



**GRUPO ENERGÍA
DE BOGOTÁ**

INFORME PARA INVERSIONISTAS

II TRIMESTRE DE 2016

Bogotá D.C., Agosto 18 de 2016

Bogotá D.C., Agosto 18 de 2016

TABLA DE CONTENIDO

1.	Resumen ejecutivo y hechos relevantes.....	2
1.1.	Panorámica sectores eléctrico y de gas natural atendidos.....	2
1.2.	Resumen de los resultados financieros de EEB 2T 2016.....	3
1.3.	Hechos relevantes de EEB y del Grupo Energía de Bogotá.....	4
2.	Desempeño compañías subsidiarias.....	4
2.1.	EEB Transmisión.....	5
2.2.	DECSA – EEC.....	6
2.3.	TGI.....	6
2.4.	CALIDDA.....	8
2.5.	CONTUGAS.....	9
2.6.	TRECSA.....	9
2.7.	EEBIS Guatemala.....	10
3.	Desempeño compañías asociadas.....	12
3.1.	EMGESA.....	13
3.2.	CODENSA.....	15
3.3.	PROMIGAS.....	17
3.4.	GAS NATURAL.....	18
3.5.	REP y CTM Perú.....	18
4.	Anexos.....	20
	Anexo 1: Nota legal & Aclaraciones.....	20
	Anexo 2: Definiciones de los EBITDAS incluidos en este informe.....	20
	Anexo 3: Estado de resultados consolidados Junio de 2016.....	21
	Anexo 4: Estados financieros consolidados de EEB e individuales:.....	22
	Anexo 5: Método de Participación en compañías asociadas.....	22
	Anexo 6: Términos técnicos y regulatorios.....	22
	Anexo 7: Panorámica de EEB.....	23

1. Resumen ejecutivo y hechos relevantes

1.1. Panorámica sectores eléctrico y de gas natural atendidos

Demanda de Electricidad

Tabla No 1 - Panorámica de los sectores eléctricos 2T 2016

(GWh)	Colombia	Perú	Guatemala
Capacidad instalada – MW	16,537	10,150	3,041
Demanda – GWh	32,961	3,957	1,632
Variación demanda 2T 2016/ 2T 2015 - %	1.6	8.6	4.4

Demanda Gas Natural

Tabla No. 2 - Panorámica de los sectores de gas natural 2T 2016

(Mmpcd)	Colombia	Perú
Reservas probadas y probables – TPC (2012)	5.5	21.1
Demanda interna - mmpcd	1,040	1,220
Variación demanda interna 2T 2016/2T 2015	-0.1	-1.5
Explicación variación demanda	<p>Las dos principales causas del decrecimiento de la demanda nacional, nominalmente, fueron el sector termoeléctrico y residencial-comercial. El consumo termoeléctrico experimentó un decrecimiento del 7.7%, debido a que las condiciones del fenómeno de Niño disminuyeron durante 2T 16, en contraposición con los consumos presentados los primeros trimestres de 2015 y los primeros tres meses de 2016 donde las condiciones del fenómeno El Niño fueron fuertes. La demanda de gas para generación térmica promedio del 2T 16 fue de 75.9 Mmpcd, 83.3 Mmpcd inferior a los presentado en el primer trimestre de 2016, la cual alcanzó una generación promedio de 159.2 Mmpcd.</p>	<p>- La variación de la demanda del 2T16 al 2T15 es de -1.56% (-19.35 MMPCD) y se debe principalmente al menor gas usado para la exportación (Pampa Melchorita - 100.8 MMPCD) y para la generadora Chilca-Fenix Power (- 45.5 MMPCD).</p>

Fuentes: UPME, CON, MEM, Osinergim

1.2. Resumen de los resultados financieros de EEB 2T 2016

COP Millones	Indicadores financieros consolidados			Acumuladas		
	2T 16	2T 15	%	Jun-16	Jun-15	%
Ingresos	871,102	872,300	-0.14	1,798,639	1,581,969	13.7
Costos y Gastos Operacionales	526,228	624,161	-15.7	1,136,540	1,119,207	1.5
Resultado actividades operacionales	344,874	248,139	38.9	662,099	462,762	43.0
EBITDA	500,618	508,093	-1.4	1,796,233	1.054.183	70.3
Resultado neto	415,814	286,539	45.1	924,534	492,511	87.7
S&P	BBB-/Negativa					
Fitch	BBB/AAA(col)/Estable					
Moody's	Baa2/Estable					

- ▶ El Grupo Energía de Bogotá reportó resultados financieros al cierre del primer semestre de 2016; los ingresos operacionales consolidados de EEB, casa matriz del Grupo Energía de Bogotá -GEB-, alcanzaron (+COP 1,798,639 millones) lo que significó un crecimiento del 13.7% respecto del año anterior liderado principalmente por (i) (+COP 154,124 millones) derivado de mayores ingresos en transporte de gas natural en Colombia, mayores volúmenes transportados por TGI. S.A. E.S.P. y por efecto positivo de una mayor tasa de cambio en el componente de la tarifa en dólares americanos (ii) (+COP 32,412 millones) representado por mayores ingresos de distribución de electricidad en Colombia gracias a un incremento en facturación de energía promedio para el 2016 e incremento en comercialización, (iii) (+COP 42,277 millones) por entrada en operación de nuevas líneas de transmisión y subestaciones (iv) (-COP 12,143 millones) en el negocio de distribución de gas natural.
- ▶ El resultado de las actividades operacionales alcanzó al cierre de los primeros seis meses de 2016 (+COP 662,099 millones) comparado con el mismo período del 2015, mostrando un crecimiento del 43%, cuyos principales contribuyentes fueron los negocios de distribución y transporte de gas debido a unos costos y gastos controlados durante el período.
- ▶ Los costos y gastos se redujeron en (COP 107,352 millones) discriminados por negocio de la siguiente manera: (i) (-COP 155,776 millones) en distribución de gas natural derivados de costos de mantenimiento, ampliación del sistema de distribución de gas y costo de instalaciones internas habilitadas; (ii) (+COP 19,543 millones) en transporte de gas natural derivados de costo de mantenimiento, y depreciación de propiedades, planta y equipo; (iii) (+COP 10,958 millones) en distribución de electricidad; (iv) (+COP 17,923 millones) en transmisión de electricidad; (v) (+COP 124,685 millones) por gastos administrativos y otros ingresos/gastos principalmente impuesto a la riqueza.
- ▶ Los gastos financieros se incrementaron en 29.4% producto de (i) Incremento en intereses por obligaciones financieras, (ii) comisiones y gastos bancarios y (iii) valoración por operaciones de cobertura.
- ▶ La diferencia en cambio neta alcanzó (+COP 226,021 millones), un incremento del 273% respecto del mismo período del año 2015.
- ▶ El resultado neto correspondiente al período Enero-Junio del 2016 presentó un aumento frente al mismo período del 2015 en el 87.7% producto de un incremento del resultado de las actividades operacionales,

a una diferencia en cambio positiva y a un incremento en el método de participación patrimonial del 22.2%

- ▶ El EBITDA, por su parte, alcanzó COP 1.7 billones al cierre del primer semestre de 2016.

1.3. Hechos relevantes de EEB y del Grupo Energía de Bogotá

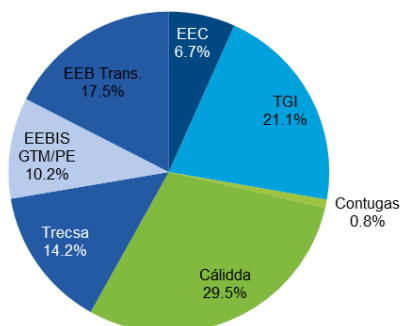
- ▶ **02.04.2016** En sesión del 2 de abril, el Consejo de Gobierno Distrital aprobó el programa de enajenación de las acciones que la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. posee en ISAGEN S.A. E.S.P. en cumplimiento del artículo 8 de la Ley 226 de 1995. Esto se formalizó con el Acuerdo No 636 de 2016 del 31 de Marzo de 2016.
- ▶ **19.04.2016** EEB publicó aviso de Oferta Pública de Venta del Programa de Enajenación de las Acciones de Propiedad de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P en Isagen S.A. E.S.P - Primera Etapa el cual inició formalmente el 20 de abril de 2016.
- ▶ **28.04.2016** La Junta Directiva de EEB S.A. ESP en su sesión de fecha 28 de abril de 2016 aprobó la creación del Comité Financiero y de Inversiones y el Comité de Compensaciones y designó sus miembros.
- ▶ **28.04.2016** La Junta Directiva de EEB S.A. ESP en sesión de fecha 28 de abril de 2016 designó los miembros del Comité de Auditoría y Riegos y del Comité de Gobierno Corporativo.
- ▶ **30.06.2016** EEB S.A. E.S.P. informó que mediante resolución No. 1902 del 23 de junio de 2016, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público autorizó a la Empresa a garantizar las obligaciones de pago a cargo de su filial EEB Ingeniería y Servicios S.A. – EEBIS, hasta por la suma de CUARENTA Y OCHO MILLONES DE DÓLARES (USD 48.000.000) de los Estados Unidos de América o su equivalente en otras monedas. De acuerdo con la autorización mencionada anteriormente, EEB S.A. ESP podrá celebrar el contrato denominado “Guarantee Agreement” con Citibank Europe PLC UK Branch, en su calidad de Facility Agent.

2. Desempeño compañías subsidiarias

Tabla No 4 - Resumen de los proyectos de expansión del Grupo EEB - Compañías Controladas 2T 2016

Proyecto / Cía.	País	Sector*	Inver. Ejecutada USD MM	Estado	En operación
Lima Callao – Cálidda	Perú	D GN	22.0	En construcción	2016-2017
TGI – Colombia	Colombia	T G N	15.7	En construcción	2016-2017
EEC – Colombia	Colombia	D E	5.0	En construcción	2016
Guatemala – TRECSA + EEBIS	Guatemala	T E	18.2	Operación parcial	2016-2017
Proyectos UPME – EEB	Colombia	T E	13.0	En construcción	2016-2018

Capex Ejecutado por Compañía
2T 2016 - USD 74.6 mm



* No Incluye Capex de Gebbras

2.1. EEB Transmisión

Tabla No 5 - Indicadores Transmisión EEB


	2T 16	2T 15	Var %
 Inversiones – COP Millones	20,824	17,421	19.5
Disponibilidad de la infraestructura - % (1)	99.86	99.95	-0.09
Compensación por indisponibilidad - % (2)	0.4463	0.0010	-
Cumplimiento programa mantenimiento - % (3)	96.0	100.0	-
Participación en la actividad de transmisión en Colombia - % (4)	12.5	11.0	13.8

Tabla N° 6 Avance proyectos de Ingresos anuales esperados EEB Negocio de Transmisión

Proyecto UPME	Avance	IAE USD MM	Entrada en operación
Chivor II Norte, Bacata y Líneas	53,80%	5.5	20/12/2016
Cartagena Bolívar 220kV	44,20%	11.6	07/03/2017
Río Córdoba 220kV	43,20%	1.8	30/11/2016
Armenia y Líneas a 230kV	95,04%	1.3	30/08/2016
Tesalia y Líneas a 230kV	81,30%	10.9	28/10/2016
S/E Norte y Línea Sogamoso	35,80%	21.1	30/09/2017
Refuerzo Suroccidental 500 Kv	14,60%	24.4	30/09/2018
Ecopetrol San Fernando 230kV	38,40%	6.3	18/06/2017
Río Córdoba Transformadores 220/115 kV	46,10%	0.6	30/11/2016
La Loma 500kV	48,03%	1.3	30/11/2016
La Loma 110kV	4,30%	6.9	30/06/2018
Conexión Drummond Ltd	20,62%	50.87	30/11/2016

IAE: Ingresos Anuales Esperados.

2.2. DECSA – EEC

Tabla No 7 - Indicadores seleccionados EEC – DECSA – Trimestre

	2T 16	2T 15	Var %
No. de clientes (acumulados).	292,716	281,160	4.1
Ingresos operacionales - COP Millones	93,685	84,879	10.4
Utilidad operacional - COP Millones	13,685	9,326	46.7
EBITDA YTD – COP Millones	47,418	35,734	32.6
Margen EBITDA UDM- %	24.0	21.4	8.2
Utilidad neta – COP Millones	5,957	10,056	-40.7
Pérdidas - %	3.08	3.12	-1.4
Deuda neta / EBITDA UDM	1.1	1.5	-23.0
EBITDA UDM / Intereses UDM	11.4	11.45	-0.4

- ▶ La utilidad operacional creció a un ritmo superior dados unos mayores ingresos por ventas de energía y unos menores costos asociados. Los ingresos por ventas de energía se aumentaron en COP 90,210 millones debido al aumento de consumo presentado en el Mercado Regulado, lo cual, permitió registrar ventas superiores de 148,2 GWh respecto al trimestre anterior; así mismo se presenta un efecto positivo por tarifa, dado que a la fecha no se ha puesto en marcha la nueva metodología regulatoria. Por otro lado, se generaron "Otros Ingresos" superiores en COP 3,475 millones destacándose mayores ingresos por alquiler de posteria por efecto del retroactivo de tv Azteca, así como por los ingresos asociados a gestión de la demanda y servicios terceros.
- ▶ Costos Fijos: Mayores costos de COP 23,857 millones debido principalmente a actividades realizadas por la División de administrativa en temas asociados a vigilancia y transporte operativo; así mismo se presentan mayores costos en personal en misión para cubrir las vacantes de personal directo.

Avance proyectos EEC

- ▶ En el segundo trimestre de 2016 se logró una ejecución del plan de inversiones del 49% equivalente a USD 5 millones. Esta ejecución corresponde principalmente a varios proyectos relacionados con crecimiento del negocio y nuevos suministros.

2.3. TGI

Tabla N° 8 - Indicadores seleccionados de TGI – Cifras Acumuladas

	2T 2016	2T 2015	Var %
Ingresos operacionales - USD Miles	229,291	218,996	4.7
Utilidad operacional - USD Miles	148,768	141,360	5.2
EBITDA YTD - USD Miles	194,883	189,058	3.1
Utilidad neta - USD Miles	76,919	92,375	-16.7
Volumen transportado – Mmpcd	500.0	499.5	0.1
Capacidad contratada en firme - Mmpcd	672.5	671.0	0.2
Calificación crediticia internacional	BBB-, Negativa BBB, estable Baa3, estable		
S&P	229,291		
Fitch	148,768		
Moody's	194,883		

- ▶ Los ingresos operacionales durante el primer semestre de 2016 presentaron un incremento del 4.7% comparado con el mismo periodo del año anterior, debido principalmente a mayor volumen de gas transportado y mayor utilización de otros servicios operativos, tales como parqueo rodante y de corta duración.
- ▶ Al cierre de semestre la utilidad operacional creció 5.2%, debido a que los costos operacionales tuvieron un crecimiento leve del 4%, por debajo del presentado por los ingresos operacionales (4.7%).
- ▶ La utilidad neta disminuyó USD 15.4 Millones, finalizando en USD 76.9 Millones, debido al impacto de la devaluación del peso colombiano en la provisión de impuesto a las ganancias.

Hechos relevantes TGI

Hechos relevantes 2T 2016

- ▶ Actualmente la metodología para el cálculo de la tasa WACC para efectos tarifarios en las actividades de distribución y transmisión eléctrica y para las actividades de transporte y distribución de gas natural fue expedida a través de la Resolución CREG 095 de 2015. A la fecha solo se ha expedido la tasa WACC para la actividad de distribución de gas. Las metodologías definitivas de remuneración para las actividades de Transmisión / Distribución eléctrica y para la actividad de transporte de gas natural, no se han expedido.
- ▶ El día 29 de enero de 2016, la Superintendencia de Sociedades, autorizó la reforma estatutaria consistente en la fusión entre la compañía e IELAH S.L.U., vehículo de propósito especial domiciliado en España, adquirido por EEB en julio de 2014 a The Rohatyn Group (anteriormente Citi Venture Capital - CVCI), a través del cual mantenía la participación del 31.92% en TGI.
- ▶ La fusión surtió efecto entre las partes desde la protocolización de la escritura pública, desde el 11 de mayo de 2016 y tiene efectos frente a terceros a partir del registro en la Cámara de Comercio, a partir del 13 de mayo de 2016. De esta manera, la compañía completó exitosamente el proceso de fusión con IELAH.
- ▶ El 27 de abril de 2016 la Junta Directiva aprobó dos nuevos proyectos de expansión: i) Cusiana Fase IV (43 Mmpcd), Capex estimado USD 78 Mm; ii) Gasoductos que cumplen vida útil regulatoria, reemplazo de 4 tramos, Capex estimado sustitución USD 17 Mm y mantenimiento de 6 tramos existentes, Capex estimado USD 32 Mm.
- ▶ En lo corrido del año el promedio de volumen transportado por la infraestructura de TGI es de 500 Mmpcd, y mantiene una cuota de mercado del 50.9% al cierre del primer semestre de 2016.

Avance proyectos de Inversión TGI:


Tabla N° 9 - Estado de los proyectos de expansión en Colombia – 2T 16

	Descripción	Capex (USD mm)	Ampliación capacidad (Mmpcd)	Ejecución (%)	Entrada en Operación
Cusiana Fase III	Ampliación de la capacidad de compresión mediante el suministro y puesta en operación de tres nuevas unidades	31.0	20	72.0%	3T 16
Cusiana – Apiay - Ocoa	El proyecto aumentará la capacidad de transporte del gasoducto Cusiana – Apiay en 32 Mmpcd y del ramal Apiay – Ocoa en 7 Mmpcd.	48.0	39	22.0%	4T 17
Loop Armenia	Construcción Loop Armenia de 28 Km en 8"	24.3	8.7	28.9%	2T 17
Cusiana Fase IV	Ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto Cusiana- Vasconia : I. 43 Mmpcd para el tramo Cusiana - Vasconia mediante la construcción de un loop de 49,6 Km en 24" II. 17 Mmpcd para el tramo Puente Guillermo - Vasconia, mediante la ampliación de la Estación Compresora de Puente Guillermo.	78.0	43	0%	I. Cusiana - Vasconia 4T 2018 II. Puente Guillermo – Vasconia 3T 2017
Reposición y Mantenimiento por cumplimiento de vida útil normativa	10 gasoductos de sistema de TGI finalizan su vida regulatoria. TGI decidió sustituir cuatro (4) tramos y continuar operando los otros seis (6)	49.0	N.A.	0%	N.D

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

2.4. CALIDDA

Tabla N° 10 - Indicadores seleccionados de Cálidda – Trimestre

 Cálidda GAS NATURAL DEL PERÚ	2T 2016	2T 2015	Var %
No de clientes	395,717	299,790	32.0
Ingresos operacionales - USD Miles	261,578	265,485	-1.5
Utilidad operacional – USD Miles	49,672	42,522	16.8
EBITDA YTD – USD Miles	63,215	53,753	17.6
Margen EBITDA	24.2%	20.2%	19.4
Utilidad neta – USD Miles	30,043	20,185	48.8
Deuda neta / EBITDA UDM	2.8	2.6	5.7
EBITDA UDM / Intereses UDM	7.1	6.8	4.0

- ▶ Durante el primer semestre Cálidda cuenta con 395,717 clientes conectados a su red, alcanzando 95,927 clientes más que el segundo trimestre de 2015.
- ▶ Durante el primer semestre del 2016, 804 km de redes fueron construidas, con lo cual el sistema de distribución cuenta con 6,793 km de redes subterráneas.
- ▶ Los ingresos totales de la primera mitad del año cayeron en 1%, debido a una reducción en la tarifa del gas pagado. Sin embargo, los ingresos totales ajustados se incrementaron en 3% debido a un incremento en el servicio de distribución proveniente del aumento de los contratos *take-or-pay* y de un aumento en instalaciones de internas para los clientes residenciales.

- ▶ El EBITDA y el margen EBITDA ajustado crecieron debido al efecto en los ingresos y a un beneficio por renegociar los contratos en Soles (Beneficio por tipo de cambio).

Avance proyectos de inversión Cálidda:

- ▶ Las inversiones ejecutadas durante el primer semestre se concentraron en extensiones de red de polietileno (USD 41 millones) para la conexión de hogares.

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

2.5. CONTUGAS

- ▶ Al cierre de Junio de 2016 la compañía cuenta con 37,810 clientes habilitados (con más de 39,412 ventas residenciales realizadas y 39,097 instalaciones internas construidas).
- ▶ En el mes de abril se activó la ampliación de la capacidad de transporte en firme bajo el contrato con TGP, pasando de 10 MMPCD a 44.8 MMPCD.
- ▶ En el Directorio del 29 de abril de 2016, se designó como Gerente General al Dr. Jorge Ramos Felices a continuación una reseña: Es abogado de la Facultad de Derecho y Ciencias Políticas de la Universidad de Lima, cuenta con un MBA en Administración y Dirección de Negocios de la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas. Ha realizado estudios de especialización en Harvard University DCE (Cambridge - Massachusetts). Participó en el Programa de Gerencia para CEOs de Kellogg, y cuenta con estudios de la Escuela de Gerencia de Yale.

Avance proyectos de inversión Contugas:

- ▶ Al primer semestre de 2016, Contugas generó ingresos operacionales por un monto de USD 24.9 millones, y una generación de EBITDA de USD 3.7 millones.

2.6. TRECSA

PROYECTO PET-01-2009: 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.
- ▶ 2119 sitios para torres.

Avances del proyecto:

- ▶ 21 subestaciones cuentan con licencia de construcción. (91% de 23 subestaciones)
- ▶ Con los nuevos trazos de líneas se han obtenido 57 avales municipales (70% de 82 avales)
- ▶ Con los nuevos trazos de líneas, constituido 611 km de servidumbre (70% de 868km)
- ▶ Los lotes del A al F cuentan con licencia ambiental.
- ▶ Debido a variantes ha sido necesario actualizar algunos instrumentos ambientales.
- ▶ A la fecha se han obtenido 2859 licencias ECUT.
- ▶ Construcción de Líneas de transmisión:
 - Energizado 344 (40% de 868km).
 - Tendido 406 (47% de 868 km).
 - Montaje 1219 (57 % de 2119 sitios para torre).
 - Obra Civil 1267 (60 % de 2119 sitios para torre).
- ▶ Construcción de Subestaciones:
 - Energizadas 52% (12 de 23 subestaciones)
 - En construcción 26% (6 de 23 subestaciones)
 - Con situaciones por resolver 22% (5 de 23 subestaciones)

2.7. EEBIS Guatemala

CEMENTOS PROGRESO (Fase 1): Diseño, suministro, construcción y puesta en servicio de activos de conexión para la Planta San Gabriel de Cementos Progreso, S.A., al Sistema Nacional Interconectado. Comprende la construcción de:

- ▶ Línea 230 kV de aproximadamente 17 kilómetros para ser energizada por el cliente en 69kV.
- ▶ Obra civil de la subestación 230 kV en configuración Interruptor y medio.
- ▶ Suministro y Montaje de estructura básica.
- ▶ Suministro, Montaje y Pruebas de un Transformador de 40 MVA, 69/13.8 KV.
- ▶ Suministro, Montaje y Pruebas de un Transformador de 50 MVA, 230/13.8 KV.

Avances del Proyecto:

- ▶ Avance de Líneas de transmisión 77%
- ▶ Avance de Subestaciones 80%

ANILLO PACIFICO SUR : 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.
- ▶ 92.58 kilómetros de línea de transmisión.
- ▶ 244 sitios de torre.

Avances del Proyecto.

- ▶ Licencia de transportista aprobada.
- ▶ 100% de Licencias de construcción y avales municipales.
- ▶ 28.14 km de servidumbres pagadas (30%).
- ▶ A la fecha se ha obtenido 32 licencias ECUT.
- ▶ 40 solicitudes de licencia ECUT ingresadas, 8 en trámite.
- ▶ Se cuenta con las Licencias Ambientales de todo el proyecto.
- ▶ Construcción de Líneas de transmisión:
 - Energizado 0. (0% de 92.58km).
 - Tendido 0 (0% de 92.58 km).
 - Montaje 170 (70 % de 244 sitios para torre).
 - Obra Civil 181 (74.18 % de 244 sitios para torre).

► **Construcción de Subestaciones:**

- Energizadas 0% (7 subestaciones)
- En construcción Obra civil 94% (Valor promedio de avance en las 7 subestaciones)
- Montaje 49% (Valor promedio de avance en las 7 subestaciones)

PRONICO: Proyecto de Prestación de Servicios Para Realización de Ingeniería, Estudios 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.

Avances del Proyecto.

- Ingeniería Subestaciones 74%
- Ingeniería Líneas 100%
- Gestión Ambiental -EIA- 100%
- Gestión Estudios eléctricos 90%
- Global Ponderado 83%

3. Desempeño compañías asociadas

Tabla No 11 - Indicadores financieros en Asociadas 2016 - Junio

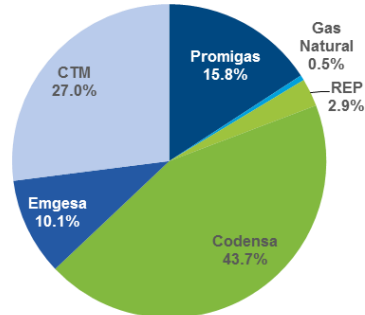
COP Mm	Emgesa	Codensa	Gas Natural	Promigas	REP USD Miles	CTM USD Miles
Ingresos operacionales YTD	1,960,823	2,011,361	604,350	262,470	67,953	67,311
Utilidad operacional YTD	967,361	546,636	107,235	205,477	29,855	41,421
EBITDA YTD	1,064,946	674,134	114,285	224,324	46,785	58,688
Utilidad neta YTD	435,201	273,132	64,287	144,678	18,156	20,263

Tabla No 12 - Resumen de los proyectos de expansión de las empresas sin control 2T 2016

Proyecto	Empresa	Sector	País	Ejecución USD Millones	En operación
Químbo/Mantenimiento/Crecimiento	EMGESA	G	Colombia	22.1	2016
Atención nueva demanda	CODENSA	D	Colombia	96	2016
Ampliaciones sistema	GAS NATURAL	T + D	Colombia	1.2	2016
Ampliaciones sistema	CTM	D	Peru - Guatemala	59.3	2016-2018
Ampliaciones concesión y nuevas	REP	T	Peru	6.3	2016-2018
Ampliaciones sistema	PROMIGAS	T + D	Colombia	34.7	2016-2018


T:Transporte; D:Distribución; GN: Gas Natural; E: Electricidad

Capex Ejecutado por Compañía
2T 2016 - USD 219.7 mm

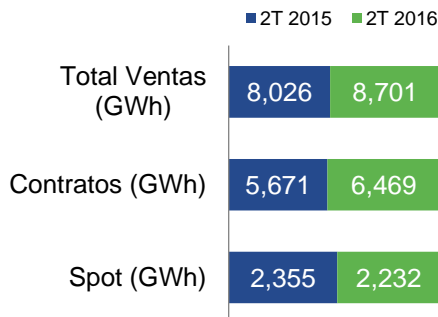


3.1. EMGESA

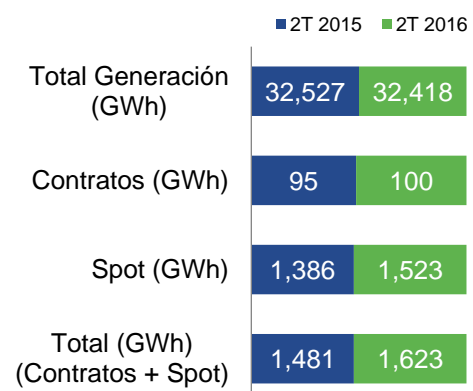
Tabla No 13 - Panorámica de Emgesa al 2T 2016

emgesa 	
Capacidad instalada – MW	3,469
Composición de la capacidad	11 Hidros y 2 térmicas
Generación – Gwh	7,190
Ventas – Gwh	8,701
Control	Enel Energy Group
Participación de EEB	51.5% correspondiente a: 37.4% acciones ordinarias y 14.1% preferenciales sin derecho a voto

Ventas (GWh)




Oferta (GWh)



*Total Generación del Sistema

Tabla No 14 - Indicadores financieros seleccionados de Emgesa

	COP Millones			USD Millones		
	2T 2016	2T 2015	Var %	2T 2016	2T 2015	Var %
Ingresos operacionales	1,960,823	1,315,629	49.0	628.1	529.4	18.6
Margen de Contribución	1,184,239	918,958	28.9	379	370	3
EBITDA YTD	1,064,946	813,576	30.9	341.1	327.4	4.2
Margen EBITDA Trimestral - %	50.5	65.5	-22.9	50.5	65.5	-22.9
Utilidad neta	435,201	428,930	1.5	202.4	464.7	-56.4
Dividendos recibidos por EEB	515,105	687,630	-25.1	165.0	276.7	-40.4
Deuda Neta / EBITDA	2.3x	2.1x	9.5	2.3x	2.1x	9.5
EBITDA / Intereses P&G	3.2x	4.5x	-28.8	3.2x	4.5x	-28.8

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

- ▶ 03.06.2016: Junta Directiva de Emgesa S.A. E.S.P. autorizó la ampliación del contrato entre el Consorcio Impregillo-OHL y la compañía por COP 31,950 millones. El nuevo monto alcanzado es de COP 942,601 millones lo cual estaba previsto dentro del presupuesto y no afecta materialmente la situación de la compañía.
- ▶ 13.05.2016: Emgesa S.A. E.S.P se permite informar al mercado que el pasado lunes 2 de mayo presentó recurso de reposición, de acuerdo con el derecho que le asiste, contra la sanción interpuesta a la Empresa por parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales –ANLA-, al considerar que incumplió algunas obligaciones relacionadas con las actividades de repicado, apilado y retiro de la madera y de la biomasa en el área del vaso del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo (Resolución No.0381 del 7 de abril de 2016). El recurso de reposición interpuesto por EMGESA contra la Resolución, suspende el cumplimiento de la obligación impuesta, hasta tanto no sea resuelto el recurso. Una vez la Empresa tenga respuesta sobre esta acción, la dará a conocer al mercado.
- ▶ 14.05.2016: Fitch afirma en AAA(col) las calificaciones de EMGESA S.A. E.S.P. como emisor y a su programa de bonos respectivamente

Avance proyectos de inversión EMGESA:

Tabla N° 15 Inversiones – Emgesa

	2T 2016	2T 2015	Var %
Millones COP	64,413	640,750	-89.9
Millones USD	20.45	267.82	-92.4

3.2. CODENSA

Tabla No 16 - Panorámica de Codensa al 2T 2016

codensa	
Número de clientes	2,909,046
Participación de mercado - %	22.4%
Demanda Codensa – Gwh	7,273
Var % demanda 1T 2016 vrs. 1T 2015	-1.2
Índice de pérdidas (%)	7.04
Control	Enel Energy Group
Participación de EEB	51.5% (36.4% ordinarias; 15.1% preferenciales sin derecho a voto)

Tabla No 17 - Indicadores financieros seleccionados de Codensa

codensa	COP Millones			USD Million		
	2T 2016	2T 2015	Var %	2T 2016	2T 2015	Var %
Ingresos operacionales	2,011,361	1,776,305	13.2	644.3	714.8	-9.9
Margen de Contribución	859,043	788,171	9.0	275.2	317.2	-13.2
EBITDA YTD	674,134	594,763	13.3	215.9	239.3	-9.8
Margen EBITDA %	34.3	33.3	3.0	34.3	33.3	3.0
Utilidad neta	273,132	234,577	16.4	87.5	94.2	-7.2
Dividendos entregados a EEB	271,344	378,037	-28.2	86.9	152.1	-42.9
Deuda Neta / EBITDA	0.9x	0.8x	12.5	0.9x	0.8x	12.5
EBITDA / Intereses P&G	4.4x	-11.3x		4.4x	-11.3x	

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

- ▶ 29.04.2016: Fitch Afirma Calificación de Programa de Bonos de Codensa en AAA(col)
- ▶ 13.06.2016: La Superintendencia Financiera de Colombia mediante resolución No 0623 aprobó modificar el programa de Emisión y Colocación de Bonos en dos sentidos. Primero, renovación del plazo de vigencia de la oferta pública de los bonos hasta 3 de junio de 2019 y segundo en un aumento global del cupo en COP 560,000 millones con lo cual el cupo total del programa alcanzará COP 1.5 billones.
- ▶ 13.06.2016: Codensa S.A. ESP informa al mercado que el pasado 8 de junio suscribió un contrato de crédito con Bank of Tokyo – Mitsubishi UFJ, por un monto de COP 162,000 millones para usos corporativos generales, cuyo vencimiento será el 10 de junio de 2020. La suscripción de dicho contrato se encuentra dentro del cupo de endeudamiento aprobado por la Junta Directiva de la compañía (según consta en el acta No. 148 del 20 de mayo de 2009).
- ▶ 27.06.2016: Estado actual del proceso de fusión con EEC: A continuación, se relacionan las actuaciones realizadas a la fecha dentro del proceso de fusión:

- a. Una vez aprobado el 8 de octubre 2015 el compromiso de fusión por las Asambleas de Accionistas de las sociedades intervinientes, se procedió con la publicación y notificaciones de ley y las restantes etapas del proceso.
- b. El 27 de octubre de 2015 se radicó la solicitud de Pre-evaluación de integración ante la Superintendencia de Industria y Comercio, quien mediante Resolución 16027 de 2016 del 5 de abril de 2016, aprobó sin condicionamientos la operación.
- c. El 30 de octubre de 2015 se solicitó la autorización de fusión ante la Superintendencia de Sociedades, la cual se encuentra en trámite a la fecha.
- d. El 15 de diciembre de 2015 se realizaron de manera simultánea las Asambleas Generales de las cinco (5) emisiones de Bonos locales vigentes de CODENSA y se obtuvo el quórum deliberatorio mínimo requerido para todas las emisiones, excepto el tercer tramo del Programa de Emisión y Colocación de Bonos, respecto del cual se convocó a la Asamblea para reunión de segunda convocatoria, la cual tuvo lugar el 21 de enero de 2016 aprobando la fusión por unanimidad.
- e. En el mes de mayo de 2016 las Juntas Directivas de cada una de las sociedades intervinientes aprobaron suscribir y someter a consideración de la asamblea de accionistas el otrosí al compromiso de fusión.
- f. El 1º de junio de 2015 se publicó el aviso de convocatoria a las Asambleas Extraordinarias de Accionistas de las sociedades intervinientes, las cuales tendrán lugar el 24 de junio de 2016.


Avance proyectos de inversión CODENSA:

Tabla N° 18 Inversiones – Codensa

codensa	2T 2016	2T 2015	Var %
Millones COP	299,111	134,411	122.5
Millones USD	39.39	18.22	116.14


3.3. PROMIGAS

Tabla No 19- Panorámica de Promigas al 2T 2016



Número de clientes	10
Volumen de ventas - mmpcd	334.6
Participación de mercado - %	40
Red – km	2,367
Ingresos operacionales - COP Millones	262,470
Participación de EEB Gas - %	15.6

Table N° 20- Selected indicators of Promigas – A Junio 2016



	COP Millones			USD Millones	
	2T 2016	2T 2015	Var %	2T 2016	2T 2015
Ingresos operacionales	262,470	216,038	21.5	90.0	83.6
Costos de Ventas	21,541	19,110	12.7	7.4	7.4
Utilidad operacional	205,477	163,886	25.4	70.5	63.4
EBITDA YTD	224,324	182,058	23.2	76.9	70.4
Márgen EBITDA (%)	85.5	84.3	1.4	85.5	84.3
Utilidad neta	144,678	122,035	18.6	49.6	47.2
Deuda neta (1) / EBITDA	1.92	2.0	-5.8	1.9	2.0
EBITDA / Intereses (2)	3.7	6.4	-41.7	3.7	6.4

- ▶ Los ingresos operaciones aumentaron por un aumento de la tarifa autorizada en transporte de gas a partir de la resolución CREG de Mayo de 2015. Por otra parte, los ingresos operacionales incluyen ingresos por Método de Participación y Dividendos por considerarse como parte de la operación del negocio. También incluyen ingresos por activo financiero, lo que explica el gran aumento en comparación con los ingresos Colgaap.
- ▶ Los costos de ventas disminuyen por un registro en 2015 del 50% pendiente de un convenio con Corpamag para terminación de contrato de dragado de Caño Clarín.
- ▶ La utilidad neta presenta reducción explicada por mayores gastos no operacionales derivados de un mayor costo financiero.
- ▶ El EBITDA e indicadores también tienen en consideración dividendos e ingresos por activos financieros.

Hechos Relevantes Promigas

Tabla No 21 Inversiones – Promigas




	2T 2016	2T 2015	Var %
COP Millones	101,297	27,649	266.3
USD Millones	34.74	10.69	224.9

3.4. GAS NATURAL

Tabla N° 22– Panorámica de Gas Natural 2T 16

	
Control	Gas Natural de España
Participación de EEB	25%

Tabla No 23 - Indicadores financieros seleccionados de Gas Natural - Trimestre

	COP Millones			USD Millones	
	2T 2016	2T 2015	Var %	2T 2016	2T 2015
Ingresos operacionales	549,988	450,386	22.1	188.6	174.2
Costo de Ventas	411,184	290,618	141.4	141.0	112.4
Utilidad operacional	108,143	96,974	111.5	37.1	37.5
EBITDA Trimestral	114,471	106,475	107.5	39.3	41.2
Margen EBITDA (%)	20.8	23.6	-0.1	0.0	0.0
Utilidad neta	83,433	58,343	143.0	28.6	22.6
Deuda neta / EBITDA UDM	2.6	1.9	40.1	2.6	1.9
EBITDA UDM / Intereses UDM	14.1	14.8	-4.6	14.1	14.8

Hechos Relevantes Gas Natural


- ▶ **19.04.2016** Gas Natural presenta sus informes de fin de ejercicio con corte al 31 de diciembre de 2015.

Tabla No 24 - Inversiones - Gas Natural

	2T 2016	2T 2015	Var %
COP Millones	8,119	3,215	152.5
USD Millones	2.7	1.2	125

3.5. REP y CTM Perú

Tabla N° 25 - Indicadores financieros seleccionados REP

	USD Miles		
	2T 2016	2T 2015	Var %
Ingresos operacionales	34,179	34,410	-0.7
Costo de ventas	17,703	17,943	-1.3
Utilidad operacional	13,990	17,479	-20.0
EBITDA YTD	46,785	46,622	0
Margen EBITDA	68.8	69.7	-1.3
Utilidad neta	8,473	11,037	-23.2
Deuda neta (2) / EBITDA	1.9	2.1	-11.9
EBITDA / Intereses (3)	7.9	8.8	-9.6

- ▶ REP presentó mayores ingresos y EBITDA producto de la actualización de la tarifa y la entrada de operación comercial de ampliaciones 15 y 16 en el mes de Enero 2016.

Proyectos de inversión REP:

- ▶ **Ampliación 13:** Nueva SE Pariñas 220kV, Rep. LT a 180 MVA (40 km). Valor de la inversión USD 17.2 millones. Fecha de entrada en operación, 4T 2016
- ▶ **Ampliación 15:** Ampliación Capac LT 144.5 Km - Aprox 700 MVA. Valor de la inversión USD 44.6 millones Fecha de entrada en operación, 1T 2016
- ▶ **Ampliación 16:** Nueva SE Amarilis Repot. LT 75 MVA. Valor de la inversión USD 16.5 millones Fecha de entrada en operación, 1T 2016.
- ▶ **Ampliación 17:** Amp. Capac. De SSEE. Valor de la inversión USD 30.3 millones. Fecha de entrada en operación, 2T 2017.

Tabla No 26 - Indicadores financieros seleccionados de CTM

CTM Perú	USD Miles		
	2T 2016	2T 2015	Var %
Ingresos Operacionales Aju.	34,830	29,574	17.8
Costo de ventas	-13,146	-12,766	3.0
Utilidad operacional	21,362	16,290	31.1
EBITDA YTD	58,688	47,990	22
Margen EBITDA (%)	87.2	81.8	6.7
Utilidad neta	10,404	7,583	37.2
Deuda neta (2) / EBITDA	6.5	6.1	6.6
EBITDA / Intereses (2)	4.1	3.6	13.9

- ▶ 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.

Proyectos de inversión CTM:

- ▶ **CONCES. LT MACC-ABAY-COT:** LT 421 Km. Valor de la inversión USD 107 millones Fecha de entrada en operación, 3T 2015.
- ▶ **CONCESION L.T. 500 kv MANTARO – MARCONA:** LT 916 Km Valor de la inversión USD 446.9 millones Fecha de entrada en operación, 2T 2017.
- ▶ **CONCESION- LT LA PLANICIE –INDUSTRIALES:** LT 17.3 Km. Valor de la inversión USD 51.5 millones Fecha de entrada en operación, 3T 2017.
- ▶ **CONCESION- LT FRIASPATA MOLLEPATA y SE ORCOTUNA:** LT 94.0 Km Nueva SE Orcotuna. Valor de la inversión USD 52.2 millones. Fecha de entrada en operación, 3T 2017.
- ▶ **CONCESION- Carapongo:** SE Carapongo 500/220 kV y Enlaces de Conexión. Valor de la Inversión USD 61.9 millones. Fecha de entrada en operación, 1T 2018.

4. 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.

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 2016: 2,916.1
 - TRM al 30 de Junio de 2015: 2,585.1
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza la coma (,) para separar los miles y el punto (.) para separar los decimales.

Anexo 2: Definiciones de los EBITDAS incluidos en este informe

- ▶ El EBITDA no es un indicador reconocido bajo las normas contables de Colombia o de los Estados Unidos y puede presentar dificultades como herramienta analítica. Por esta razón, no debería ser tenido en cuenta en forma aislada como un indicador de la generación de caja de la compañía.
- ▶ EBITDA: El EBITDA para un período determinado (UDM; 1S) se calcula tomando la Utilidad 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 Junio de 2016

Tabla N° 27 – Estado de Resultados Consolidado EEB

	Junio 15	Junio 16	Variación	% Var.
Ingresos Operacionales	1,581,969	1,798,639	216,670	13.70%
Distribución de gas natural	772,463	760,320	(12,143)	-1.57%
Transporte de gas natural	550,505	704,629	154,124	28.00%
Distribución de electricidad	165,410	197,822	32,412	19.59%
Transmisión de electricidad	93,591	135,868	42,277	45.17%
Costos y Gastos	(1,119,207)	(1,136,540)	(17,333)	1.55%
Distribución de gas natural	(669,717)	(513,941)	155,776	-23.26%
Transporte de gas natural	(185,498)	(205,041)	(19,543)	10.54%
Distribución de electricidad	(144,593)	(155,551)	(10,958)	7.58%
Transmisión de electricidad	(48,804)	(66,727)	(17,923)	36.72%
Gastos administrativos	(69,904)	(229,672)	(159,768)	228.55%
Otros ingresos (gastos), neto	(691)	34,392	35,083	5077.13%
Resultado de las actividades operacionales	462,762	662,099	199,337	43.08%
Ingresos financieros	66,722	62,627	(4,095)	-6.14%
Gastos financieros	(191,188)	(247,555)	(56,367)	29.48%
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	(82,786)	143,235	226,021	-273.02%
Participación en las ganancias (perdidas)	409,654	500,655	91,001	22.21%
Ganancia (perdida) antes de impuestos	665,164	1,121,061	455,897	68.54%
Ingreso (gasto) por impuestos	(145,878)	(151,227)	(5,349)	3.67%
Ganancia (perdida)	519,286	969,834	450,548	86.76%
Otro resultado integral	(31,216)	(409,568)	(378,352)	1212.05%
Resultado integral	488,070	560,266	72,196	14.79%
Ganancia (perdida), atribuible a:	519,286	969,834	450,548	86.76%
La controladora	492,511	924,534	432,023	87.72%
Interés minoritario	26,775	45,300	18,525	69.19%

Tabla N° 28 – Desagregación EBITDA
Consolidado Junio 2016– Cifras en Millones COP

EBITDA TRIMESTRAL CONSOLIDADO	COP Millones 2T 2016
Ingresos operacionales	1,846,625
Costos y gastos operacionales	(941,260)
Gastos administrativos y otros	(243,267)
Depreciación (costo y gasto)	157,465
Amortización (costo y gasto)	56,299
Impuestos (costo y gasto)	72,528
Provisiones	6,435
Ingresos financieros y dividendos	871,729
Utilidad en patrimonios autónomos	(6,296)
Utilidad en valoración coberturas	(24,026)
TOTAL	1,796,233

Anexo 4: Estados financieros consolidados de EEB e individuales:

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

Anexo 5: Método de Participación en compañías asociadas

Tabla N° 29 Desglose Método de Participación Junio 2015 – 2016 COP millones

Empresa	2015	2016
EMGESA	220.942	225.812
CODENSA	120.831	142.105
GAS NATURAL	29.462	36.915
REP	19.105	22.672
TRANSMATARO	11.175	25.303
PROMIGAS	3.976	41.221
EMSA	4.163	4.335
Transmisoras Brasil	-	2.292
Total	409.654	500.655

Anexo 6: Términos técnicos y regulatorios

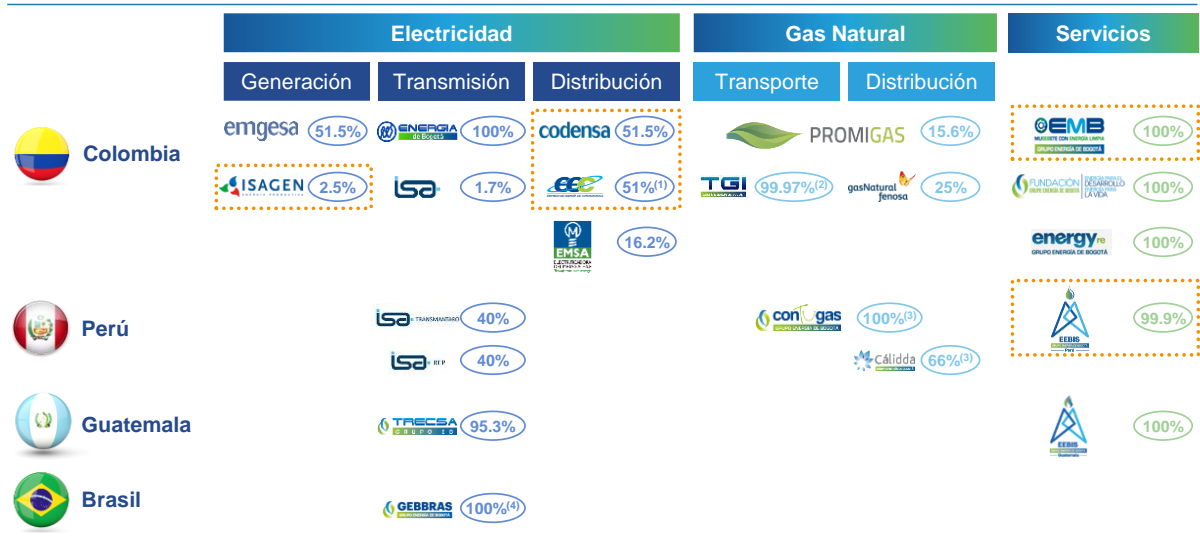
- ▶ BLN: Billones de los Estados Unidos de América, Factor 10⁹
- ▶ CAC: Crecimiento anual compuesto.
- ▶ COP: Pesos colombianos,
- ▶ CHB: Central Hidroeléctrica de Betania,
- ▶ CTM: Consorcio Transmantaro,
- ▶ CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia. Entidad estatal encargada de la 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,
- ▶ Millones: millones,
- ▶ MI: Millas,
- ▶ MW: Megavatio, Unidad de potencia o de trabajo que equivale a un millón de vatios,
- ▶ N.A. No aplica.
- ▶ PCD: Pies cúbicos día,
- ▶ SIN: Sistema Interconectado Nacional,
- ▶ STN: Sistema de Transmisión Nacional,
- ▶ SF: Superintendencia Financiera, Entidad estatal encargada de la regulación, vigilancia y control del sector financiero colombiano,
- ▶ T Electricidad: Transmisión de electricidad,
- ▶ T Gas natural: Transporte de gas natural,
- ▶ TRM: Tasa representativa del mercado; es un promedio de los precios de las transacciones peso–dólar que calcula diariamente la Superintendencia Financiera - SF,
- ▶ UDM: Últimos doce meses
- ▶ UPME: Entidad estatal encargada de la planeación de los sectores de minas y energía en Colombia,
- ▶ USD: Dólares de los Estados Unidos de América,
- ▶ USUARIO NO REGULADO DE ELECTRICIDAD: consumidores de electricidad que tienen un pico de demanda mayor a 0,10 MW o un consumo mínimo mensual mayor a 55,0 MWh,
- ▶ USUARIO NO REGULADO DE GAS NATURAL: usuario con un consumo superior a 100 kpcd,

Anexo 7: Panorámica de EEB

- ▶ EEB es una compañía integrada del sector de la energía con operaciones en Colombia, Perú y Guatemala;
- ▶ La compañía fue fundada en 1896 y está controlada por el Distrito de Bogotá – 76.2%. Al estar la acción de EEB inscrita en el mercado público de Colombia, se rige por estándares internacionales de gobierno corporativo.
- ▶ EEB tiene una estrategia de expansión focalizada en el transporte y distribución de energía en Colombia y en otros países de la región americana.
- ▶ EEB participa en toda la cadena de valor de electricidad y en casi toda la cadena de valor de gas natural – no participa en la actividad de exploración y producción de este hidrocarburo.

- ▶ El Grupo EEB es uno de los emisores colombianos más importantes de deuda corporativa en los mercados de capitales internacionales. En octubre de 2007, EEB y TGI realizaron una emisión de corporativos en el mercado 144^a por USD 1.36 billones – miles de millones -. En 2011, TGI ejerció opción de compra para reducir la tasa cupón en 263 pbs.
- ▶ Desde 2008, la acción de EEB se transa en el mercado público de valores de Colombia, y actualmente es parte de los índices bursátiles COLCAP, COLEQTY y COLIR.



Fuente: EEB

(1) EEB participa través del SPV DECSA (2) EEB directa e indirectamente a través de IELAH España (adicional 31,92%)

(3) EEB a través de participaciones directas e indirectas. (4) Adquirido el 21 de agosto de 2015 por ~ USD158 mm.

Proceso de venta Ley 226 | En proceso de fusión | En proceso de Liquidación