interconectado Nacional, apoyando la confiabilidad y calidad del servicio para la zona centro-oriente del país.

2.2. Cálidda

Tabla No. 8 – Indicadores seleccionados de Cálidda – 3T 2017

|  Cálidda GAS NATURAL DEL PERÚ | 3T 2017 | 3T 2016 | Var % |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|---------|-------|
| No de clientes | 534,038 | 416,954 | 28.1 |
| Ingresos operacionales - USD Miles | 425,113 | 398,822 | 6.6 |
| Utilidad operacional – USD Miles | 79,284 | 72,299 | 9.7 |
| EBITDA – USD Miles | 105,992 | 94,289 | 12.4 |
| Margen EBITDA | 23.4% | 24.2% | -3.0 |
| Utilidad neta – USD Miles | 48,236 | 43,070 | 12.0 |
| Deuda neta / EBITDA UDM* | 2.7 | 2.8 | -2.9 |
| EBITDA UDM / Intereses UDM* | 8.5 | 7.6 | 11.7 |

*Nota: Datos trimestrales

- ▶ Hasta Setiembre del presente año, la Compañía ha conectado más clientes que durante todo el 2016 (95,595 vs 93,227 clientes).
- ▶ La base de clientes acumulados y el volumen facturado se incrementaron durante el 3T 2017 en 28% y 4%, respectivamente, en comparación con el 3T 2016.
- ▶ Asimismo, durante los últimos 12 meses construyó 955 km de redes, con lo cual el sistema de distribución se extiende por 8,112 km de redes subterráneas.
- ▶ Los Ingresos Totales y el EBITDA para el período 3T 2017 aumentaron en 6% y 12% respectivamente debido a un incremento en los ingresos de distribución por una mayor base de clientes y a un incremento en el derecho de conexión por parte de las estaciones GNV.
- ▶ En paralelo, la Compañía ha avanzado en la implementación de una nueva estrategia. Al respecto, rediseño su estructura organizacional y la enfoco hacia una visión de negocio diferente e innovadora. Con ello, busca que las áreas generadoras y de soporte cuenten con las condiciones para presentar a los clientes propuestas energéticas integrales. Por otro lado, se están preparando controles para anticipar los efectos que el entorno externo y la regulación puedan generar a la operación del negocio.
- ▶ El EBITDA de los últimos doce meses al 3T 2017 fue USD 136 millones, el cual se incrementó en 15% en comparación con el reportado en el 3T 2016.

Hechos Relevantes

- ▶ En el tercer trimestre del 2017, El Perú produjo un promedio de 1,268 MMPCD (millones pies cúbicos por día), mostrando una caída de 13% en comparación al volumen promedio producido en el tercer trimestre del 2016, el cual fue de 1,459 MMPCD.

- ▶ Durante lo corrido del 2017, Cálidda conectó 94,772 clientes en el segmento Residencial y tiene operaciones en 22 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, Carabaylo, Lurin, San Vicente de Cañete y Puente Piedra. Del mismo modo, en el segmento Industrial, Comercial y Estaciones GNV, Cálidda cuenta con presencia en 37 distritos.
- ▶ El Volumen Facturado en el tercer trimestre del 2017 se incrementó en un 4% en comparación al tercer trimestre del 2016. Esto se debe principalmente a la adición de nuevos clientes industriales. Estos sumaron 605 MMPCD (563 MMPCD Generación Eléctrica + 42 MMPCD Industrial), los cuales representan 79% del Volumen Facturado.
- ▶ Al cierre del 3T 2017, Cálidda estima que existen cerca de 810,000 clientes potenciales, de los cuales 534,038 están actualmente conectados. Esto resulta en un ratio de penetración de la red del 66%.
- ▶ Durante el 2017 las inversiones de capital totales fueron de USD 60 millones y USD 80 millones en los últimos doce meses, destinadas principalmente a la construcción de redes de polietileno para la conexión de hogares.

2.3. Gas Natural

Tabla No. 9 – Panorámica de Gas Natural – 3T 2017



|  | | COP Millones |
|-------------------------------------------------------------------------------------|--|-----------------------|
| Ingresos operacionales - COP MM | | 581,068 |
| EBITDA Trimestral - COP millones | | 88,291 |
| Control | | Gas Natural de España |
| Participación de EEB | | 25% |


Tabla No. 10 – Indicadores financieros seleccionados de Gas Natural – 3T 2017

|  | COP Millones | | | USD Millones | |
|-------------------------------------------------------------------------------------|--------------|---------|-------|--------------|---------|
| | 3T 2017 | 3T 2016 | Var % | 3T 2017 | 3T 2016 |
| Ingresos operacionales | 581,068 | 551,986 | 5.3 | 197.9 | 191.7 |
| Costo de Ventas | 466,737 | 414,962 | 12.5 | 158.9 | 144.1 |
| Utilidad operacional | 78,966 | 106,952 | -26.2 | 26.9 | 37.1 |
| EBITDA | 88,291 | 113,363 | -22.1 | 30.1 | 39.4 |
| Margen EBITDA (%) | 15.2 | 20.5 | -26.0 | 15.2 | 20.5 |
| Utilidad neta | 51,022 | 71,461 | -28.6 | 17.4 | 24.8 |
| Deuda neta / EBITDA UDM | 4.9 | 2.6 | 83.2 | 4.9 | 2.6 |
| EBITDA UDM / Intereses UDM | 12.4 | 13.2 | -6.2 | 12.4 | 13.2 |

Hechos Relevantes

- ▶ Caída en el margen de mercado Gas Natural Vehicular (GNV) frente a lo previsto en el presupuesto de 2017, principalmente porque este segmento presenta una contracción en la demanda.
- ▶ Mayor ingreso como resultado de un mejor desempeño de las filiales.
- ▶ Para Septiembre de 2017 se identifica una reducción en los volúmenes vendidos frente al mismo periodo del 2016, esto como resultado de la caída de las ventas en el mercado secundario asociadas al fenómeno del niño que este año no se presentó.
- ▶ Contracción de recursos financieros asociados a crédito por hasta COP 119.000 millones lo cual limita sus planes de expansión.


Tabla No. 11 – Inversiones - Gas Natural Acumulado

|  | 3T 2017 | 3T 2016 | Var % |
|-----------------------------------------------------------------------------------|---------|---------|-------|
| COP Millones | 11,894 | 6,822 | 74.3 |
| USD Millones | 4.05 | 2.37 | 71.0 |

2.4. Contugas

- ▶ Al cierre del tercer trimestre se registraron ingresos por encima de los USD 20.7 millones y un EBTIDA acumulado de USD 13.5 millones.
- ▶ Pese a que la utilidad neta continúa reportando resultados negativos, se resalta una recuperación en dicho rubro, estimando mejores proyecciones para el próximo año.

Tabla No. 12 – Indicadores seleccionados de Contugas

|  | 3T 2017 | 3T 2016 |
|-------------------------------------------------------------------------------------|---------|---------|
| No de clientes | 43,358 | 38,290 |
| Ingresos operacionales - USD Miles | 20,656 | 16,080 |
| Utilidad operacional – USD Miles | 1,493 | 2,313 |
| EBITDA – USD Miles | 3,702 | 3,742 |
| Margen EBITDA | 17.9% | 23.3% |
| Utilidad neta – USD Miles | (2,865) | (6,518) |
| Deuda neta / EBITDA | 19.7 | 91.4 |
| EBITDA / Intereses | 3.8 | 1.0 |

Hechos Relevantes

- ▶ Contugas firmó una adenda al contrato integral de suministro, transporte y distribución suscrito con su cliente Central Térmica Humay (Termolca), ampliando la capacidad contratada para el proyecto de 37.5 MMPCD a 45 MMPCD.
- ▶ Contugas suscribió un memorando de entendimiento para explorar la prestación del servicio de distribución de gas natural por red de ductos a una planta de generación térmica que se instalaría en la zona de Marcona, con un consumo de 30 MMPCD y una capacidad de 250 MW y con entrada en operación estimada para septiembre de 2023.
- ▶ En septiembre, el Directorio de Contugas aprobó la suscripción de todos los documentos y contratos necesarios para la celebración de operaciones de crédito, de manejo de deuda y de cobertura por un monto de hasta USD 355 millones, con la finalidad de refinanciar la deuda actual.
- ▶ En septiembre, el Directorio de Contugas aprobó el Código de Gobierno Corporativo de la sociedad, el cual describe los principales elementos del sistema de dirección y control de Contugas, define los marcos de actuación de sus órganos de gobierno, así como su interacción con otros tomadores de decisión del GEB.
- ▶ El 27 de septiembre, Contugas celebró con la banca local una operación de crédito de corto plazo (180 días) por PEN 26.17 millones (aprox. USD 8.00 millones) a una tasa fija del 4.30%.

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 Septiembre 2017

| COP Mm | GEB | TGI | TRECSA | Contugas ¹ | REP | CTM |
|------------------------|-------------|-------------|-------------|-----------------------|-------------|-------------|
| | Transmisión | (USD Miles) | (USD Miles) | (USD Miles) | (USD Miles) | (USD Miles) |
| Ingresos operacionales | 205,134 | 308,577 | 21,222 | 60,486 | 212,819 | 207,545 |
| Utilidad operacional | 131,305 | 187,779 | 12,445 | 6,720 | 90,309 | 130,448 |
| EBITDA | 142,612 | 251,221 | 4,116 | 13,471 | 148,848 | 184,709 |
| Utilidad neta | 66,191 | 97,092 | 4,058 | -4,817 | 53,482 | 66,170 |

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

3.1. GEB Transmisión

Tabla No. 14 – Indicadores Transmisión GEB

|  Grupo Energía Bogotá | | 3T 17 | 3T 16 | Var % |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|---------|--------|-------|
| Inversiones – COP Millones | | 231,581 | 91,969 | 151.8 |
| Disponibilidad de la infraestructura - % (1) | | 99.93% | 99.79% | 0.140 |
| Compensación por indisponibilidad - % (2) | | 0.006% | 0.208% | -97.2 |
| Cumplimiento programa mantenimiento - % (3) | | 100.00% | 99.50% | 0.5 |
| Participación en la actividad de transmisión en Colombia - % (4) | | 15.0% | 12.6% | 18.8 |

Hechos Relevantes

- ▶ EEB fue adjudicataria de la Convocatoria Pública UPME STR 05 de 2017 consistente en el suministro, construcción y operación de un 2do transformador 230/115 kV de 150 MVA en la SE Altamira en el departamento del Huila.
- ▶ En el mes de Julio la UPME solicitó a EEB manifestar su interés de realizar el proyecto de ampliación de la SE la Loma 500 kV bajo el mecanismo de ampliación. EEB dio su aceptación para ejecutar el proyecto. Este proyecto consiste en el suministro, construcción y operación de 2 bahías de transformación y 2 cortes centrales a 500 kV en la SE La Loma en el departamento del Cesar.
- ▶ La CREG expidió la resolución 141 de 2017 mediante la cual modifica temporalmente algunos aspectos regulatorios con relación del evento ocurrido en el municipio de Mocoa.


Tabla No. 15 – Avance proyectos de Ingresos anuales esperados GEB Negocio de Transmisión 3T 2017

| Proyecto UPME | Avance | IAE USD MM | Entrada en operación |
|------------------------------------------------|--------|---------------|-------------------------|
| Chivor II Norte, Bacata y Líneas | 56.9% | 5.50 | 25/11/2017 |
| Cartagena Bolívar 220kV | 79.6% | 11.60 | 06/12/2017 |
| Río Córdoba 220kV | 85.8% | 1.80 | 13/12/2017 |
| Armenia y Líneas a 230kV | 97.0% | 1.28 | 01/12/2017 |
| Tesalia y Líneas a 230kV | 89.0% | 10.90 | 04/01/2018 |
| Línea Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500kV | 56.3% | 21.10 | 08/05/2019 |
| Refuerzo Suroccidental 500kV | 27.7% | 24.40 | 30/09/2018 |
| Ecopetrol San Fernando 230kV* | 65.6% | 6.00 | 26/06/2018 |
| Río Córdoba Transformadores 220/115 kV* | 94.7% | 0.65 | 13/12/2017 |
| La Loma 500kV | 65.5% | 1.30 | 11/11/2017 |
| La Loma 110kV* | 34.0% | 6.96 | 30/06/2018 |
| Conexión Drummond Ltd* | 73.7% | 0.87 | 10/12/2017 |
| Altamira | 1.2% | 0.66 | 31/03/2019 |
| Ampliación La Loma 500 kV | 0.01% | 0.35 | 30/06/2018 |

IAE: Ingresos Anuales Esperados.

3.2. TGI

Tabla No. 16 – Indicadores seleccionados de TGI – Cifras 3T 2017

|  | 3T 2017 | 3T 2016 | Var % |
|-----------------------------------------------------------------------------------|----------------------|---------|-------|
| Ingresos operacionales - USD Millones | 308,577 | 332,308 | -7.1 |
| Utilidad operacional - USD Millones | 187,779 | 213,618 | -12.1 |
| EBITDA - USD Millones | 251,221 | 281,229 | -10.7 |
| Utilidad neta - USD Millones | 97,092 | 62,678 | 54.9 |
| Volumen transportado – Mmpcd | 432 | 458 | -5.6 |
| Capacidad contratada en firme - Mmpcd | 692 | 671 | 3.08 |
| Calificación crediticia internacional | | | |
| S&P | BBB-/Stable 22/12/yy | | |
| Fitch | BBB/Stable 19/10/yy | | |
| Moody's | Baa3/Stable 01/06/yy | | |

Hechos Relevantes

- ▶ 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 sea expedida durante el último trimestre 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:
 - iii. Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita
 - iv. Construcción Loop 10", Mariquita - Gualanday
 - v. Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena
 - vi. 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, a saber:
 - i. Construcción Planta de Regasificación del Pacífico
 - ii. Construcción del Gasoducto Buenaventura – Yumbo

Tabla No. 17 – Estado de los proyectos de expansión en Colombia 3T 2017

| | Descripción | Capex (USD mm) | Ejecución (%) | Entrada en Operación |
|--------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|------------------|------------------------------------------------------------------------|
| Cusiana Fase III | Aumento de la Capacidad Cusiana - Vasconia en 20 MPCD para atender el centro del País. Ingeniería Básica, Detalle, Estudios Ambientales, solicitud de permisos ambientales ante CAR's, procura de unidades de compresión, equipos y tubería, compensación ambiental y social, Interventoría y Construcción para la ampliación de las estaciones Miraflores, Puente Guillermo, Vasconia y Adecuaciones Hub Vasconia. | 31 | 95 | En ejecución |
| Cusiana – Apiay - Ocoa | "Expansión Cusiana Apiay Termo Ocoa. Construcción de dos nuevas estaciones de compresión de gas, la Estación PARATEBUENO sobre el Gasoducto Cusiana – Apiay y la Estación VILLAVICENCIO sobre el Gasoducto Apiay-Villavicencio-Ocoa. El proyecto aumentará la capacidad de transporte para atender la demanda de gas natural de remitentes que solicitaron capacidad de transporte Cusiana, Apiay y Villavicencio por 32 MMSCFD; 7MMSCFD se desviarán para el gasoducto Apiay-Villavicencio-Ocoa." | 48 | 74 | 4T 17 |
| Loop Armenia | Construcción Loop Armenia de 37 Km en 8" pulgadas entre el PK 219 de la línea troncal de 20 pulgadas y la derivación del ramal al municipio de La Tebaida y Loop Dos Quebradas de 8 Km en 3" pulgadas entre el PK4 y el PK 11 del Ramal hacia Dos Quebradas que busca abastecer la demanda creciente en la zona, de tal forma que el Loop en el Ramal a Armenia permitirá incrementar la capacidad en 8.288 MPCD y el Loop en el Ramal a Dos Quebradas en 0.438 MPCD. | 19 | 84 | 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. | 70 | 11 | I. Cusiana - Vasconia 4T 2018 II. Puente Guillermo-Vasconia 1T 2018 |
| 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 | 7 | 2T 2019 |

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

- ▶ Por otra parte, y atendiendo requerimientos de la CREG, se remitió a dicha entidad información de caracterización para el nuevo gasoducto Galán Casabe Yondo, dentro del proceso adelantado para la definición por mutuo acuerdo de los cargos regulados para dicho gasoducto.
- ▶ El 25 de agosto, Grupo Energía Bogotá informa que a partir de la fecha y luego de ejercer la opción de transferencia, la Transportadora de Gas Internacional TGI, empezará a operar y mantener el gasoducto Mariquita-Cali construido por Transgas de Occidente.
- ▶ El pasado 3 de octubre el Grupo Energía Bogotá informa que el tribunal de arbitramento de la Cámara de Comercio de Bogotá emitió laudo arbitral en el marco del proceso promovido por EPM ESP., e

ISAGEN S.A. ESP, en contra de TGI S.A. ESP; laudo que quedó en firme de conformidad con la certificación emitida el 4 de octubre de 2017 por el secretario del Tribunal, toda vez que ninguna de las partes propuso recurso de anulación.

3.3. TRECSA

Proyecto PET

Alcance

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

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

Avances del proyecto

Con los nuevos trazos de líneas de transmisión:



Cuadro No. 1 – Estado de los avales de TRECSA – 3T 2017

| Estatus | Cantidad de Municipalidades | Porcentaje |
|--------------|-----------------------------|-------------|
| Aprobado | 61 | 74,39% |
| Revocado | 2 | 2,44% |
| Denegado | 1 | 1,22% |
| No Otorgado | 11 | 13,14% |
| En Trámite | 7 | 8,54% |
| Total | 82 | 100% |

Construcción de líneas de transmisión

- ▶ Energizado 387 de 866 km. (45%).
- ▶ Obra Civil 1433 de 2117 sitios de torre (68%).
- ▶ Montaje 1400 de 2117 sitios de torre (66%).
- ▶ Tendido 471 de 866 km. (54%).

Construcción de subestaciones

- ▶ Energizadas 14 de 23 subestaciones (61%).
- ▶ En construcción 5 de 23 subestaciones (22%).
- ▶ Con situaciones por resolver 4 de 23 subestaciones (17%).

3.4. EEBIS GUATEMALA

Proyecto Cempro

Alcance


La Etapa 1 cubre el diseño, suministro, construcción y puesta en servicio, de activos de conexión de la Planta San Gabriel.

Comprende la construcción de:

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

Avance de cronograma

Cuadro No. 2 – Avance del cronograma Proyecto Cempro de EEBIS GUATEMALA – 3T 2017

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

Líneas de transmisión

- ▶ Disponibles 80 de 112 apoyos para construcción.
- ▶ Con obra civil completa, 76 postes (68%).
- ▶ Con montaje completo, 75 postes (66%).
- ▶ Tendido de cable de poste 01 a 54 (44%).

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

Subestaciones

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

Proyecto Prónico

Alcance

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

Avance de cronograma

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

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

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

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

Cuadro No. 3 – Avance del cronograma Proyecto Prónico de EEBIS GUATEMALA – 3T 2017

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

Proyecto Anillo Pacifico Sur

Alcance

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

Comprende la construcción de:

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

Derecho de paso

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

Líneas de transmisión

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

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


Subestaciones

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

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

Avance de cronograma

Cuadro No. 4 – Avance del cronograma Proyecto Anillo Pacífico sur de EBBIS GUATEMALA – 3T 2017

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

3.5. REP y CTM Perú

REP Perú

Tabla No. 18 – Indicadores financieros seleccionados REP – 3T 2017

| REP Perú | USD Miles | | |
|-------------------------|-----------|---------|-------|
| | 3T 2017 | 3T 2016 | Var % |
| Ingresos operacionales | 107,773 | 99,354 | 8.5 |
| Costo de ventas | -54,097 | -50,354 | 7.4 |
| Utilidad operacional | 45,420 | 41,781 | 8.7 |
| EBITDA | 74,962 | 67,247 | 11.5 |
| Margen EBITDA | 69.6% | 67.7% | 2.8 |
| Utilidad neta | 26,074 | 23,215 | 12.3 |
| Deuda neta (2) / EBITDA | 3.6 | 2.3 | 56.5 |
| EBITDA / Intereses (3) | 6.7 | 8.1 | -17.3 |

- ▶ Los ingresos operacionales de REP tuvieron un crecimiento del 8.5% respecto al 3T 2016, como resultado de la aplicación de la remuneración anual garantizada y por la generación de servicios de transmisión de energía adicionales (nuevos contratos).
- ▶ Pese a que los gastos no operacionales cerraron en USD 10 millones, en función de mayores gastos financieros y una dinámica creciente de la diferencia en el tipo de cambio, propia de las actividades comerciales de la Compañía, la utilidad neta tuvo un aumento del 12.3%, producto del control de gastos y generación operacional de ingresos.

- ▶ El EBITDA tuvo un crecimiento del 11.5%, cerrando en USD 75 millones.

Proyectos de inversión

- ▶ Al 3T 2017 la Compañía culminó los siguientes proyectos de ampliación:
 - Ampliación 13: Nueva subestación Pariñas – 220 kV, LT a 180 MVA (40 Km), con una ejecución total de Capex de USD 18.2 millones.
 - Ampliación 17: Incremento de la capacidad de SSEE, con una ejecución total de Capex de USD 26.4 millones.
- ▶ Para el 2019 se proyecta la culminación de los proyectos de ampliación 18 y 19 con una inversión total de USD 1.2 millones.

CTM Perú

Tabla No. 19 – Indicadores financieros seleccionados de CTM – 3T 2017

| CTM Perú | USD Miles | | |
|----------------------------------|-----------|---------|-------|
| | 3T 2017 | 3T 2016 | Var % |
| Ingresos Operacionales Ajustados | 103,374 | 101,079 | 2.3 |
| Costo de ventas | -38,293 | -36,345 | 5.4 |
| Utilidad operacional | 64,112 | 63,399 | 1.1 |
| EBITDA | 91,314 | 89,223 | 2.3 |
| Margen EBITDA (%) | 89.0% | 87.9% | 1.2 |
| Utilidad neta | 31,888 | 30,074 | 6.0 |
| Deuda neta (2) / EBITDA | 6.0 | 6.1 | -2.3 |
| EBITDA / Intereses (2) | 3.6 | 4.0 | -9.8 |

- ▶ Los ingresos crecieron 2,3% del 3T 2016 al 3T 2017, como resultado de la materialización de la retribución anual del servicio a través de los contratos de transmisión de energía eléctrica, en especial el de Mantaro – Socabaya y Zapallal – Trujillo.
- ▶ La variación en los costos se debe a la actualización de los rubros de operación, mantenimiento y reemplazos significativos, necesarios para conservar la infraestructura que se administra.
- ▶ Los gastos administrativos y de ventas tuvieron una reducción del 26%, como resultado de una optimización en el manejo de honorarios y asesorías externas.
- ▶ A pesar de la mayor dinámica en generación de ingresos, los gastos no operacionales se mantuvieron estables, gracias a la implementación de estrategias en el manejo de los gastos financieros y la diferencia en cambio.

Proyectos de Inversión

- ▶ Concesión L.T. 500 kV Mantaro – Marcona: LT 916 Km. Valor de la inversión USD 459.1 millones, con fecha de entrada en operación, 4T 2017.
- ▶ Concesión L.T. La Planicie –Industriales: LT 17.3 Km. Valor de la inversión USD 51.6 millones, con fecha de entrada en operación, 3T 2017.
- ▶ Concesión L.T. Friaspata Mollepata y Se Orcotuna: LT 94.0 Km para la nueva SE Orcotuna. Valor de la inversión USD 52.2 millones. Fecha de entrada en operación, 1T 2018.
- ▶ Concesión 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 3T 2017



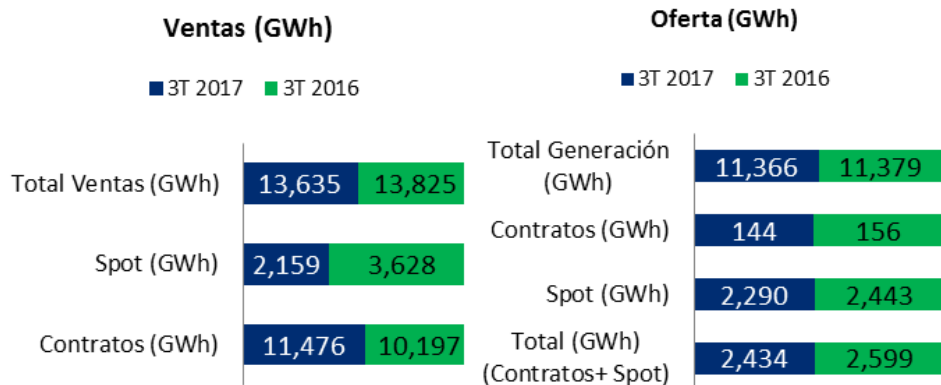
| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|
|  | |
| Capacidad Instalada Bruta – MW | 3,509 |
| Composición de la capacidad | 11 Hidros y 2 térmicas |
| Generación – Gwh | 11,366 |
| Ventas – Gwh | 13,635 |
| Control | Enel Energy Group |
| Participación de EEB | 51.5% correspondiente a: 37.4% acciones ordinarias y 14.1% preferenciales sin derecho a voto |

Tabla No. 21 – Indicadores financieros seleccionados de Emgesa

|  emgesa Grupo Enel | COP Millones | | | USD Millones | | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|-----------|-----------|--------------|---------|--------|
| | 3T 2017 | 3T 2016 | Var % | 3T 2017 | 3T 2016 | Var % |
| | Ingresos operacionales | 2,534,571 | 2,773,580 | -8.6 | 862.00 | 906.00 |
| Margen de Contribución | 1,689,159 | 1,711,401 | -1.3 | 575.00 | 559.00 | 3 |
| EBITDA | 1,534,953 | 1,553,721 | -1.2 | 522.00 | 507.00 | 3.0 |
| Margen EBITDA Trimestral - % | 60.56 | 56.02 | 0.1 | 60.56 | 55.96 | 0.1 |
| Utilidad neta | 682,457 | 630,779 | 8.2 | 232.00 | 206.00 | 12.6 |
| Dividendos pagados | 402,129 | 515,105 | -21.9 | 137.00 | 168.00 | -18.5 |



*Total Generación del Sistema

Hechos Relevantes

- ▶ Emgesa alcanzó un EBITDA de COP 1,5 billones durante los primeros nueve meses de 2017, disminuyendo con respecto al mismo período del año anterior, principalmente como resultado de menores precios en el spot. Sin embargo, el margen Ebitda de la Compañía se mantiene por encima del 60%.
- ▶ La utilidad neta de Emgesa para el período fue de COP 682,457 millones de pesos, con un incremento de 8.2% con respecto al mismo periodo del 2016, principalmente como resultado de una reducción de 24.9% en los gastos financieros.
- ▶ Durante los primeros nueve meses de 2017, Emgesa aportó el 22.9% del total de la generación del SIN, consolidándose como el segundo generador del sistema.
- ▶ Entre enero y septiembre de 2017, Emgesa generó 11.366 GWh, presentando una disminución marginal de 0,1% en comparación con el mismo periodo de 2016. La generación con fuentes hídricas aportó el 98,7% de la generación total de la compañía mientras que la generación térmica aportó el 1,3%. Esto

representa un aumento de la participación en la generación hídrica en comparación con 2016, como consecuencia del mayor nivel de hidrología observado durante el 2017, en contraste con el fuerte Fenómeno de El Niño en 2016.

- ▶ Durante los primeros nueve meses de 2017, Emgesa vendió 13.635 GWh, un 1,4% inferior al volumen vendido durante el mismo periodo del año 2016.
- ▶ El 84,2% de las ventas fue efectuado a través de contratos, de los cuales el 74,0% se realizó a clientes del mercado mayorista y el 26,0% a clientes no regulados y el 15,8% restante correspondió a ventas en el mercado spot.

Avance proyectos de inversión EMGESA

Tabla No. 22 – Inversiones – Emgesa

|  | | 3T 2017 | 3T 2016 | Var % |
|-----------------------------------------------------------------------------------|--|---------|---------|-------|
| Millones COP | | 114,954 | 117,641 | -2.3 |
| Millones USD | | 39 | 38 | 2.6 |

- ▶ Durante los primeros nueve meses de 2017, Emgesa ha realizado inversiones por \$114.954 millones de pesos, una reducción de 2,3% frente a lo presentado en el mismo periodo del año 2016, debido especialmente a menores necesidades en el Capex de mantenimiento en las centrales de generación.
- ▶ Las inversiones estuvieron concentradas en mantenimiento (\$74.523 millones de pesos) y en menor proporción en expansión (\$40.431 millones de pesos).

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 Septiembre de 2017: 2,936.67.
- ▶ TRM al 30 de Septiembre de 2016: 2,879.95.
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza la coma (,) para separar los miles y el punto (.) para separar los decimales.

Anexo 2: Definiciones de los EBITDA incluidos en este informe

- ▶ El EBITDA no es un indicador reconocido bajo las normas contables de Colombia o de los Estados Unidos y puede presentar dificultades como herramienta analítica. Por esta razón, no debería ser tenido en cuenta en forma aislada como un indicador de la generación de caja de la compañía.
- ▶ EBITDA: El EBITDA para un período determinado (UDM; Trimestre) se calcula tomando el resultado operacional (o pérdida), agregándole la amortización de intangibles y la depreciación de activos fijos, para dicho período.
- ▶ EBITDA Consolidado EEB: En concordancia con el contrato de los bonos emitidos por EEB en noviembre de 2011, el EBITDA Consolidado de la compañía para un período determinado se calcula tomando los ingresos operacionales para dicho periodo y restándole el costo de ventas, los gastos administrativos y los intereses generados por los fondos pensionales. A este resultado se le adicionan los dividendos decretados (independientemente de si han sido pagados o no), los intereses de las inversiones temporales, los impuestos indirectos, la amortización de intangibles, la depreciación de los activos fijos, las provisiones y los aportes realizados a los fondos pensionales.
- ▶ El EBITDA Consolidado Ajustado para un período determinado se calcula tomando el EBITDA Consolidado para dicho período y adicionándole los flujos caja que ingresan a EEB atribuibles a reducciones de capital de aquellas compañías en donde EEB tiene participaciones accionarias.

Anexo 3: Estado de resultados consolidados a Septiembre de 2017
Tabla No. 23 – Estado de Resultados Consolidado GEB

| | 3T 2016 | 3T 2017 | Variación | % Var. |
|---------------------------------------------------|-------------------|-------------------|----------------|---------------|
| Ingresos Operacionales | 2,358,229 | 2,386,098 | 27,869 | 1.18% |
| Distribución de gas natural | 1,143,627 | 1,240,160 | 96,533 | 8.44% |
| Transporte de gas natural | 1,009,763 | 907,331 | -102,432 | -10.14% |
| Distribución de electricidad | 0 | 0 | 0 | 0.00% |
| Transmisión de electricidad | 204,839 | 238,607 | 33,768 | 16.49% |
| Costos y Gastos | -1,426,701 | -1,513,809 | -87,108 | 6.11% |
| Distribución de gas natural | -778,897 | -1,007,116 | -228,219 | 29.30% |
| Transporte de gas natural | -299,799 | -337,998 | -38,199 | 12.74% |
| Distribución de electricidad | 0 | 0 | 0 | 0.00% |
| Transmisión de electricidad | -95,799 | -126,835 | -31,036 | 32.40% |
| Gastos administrativos | -304,462 | -94,586 | 209,876 | -68.93% |
| Otros ingresos (gastos), neto | 52,256 | 52,726 | 470 | 0.90% |
| Resultado de las actividades operacionales | 931,528 | 872,279 | -59,249 | -6.36% |
| Ingresos financieros | 98,652 | 141,540 | 42,888 | 43.47% |

| | | | | |
|----------------------------------------------|------------------|------------------|-----------------|----------------|
| Gastos financieros | -393,946 | -394,941 | -995 | 0.25% |
| Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto | 149,399 | -40,975 | -190,374 | -127.43% |
| Participación en las ganancias (perdidas) | 749,168 | 796,550 | 47,382 | 6.32% |
| Ganancia (perdida) antes de impuestos | 1,534,801 | 1,374,453 | -160,348 | -10.45% |
| Ingreso (gasto) por impuestos | -428,914 | -142,914 | 286,000 | -66.68% |
| Ganancia (perdida) | 1,105,887 | 1,231,539 | 125,652 | 11.36% |
| Otro resultado integral | -222,889 | 217,381 | 440,270 | -197.53% |
| Resultado integral | 882,998 | 1,448,920 | 565,922 | 64.09% |
| <i>Ganancia (perdida), atribuible a:</i> | 1,105,887 | 1,231,539 | 125,652 | 11.36% |
| La controladora | 1,052,721 | 1,174,588 | 121,867 | 11.58% |
| Interés minoritario | 53,166 | 56,951 | 3,785 | 7.12% |

Tabla No. 24 – Desagregación EBITDA – Acumulado Consolidado 3T 2017– Cifras en Millones COP

| EBITDA CONSOLIDADO | COP Millones A Septiembre 2017 |
|-------------------------------------|-----------------------------------|
| Ingresos operacionales | 2,442,426 |
| Diferencia en cambio neta | -40,957 |
| Ingresos financieros | 120,916 |
| Método de participación Patrimonial | 0 |
| Total ingresos | 3,219,387 |
| Costos Operacionales | -1,471,949 |
| Gastos Operacionales | -493,140 |
| Gastos Financieros | 394,941 |
| Interés minoritario | -56,951 |
| Depreciación | 195,858 |
| Amortización | 101,376 |
| Impuestos | 59,698 |
| Provisiones | 7,312 |
| Dividendos Recibidos | 697,020 |
| TOTAL | 1,956,530 |
| % EBITDA | 60.77% |

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

Anexo 4: Estados financieros consolidados de GEB e individuales:

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

Anexo 5: Método de Participación en compañías asociadas

Tabla No. 25 – Desglose Método de Participación 3T 2017 COP millones

| Empresa | 3T 2016 | 3T 2017 |
|---------------------|----------------|----------------|
| Emgesa | 327,343 | 354,010 |
| Codensa | 214,379 | 240,767 |
| Gas Natural | 54,773 | 42,118 |
| REP | 27,540 | 30,658 |
| CTM | 36,846 | 37,495 |
| EMSA | 6,087 | 4,658 |
| Promigas | 72,191 | 49,490 |
| Transmisoras Brasil | 10,009 | 37,353 |
| Total | 749,168 | 796,550 |

Anexo 6: Términos técnicos y regulatorios

- ▶ BLN: Billones de los Estados Unidos de América, Factor 109.
- ▶ CAC: Crecimiento anual compuesto.
- ▶ COP: Pesos colombianos.
- ▶ CHB: Central Hidroeléctrica de Betania.
- ▶ CTM: Consorcio Transmantaro.
- ▶ CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia. Entidad estatal encargada de la regulación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas natural.
- ▶ D Electricidad: Distribución de electricidad.
- ▶ D Gas natural: Distribución de Gas natural.
- ▶ DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística, Entidad responsable de la planeación, levantamiento, procesamiento, análisis y difusión de las estadísticas oficiales de Colombia.
- ▶ G Electricidad: Generación de electricidad.
- ▶ Gwh: Gigavatios hora; unidad de energía que equivale a 1,000,000 kwh.
- ▶ GNV: Gas natural vehicular.
- ▶ IPC: Índice de precios al consumidor de Colombia.
- ▶ KM: Kilómetros.
- ▶ KWH: Unidad de energía, Equivale a la energía desarrollada por una potencia de un kilovatio (kW) durante una hora.
- ▶ MEM: Mercado de Energía Mayorista de Colombia.
- ▶ Mill: millones.

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

Anexo 7: Panorámica de GEB

- ▶ EEB es una compañía integrada del sector de la energía con operaciones en Colombia, Perú y Guatemala;
- ▶ La compañía fue fundada en 1896 y está controlada por el Distrito de Bogotá – 76.2%. Al estar la acción de EEB inscrita en el mercado público de Colombia, se rige por estándares internacionales de gobierno corporativo.
- ▶ EEB tiene una estrategia de expansión focalizada en el transporte y distribución de energía en Colombia y en otros países de la región americana.
- ▶ EEB participa en toda la cadena de valor de electricidad y en casi toda la cadena de valor de gas natural – no participa en la actividad de exploración y producción de este hidrocarburo.
- ▶ El GEB es uno de los emisores colombianos más importantes de deuda corporativa en los mercados de capitales internacionales. En octubre de 2007, GEB y TGI realizaron una emisión de corporativos en el

mercado 144^a por USD 1.36 billones – miles de millones -. En 2011, TGI ejerció opción de compra para reducir la tasa cupón en 263 pbs.

- ▶ Desde 2008, la acción de EEB se transa en el mercado público de valores de Colombia, y actualmente es parte de los índices bursátiles COLCAP, COLEQTY y COLIR.