

Bogotá D.C., Noviembre de 2008

ÍNDICE

- ▶ **Aclaraciones.**
- ▶ **Hechos relevantes.**
- ▶ **Colombia y la Crisis.**
- ▶ **Información del mercado eléctrico.**
- ▶ **Desempeño de Emgesa (generación en Colombia).**
- ▶ **Desempeño de EEB (transmisión en Colombia).**
- ▶ **Desempeño de REP y Transmataro (transmisión en Perú).**
- ▶ **Desempeño de Codensa (distribución de electricidad en Colombia)**
- ▶ **Desempeño de Gas Natural (distribución de gas natural en Colombia)**
- ▶ **Desempeño Financiero de EEB.**
- ▶ **Vínculo a los estados financieros no auditados:**
<http://www.eeb.com.co/index.php?idcategoria=3739>
- ▶ **Vínculo al informe trimestral de TGI:**
<http://www.eeb.com.co/index.php?idcategoria=3727>
- ▶ **Anexo 1: Nota legal.**
- ▶ **Anexo 2: Términos técnicos y regulatorios.**
- ▶ **Anexo 3: Estructura del Grupo EEB**

ACLARACIONES

- ▶ Las cifras en pesos fueron convertidas a dólares de los Estados Unidos con el único propósito de servir como referencia. Para ello, se utilizó la TRM de fin de período publicada por la S.F. Las cifras de septiembre de 2007 fueron convertidas a USD utilizando una TRM de COP 2,023.19 por 1 USD; las cifras de septiembre de 2008 fueron convertidas a USD utilizando una TRM de COP 2,174.62 por 1 USD.
- ▶ En las cifras presentadas se utiliza la coma (,) para separar los miles y el punto (.) para separar los decimales.
- ▶ 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.
- ▶ La información financiera de Emgesa, Codensa, REP, CTM y Gas Natural presentada en este informe no necesariamente coincide con la información de los estados financieros porque proviene de estados financieros no auditados e informes de gestión.

[Regresar al índice](#)

HECHOS RELEVANTES

- ▶ 4.5% y 3.5% fueron los crecimientos observados del PIB colombiano en el primero y segundo trimestre de 2008, respectivamente. Son niveles inferiores a los observados entre los años 2005 y 2007 y son consecuencia de una política monetaria más restrictiva.

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

- ▶ La inflación en Colombia finalizó en septiembre con un incremento anual de 7.57%. La última encuesta de expectativas del banco central indica que los agentes esperan que al finalizar 2008 la inflación termine en un nivel cercano a 7.00%.
- ▶ El pasado 24 de octubre el banco central redujo el encaje sobre los depósitos bancarios que había aumentado recientemente para esterilizar sus compras de divisas que, a su vez, tenían como objeto impedir una mayor revaluación del peso.
- ▶ El Doing Business Report 2009 del Banco Mundial concluyó que Colombia es uno de los 10 países con mayores avances en materia de ambiente de inversión. Ocupó la posición 53 (entre 181 países) frente a la posición 66 del año anterior.
- ▶ La demanda de electricidad continúa creciendo aunque a tasas inferiores en comparación con períodos anteriores. Sin embargo, en septiembre de 2008 repuntó hasta un 2.9%, cifra superior en más de un punto porcentual al crecimiento acumulado del año.
- ▶ Emgesa realizó una asamblea extraordinaria de accionistas en septiembre en la que se decidió repartir reservas por aprox. Cop \$217,000 mm. Estos recursos serán pagados a los accionistas en los meses de septiembre, octubre y diciembre.
- ▶ A principios de agosto entró a operar un nuevo esquema de asignación de las tarifas de distribución por regiones. Se trata de unificar las tarifas de áreas que antes se trataban de informa independiente. Para el caso de Codensa, las tarifas de distribución de su área quedaron unificadas con las del área de atención de EEC (compañía que opera en el departamento de Cundinamarca). Si bien el efecto para la compañía fue neutro, para el usuario de Codensa tuvo un impacto negativo que se manifestó en un aumento del precio.
- ▶ A finales de agosto la CREG estableció los nuevos parámetros para valorar los activos de distribución y el AOM (CREG 097 de 2008). También redujo la tasa de retorno para la remuneración del Sistema de Distribución Local del 16,06% al 13,9% y para el Sistema de Transmisión Regional del 14,06% al 13%. Este será el esquema de remuneración que regirá para los próximos 5 años. Se espera que se implemente a más tardar en mayo de 2009. Codensa está evaluando el impacto de estas disposiciones.
- ▶ En meses recientes, el Ministerio de Energía y Minas del Perú le aprobó a REP 4 proyectos de expansión (dos de los cuales dos ya están en operación). Se trata de ampliaciones de su concesión razón por lo cual tienen una tasa de retorno superior a la que se obtendría en un proceso ordinario. Tienen un valor aproximado de Usd 91 mm y la compañía se encuentra negociando con el ministerio 7 proyectos adicionales.
- ▶ CTM formalizó la adjudicación de la concesión Chilca–La Planicie Zapallal mediante la suscripción de un contrato el 8 de septiembre de 2008 con el Estado Peruano por 30 años. Es un proyecto con una inversión estimada de Usd 113 mm que será financiado en su mayoría con caja y deuda.
- ▶ A principios de noviembre EEB realizó una operación de cobertura para protegerse del impacto negativo de la devaluación sobre los intereses de sus obligaciones en dólares. La compañía espera que con esta operación, sus coberturas naturales y la política de mantener un nivel importante de inversiones temporales en dólares, se cubran las obligaciones de pago de intereses en moneda extranjera frente a las fluctuaciones de la tasa de cambio.

[Regresar al índice](#)

INFORMACIÓN MACROECONÓMICA – COLOMBIA Y LA CRISIS.

- ▶ El menor crecimiento de la economía en 2008 es consecuencia, principalmente, del endurecimiento de la política monetaria del B.R.. Esta entidad aumentó su tasa de intervención desde 2006 en cerca de 400 puntos básicos con el objetivo de contener la inflación. Como consecuencia del incremento de las tasas de interés, la cartera total de los establecimientos de crédito pasó de crecer de niveles superiores al 40% en los primeros meses de 2007, a tasas cercanas al 20% en agosto de este año.
- ▶ La crisis financiera internacional llevó al gobierno nacional a reevaluar sus metas de crecimiento para este y el próximo año. Espera que en 2008 la economía crezca un 4% (comparado con un 5% que era su previsión anterior) y que en 2009 lo haga en 3.5%. Idéntico comportamiento espera el Fondo Monetario Internacional.
- ▶ El sector financiero colombiano tiene una baja exposición a la crisis financiera internacional principalmente por las siguientes razones:
 - (i) La regulación colombiana sigue en forma estricta las recomendaciones de Basilea. De hecho, la relación de solvencia del total del sistema es superior al 14%, 6 puntos porcentuales por encima de las exigencias de Basilea;
 - (ii) Todas las entidades que captan ahorro del público están sujetas a la regulación estatal y son vigiladas por la S.F.;
 - (iii) Como resultado de la crisis financiera de 1998 – 1999, el país fortaleció sus mecanismos para garantizar el ahorro público y la intervención estatal en el sector financiero. Fogafin, el fondo que garantiza el ahorro público y quien tiene la facultad para capitalizar a las entidades financieras, dispone de reservas cercanas a las Usd 2,8 blns;
 - (iv) La mayor parte del fondeo del sector proviene de fuentes locales; el 0.012% de los pasivos del sistema financiero están denominados en moneda extranjera.
 - (v) El peso de las entidades financieras del exterior en el mercado local es relativamente pequeño (22% del total de la cartera en agosto de 2008) y;
 - (vi) Las inversiones de los establecimientos de crédito en títulos emitidos por entidades extranjeras representó, en julio de 2008, el 0.23% del total de sus inversiones de portafolio. Esta exposición por parte de los fondos obligatorios de pensiones es cercana al 10% pero solo el 1% está directamente vinculado al mercado subprime de los Estados Unidos.
- ▶ Entre septiembre y mediados de octubre, la tasa interbancaria (overnight) del sistema financiero osciló en niveles cercanos al 10% y reportó una baja volatilidad.
- ▶ El impacto para Colombia podría presentarse en las cuentas externas y fiscales por medio de los siguientes mecanismos:
 - (i) Reducción del volumen y el valor de las exportaciones, principalmente a Venezuela y Estados Unidos;
 - (ii) Salida de capitales;
 - (iii) Menores flujos de inversión y financiación externa.
 - (iv) Menores remesas de los ciudadanos colombianos residentes en el exterior;
 - (v) Menor recaudo tributario por la reducción del precio del crudo y la menor dinámica económica.

- Sin embargo, Colombia cuenta con protecciones y herramientas de política que podrían amortiguar los impactos mencionados anteriormente:
- (i) El nivel de reservas internacionales aumentó muy rápidamente desde 2003 y aumentó desde Usd 11 blns en 2003 a aprox. Usd 23 billones en junio de 2008;
 - (ii) La mayor parte de la inversión extranjera en Colombia es directa y no de portafolio. Entre enero y junio de 2008 el flujo de inversión extranjera directa sumo Usd 5.4 bls, mientras que la inversión de portafolio se redujo en aprox. Usd 200 millones.
 - (iii) La mayor parte de la inversión extranjera se destina a los sectores de minas e hidrocarburos (56% del total entre enero y junio de 2008) y es poco probable que en el mediano plazo se presente una reducción drástica en los flujos de este tipo de inversión pues, a pesar de la caída en los precios internacionales, los niveles actuales permiten que los proyectos sean atractivos y, además, buena parte de la inversión está concentrada en exploración de hidrocarburos que está sujeta a obligaciones contractuales de inversión;
 - (iv) El 72% de la deuda pública está denominada en pesos y el gobierno pre-financio buena parte de sus necesidades del 2009.
 - (v) De acuerdo con el Ministerio de Hacienda, las necesidades de financiamiento externo de 2009 por un monto de US\$2.411 millones de dólares están aseguradas con la banca multilateral.
 - (vi) La producción de crudo está aumentando (14% a septiembre en comparación con el mismo mes del años anterior) y el peso se está devaluando lo que ayuda a amortiguar el impacto fiscal de los menores precios del crudo.
 - (vii) Colombia mantendrá la autosuficiencia petrolera hasta el 2017 gracias a la alta actividad exploratoria que se ha registrado en los últimos 6 años. En otras palabras, éste sector continuará siendo un generador de divisas, al menos, durante los próximos nueve años.
 - (viii) El B.R. tiene margen para tomar dos medidas de tipo monetario orientadas a estimular la demanda interna: reducir su tasa de intervención y el encaje bancario. La reducción de la tasa de intervención es viable gracias a que a la inflación y las expectativas de su futuro comportamiento vienen cediendo en los últimos meses. En agosto pasado la cifra de inflación anualizada alcanzó un máximo de 7.87%, el nivel más alto de los últimos 7 años. Sin embargo, la tendencia cambio en septiembre, mes en el cual el aumento anual se redujo a 7.57% gracias a una mejor oferta interna de alimentos y a la caída en los precios internacionales de algunos bienes básicos. De acuerdo con la última encuesta del B.R., la expectativa del mercado es que el 2008 finalice en un nivel del 7,0% y levemente superior al 5% en 2009. De otra parte, el B.R. aumentó recientemente el encaje sobre los depósitos bancarios como una medida para esterilizar sus compras de divisas que, a su vez, tenían como objeto impedir una mayor revaluación del peso.

[Regresar al índice](#)

INFORMACIÓN DE MERCADO

Demanda de electricidad en Colombia

		2007 Final	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var
Demanda	GWh	52,851	39,311	40,144.1	1.7
Demanda Pico	Mw	9,093	8,614	8,709	1.1
Capacidad Instalada	Mw	13,406	13,412	13,529	0.8

Fuente: XM- UPME

El menor crecimiento de la demanda de energía es consecuente con la desaceleración de la economía. Sin embargo es importante anotar que la demanda no regulada, que pesa aproximadamente el 33% dentro del total, empezó a crecer a tasas superiores a partir de julio pasado impulsada por los sectores industrial y de minas. Gracias a ello, el crecimiento mensual de la demanda en septiembre de 2008 repuntó a 2,9%

Evolución de la demanda de energía en Perú

	2007 Final	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var
GWh	27,254.90	20.141,5	22,074.2	9,6

Fuente: COES-SINAC

La demanda de electricidad en Perú continúa creciendo a tasas elevadas impulsada, principalmente, por el sector minero.

[Regresar al índice](#)

DESEMPEÑO EMGESA

Disponibilidad de su infraestructura

	2007 Final (%)	2007 Ene - Sep (%)	2008 Ene - Sep (%)
Plantas menores (1)	98.6	98.82	89.73
Centrales hídricas (2)	93.0	91.85	94.77
Centrales térmicas	60.7	68.76	60.10
Total	89.1	89.95	89.59

Fuente: Emgesa

- (1) Plantas o unidades de generación con capacidad instalada inferior a los 20 MW y que no son despachadas centralmente.
- (2) Plantas o unidades de generación con capacidad instalada superior a 20 MW que efectúan sus transacciones de energía en el MEM.

La menor disponibilidad de las plantas menores (que aportan el 3.4% de la capacidad total de Emgesa) se debe a que en el primer trimestre se presentó una falla técnica en uno de los generadores. Esta situación ya fue superada.

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

Por su parte, la disponibilidad térmica está afectada por la reparación de la unidad 5 de Termozipa. Emgesa estima que esta unidad entre en operación a más tardar antes de finalizar el año.

Balance eléctrico - GWh

		2007 Final	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var %
Ventas (1)	Contratos	10,539.2	7,679	8,338	8.6
	Spot	5,073.8	3,998	4,023	0.6
	Total	15,613.1	11,676	12,362	5.9
Producción		11,941.8	8,777	9,602	9.4
Compras	Contratos	788.9	595	671	12.8
	Spot	3,025.1	2,397	2,203	(8.1)
	Total	3,814.4	2,992	2,874	(3.9)

Fuente: Emgesa

(1) La sumatoria de las compras y la producción es inferior a las ventas porque una pequeña porción se destina al consumo propio.

En este informe se puede observar la evolución real de la compañía fusionada (en informes anteriores se compararon los resultados de la compañía antes y después de la fusión) y se encuentra que el crecimiento de las ventas es superior al crecimiento de la demanda nacional. Esto se explica porque el aumento de las lluvias en 2008 le ha permitido a las compañías con mayor porción hidráulica una ventaja competitiva frente a las compañías térmicas. Las abundantes lluvias también han permitido una mayor producción de energía que ha estado acompañada de una reducción de las compras en el mercado spot.

Inversiones

	2007 Final	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var
Mm COP	69,900	33,432	29,810	(10.8)
Mm USD	34.7	16.5	13.7	(17.04)

Fuente: Emgesa

Termozipa (con capacidad de 66 MW que representa el 2.3% del total de la capacidad instalada de la compañía) tenía programado un mantenimiento mayor que fue necesario reprogramar por el daño en la unidad 5 de esa misma planta. Se espera que a finales de este año el valor de las inversiones alcance el monto presupuestado de aprox. Cop 41 mil millones por la ejecución total del mantenimiento arriba mencionado.

Indicadores financieros seleccionados

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2007 Final	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var %	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep
Ingresos operacionales	1,326,561	1,002,345	1,114,988	10.10	495.4	512.7
Costo de ventas	645,077	449,053	464,216	3.27	222.0	213.5
Gastos administrativos	29,995	63,326	66,332	4.53	31.3	30.5
Utilidad operacional	651,540	489,966	584,440	16.16	242.2	268.8
Utilidad neta	405,307	323,334	321,409	(0.60)	159.8	147.8
Ebitda (1)	783,367	588,506	684,822	16.4	290.9	314.9
Dividendos decretados EEB (2)	263,594	5,150	189,957	3,588	2.55	87.3
Reducciones de capital a EEB	0	0	0	0	0	0
Deuda neta (3) / Ebitda	1.90	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D
Ebitda / Intereses	4.96	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D
Deuda financiera neta	1,492,294	1,479,713	1,445,792	(2.29)	731.4	664.8

Fuente: Emgesa

- (1) El Ebitda para el período de análisis fue calculado tomando la utilidad operacional de Emgesa y agregando la amortización de intangibles y las depreciaciones de activos fijos para dicho período.
- (2) Incluye reservas distribuidas.
- (3) Es el resultado de la deuda financiera vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.

Como se mencionó anteriormente, este es el primer informe que compara las cifras de la compañía fusionada. Se observa un crecimiento de los ingresos por encima del aumento de las ventas de energía debido a los mayores precios de los contratos de compraventa que se renegociaron recientemente (las ventas a través de contratos representan cerca del 66% del total de las ventas). Es un crecimiento superior al de los costos operacionales debido a que la generación térmica de la empresa disminuyó gracias a las lluvias abundantes.

Los mayores dividendos decretados en 2008 se explican porque a septiembre de 2007 Emgesa solo había distribuido el dividendo preferencial a la espera de la fusión con Betania. Igualmente, en septiembre de 2008 la compañía decreto dividendos adicionales para EEB por un valor aproximado de Cop 111,000 mm.

La utilidad neta de 2008 es levemente inferior a la de 2007 porque en este último año la compañía tuvo una menor carga tributaria gracias a los efectos de la fusión con Betania.

[Regresar al índice](#)

DESEMPEÑO EEB TRANSMISIÓN
Indicadores operativos

	Final 2007	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var %
Disponibilidad infraestructura (1)	99.92	99.87	99.95	0.08
Compensación por indisponibilidad (2)	0.0001	0.0064	0.0034	(46.65)
Cumplimiento programa mantenimiento (3)	100%	100	100	0
Participación en la actividad de transmisión en Colombia (4)	8.1%	7.60	8.06	6.16

Fuente: EEB

(1) % de tiempo disponible de la infraestructura

(2) % de la remuneración que se descuenta debido a la indisponibilidad de los activos por encima de la meta regulatoria.

(3) Relación entre la cantidad de mantenimientos ejecutados y la cantidad de mantenimiento programados a ejecutarse dentro del Plan Semestral de Mantenimiento

(4) Relación de la cantidad de activos de transmisión de propiedad de EEB y los activos totales de transmisión en Colombia.

Inversiones

	Final 2007	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var %
Mm COP	109,601.6	72,148	2,988	(95.86)
Mm USD	54.4	36.10	1.50	(96.15)

Fuente: EEB

La diferencia en el valor de las inversiones entre 2007 y 2008 se explica porque en el primer año se terminó la construcción de la línea de interconexión con Ecuador. La mayor parte de las inversiones de 2008 se han orientado a programas sociales y ambientales en el área de influencia del proyecto de Interconexión con Ecuador y forman parte del plan de manejo ambiental aprobado por el Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT).

[Regresar al índice](#)

DESEMPEÑO REP Y TRANSMANTARO
REP -Indicadores financieros seleccionados

	Mm USD	Mm USD		
	2007 Final	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var %
Ingresos operacionales	70.7	51.4	58.3	13.4
Costo de ventas	28.9	20.6	24.0	6.5
Utilidad operacional	34.6	26.0	26.6	2.3
Utilidad neta	16.7	13.4	13.4	0
Ebitda (1)	47.4	35.9	38.0	5.8
Dividendos decretados a EEB (2)	6.0	0	0	0
Reducciones de capital a EEB	0	0	0	0
Deuda neta (3) / Ebitda	3.2	N.D	N.D	
Ebitda / Intereses	5.5	N.D	N.D	
Deuda financiera neta	154.4	135.9	156.7	15.3

Fuente: REP

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: (571) 3268000 ext 1546

E mail: jgonzalez@eeb.com.co

- (1) El Ebitda para el período de análisis fue calculado tomando la utilidad operacional de REP y sumándole las amortizaciones de intangibles y las depreciaciones de activos fijos para dicho período.
- (2) Incluye reservas distribuidas.
- (3) Es el resultado de la deuda financiera vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.

Los mayores ingresos en REP son consecuencia de las inversiones realizadas para ampliar su concesión y que entraron en operación a finales de 2007 y mediados de 2008.

El aumento de los costos refleja ajustes salariales que fueron necesarios para equiparar las condiciones laborales de REP en un mercado que está creciendo a tasas aceleradas.

El ebitda aumenta por encima de la utilidad operacional por la mayor depreciación de los dos nuevos proyectos mencionados anteriormente.

Transmantaro - Indicadores financieros seleccionados

	Mm USD		Mm USD		
	2007 Final		2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var %
Ingresos operacionales	28.1		21.2	21.4	0.9
Costo de ventas	7.7		5.8	6.1	5.2
Utilidad operacional	18.6		14.0	14.9	6.4
Utilidad neta	10.1		7.2	7.5	4.2
Ebitda (1)	23.94		18.0	18.9	5.0
Dividendos decretados a EEB (2)	2.7		1.9	0	
Reducciones de capital a EEB	1.6		1.6	0	
Deuda neta (2) / Ebitda	2.6		3.6	2.7	(25.0)
Ebitda / Intereses	4.0		4.0	4.8	20.0
Deuda financiera neta	61.6		64.7	51.3	(20,7)

Fuente: CTM

- (1) El Ebitda para el período de análisis fue calculado tomando la utilidad operacional y sumándole las amortizaciones de intangibles y las depreciaciones de activos fijos para dicho período.
- (2) Incluye reservas distribuidas.
- (3) Es el resultado de la deuda financiera vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.

El aumento en el costo de ventas es resultado de un incremento en el valor de las depreciaciones lo que también explica el aumento del Ebitda por encima del incremento en los ingresos operacionales

La compañía prepagó parte de su deuda financiera.

DESEMPEÑO CODENSA

Crecimiento de la demanda de Codensa vrs. Nacional

		2007 Final	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var %
Codensa	GWh	12,534	9,288	9,577	3.1
Nacional	GWh	52,851	39,312	40,141	2.1

Contacto: Juan Felipe González Rivera
 Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
 E mail: jgonzalez@eeb.com.co

Fuente: Codensa; XM

La demanda de Codensa continúa creciendo por encima de la demanda nacional gracias a que, como se ha mencionado en ocasiones anteriores, la compañía opera en el mercado más grande y dinámico del país (EL PIB de Bogotá representa aproximadamente el 25% del PIB Nacional).

El número de clientes de Codensa continúa aumentado y pasó 2,192,524 a septiembre de 2007 a 2,266,430 en el mismo mes de 2008. Representa un crecimiento del 3,3%.

Calidad de la cartera - Cop mm

	2007 Final	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var %
Cartera vencida (1)	89,688	96,888	N.D.	N.D.
Promedio Mensual de Facturación (2)	170,806	165,898	N.D.	N.D.
Índice de Morosidad (3)	52.50%	58,4	N.D.	N.D.

Fuente: Codensa

(1) Es la cartera con una morosidad superior a los 30 días.

(2) Promedio facturación mensual: Promedio mensual de la facturación de los últimos 12 meses

(3) Índice de morosidad: (1)/(2)

En este informe no se presentan las cifras de cartera a septiembre de 2008 pues, precisamente en este mes, entró en funcionamiento un nuevo esquema que cambio el sistema de facturación de la compañía. El sistema se encuentra en un período de transición que se normalizará en noviembre de este año.

Inversiones

	2007 Final	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var %
Mm COP	213,151	119,284	159,615	33.8
Mm USD	105.8	58,9	73,4	(24,4)

Fuente: Codensa

El grueso de las inversiones de la compañía en 2008 se ha orientado a atender el crecimiento de la demanda y mejorar la calidad y la seguridad del servicio. Como se mencionó anteriormente, el número de clientes de la compañía creció 3,3% anual a septiembre de 2008 lo que implicó nuevas inversiones, particularmente en conexiones. La compañía también realizó este año inversiones para modernizar algunas subestaciones y redes de conducción e inició la construcción de una nueva subestación que atenderá las necesidades de ampliación del aeropuerto Eldorado

En general, toda nueva inversión está reconocida en las tarifas e ingresos aprobados por el regulador. En Colombia el distribuidor opera dos sistemas: el STR (Sistema de Transmisión regional) y el SDL (Sistema de Distribución Local). En el primero, el esquema financiero es similar al del Sistema de Transmisión Nacional en donde el regulador reconoce un retorno sobre la inversión a través de un ingreso fijo que se ajusta anualmente con la inflación. En el segundo esquema, el regulador autoriza el cobro de un precio máximo al consumidor final que implícitamente reconoce el valor de las inversiones y un estimativo de la demanda.

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: (571) 3268000 ext 1546

E mail: jgonzalez@eeb.com.co

Indicadores financieros seleccionados

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2007 Final	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var %	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep
Ingresos operacionales	2,173,028	1,599,231	1,865,217	16.63	790.4	853.5
Costo de ventas	1,497,471	1,104,550	1,251,793	13.33	545.9	575.6
Gastos administrativos	67,885	50,859	49,611	(2.45)	25.1	22.8
Utilidad operacional	607,672	443,822	563,813	27.04	219.3	259.2
Utilidad neta	378,565	269,451	339,275	25.91	133.1	156.0
Ebitda (1)	845,141	610,356	730,905	19.8	301.6	336.1
Dividendos decretados a EEB (2)	195,869	195,869	196,753	0.45	96.8	90.4
Reducciones de capital a EEB	57,955	0	0	0	0	0
Deuda neta (2) / Ebitda	1.98	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Ebitda / Intereses	8.69	N.D.	N.D.	16.63	N.D.	N.D.
Deuda financiera neta	1,136,247	1,209,285	1,161,377	(3.96)	597.7	534.0

Fuente: Codensa

- (1) El Ebitda para el período de análisis fue calculado tomando la utilidad operacional de Codensa y sumándoles las amortizaciones de intangibles y las depreciaciones de activos fijos para dicho período.
- (2) Incluye reservas distribuidas.
- (3) Es el resultado de la deuda vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.

El incremento en el Ebitda de la compañía refleja la mayor demanda y un incremento en la tarifa al consumidor final superior al incremento del precio de compra de la energía. La razón de esto último es que en Colombia las tarifas de distribución se ajustan con base en el IPP y este indicador aumentó 8% entre enero y septiembre de este año (en el mismo período de 2007 lo hizo en 4.3%).

La reducción de los gastos administrativos son también responsables del aumento en el Ebitda. El comportamiento de los gastos administrativos se explica, principalmente, por el aplazamiento de algunas ejecuciones que no están relacionadas con la gestión operativa.

Como se explicó en informes anteriores, los dividendos decretados en 2008 prácticamente se mantienen iguales a los de 2007 porque en este último año la asamblea de la compañía decreto la distribución de reservas por el monto que superaba los requerimientos legales.

[Regresar al índice](#)
DESEMPEÑO GAS NATURAL
Número de clientes por tipo

	2007 Final	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var %
	Residencial	1,424,485	1,405,557	1,487,319
Comercial- Industrial	29,014	28,509	31,050	8.9
Total Clientes	1,453,499	1,434,066	1,518,369	5.9

Fuente: Gas Natural SA ESP

Contacto: Juan Felipe González Rivera
 Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
 E mail: jgonzalez@eeb.com.co

Volumen de ventas por tipo de cliente – Mmpcd

	2007 Final	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var %
Residencial	36	26,5	28,0	5.7
Comercial- Industrial	65.9	48,5	55,5	14.4
GNV	21.6	15,9	17,6	10.7
Total	123.5	90,9	101,1	11.2

Fuente: Gas Natural SA ESP. Conversión a pcd por EEB.

El número de clientes de la compañía continúa creciendo vigorosamente y por encima de lo previsto por la compañía. Este comportamiento ha estado estimulado por las conversiones de vehículos a GNV y la mayor demanda industrial.

Inversiones

	2007 Final	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var %
Mm COP	52,914	32,084	22,772	(29.0)
Mm USD	26.3	15.8	10.4	(33.9)

Fuente: Gas Natural SA ESP.

La reducción de las inversiones refleja la estrategia de enfocar el crecimiento en zonas en donde existen redes de distribución. Igualmente, el mercado del GNV registra menores ritmos de crecimiento en comparación con años anteriores lo que implica un menor ritmo de construcción o adecuación de estaciones de servicio.

Indicadores financieros seleccionados

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2007 Final	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var %	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep
Ingresos operacionales	790,803	586,387	674,668	15.1	289.8	310.2
Costo de ventas	446,170	326,557	392,027	20.0	161.4	180.2
Gastos administrativos	86,678	65,686	66,652	1.0	32.4	30.6
Utilidad operacional	257,955	194,144	215,989	11.0	95.9	99.3
Utilidad neta	191,111	144,378	197,084	37.0	71.3	90.6
Ebitda (1)	289,909	218,061	240,543	10.3	107.7	110.6
Dividendos decretados a EEB (2)	39,368	39,368	48,099	22.2	19.4	22.1
Reducciones de capital a EEB	0	0	0		XX	XX
Deuda neta (2) / Ebitda	0.32	N.D.	N.D.		N.D.	N.D.
Ebitda / Intereses	18.99	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Deuda financiera neta	79,064	133,864	77,931	(41.7)	66.1	35.8

Fuente: Gas Natural SA ESP

(1) El Ebitda para el período de análisis fue calculado tomando la utilidad operacional de Gas Natural SA y sumándole las amortizaciones de intangibles y las depreciaciones de activos fijos para dicho período.

(2) Incluye reservas distribuidas.

(3) Es el resultado de la deuda vigente al final del período de análisis menos la caja y las inversiones temporales en el mismo momento.

La razón por la que los ingresos crecen a un menor ritmo que el costo de ventas se debe a que el incremento en el precio del gas natural no se trasladó en forma inmediata al consumidor final,

Contacto: Juan Felipe González Rivera

Teléfono: (571) 3268000 ext 1546

E mail: jgonzalez@eeb.com.co

particularmente a los clientes no regulados cuyos precios están definidos a través de contratos de compraventa.

El aumento de la utilidad neta por encima del crecimiento de la utilidad operacional refleja la venta de la participación de Gas Natural en Transcogas a EEB.

Por último, en junio de 2008 la compañía terminó de pagar el capital de unos bonos emitidos en el mercado colombiano lo cual explica la reducción en la deuda financiera neta cae.

[Regresar al índice](#)

DESEMPEÑO FINANCIERO EEB

Estado de resultados consolidado

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2007 Final	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep	Var %	2007 Ene - Sep	2008 Ene - Sep
Ingresos Operacionales (1)	453,195	315,611	423,264	34.1	156.0	194.6
Transmisión de electricidad	73,630	53,202	66,737	25.4	26.3	30.7
Transporte de gas natural	379,565	262,409	356,527	35.9	129.7	163.9
Costo de ventas (2)	159,247	102,005	147,946	45.0	50.4	68.0
Transmisión de electricidad	24,280	16,940	29,127	71.9	8.4	13.4
Transporte de gas natural	131,653	85,064	118,819	37.7	42,0	54.6
Utilidad bruta	293,948	213,606	275,318	28.9	105.6	126.6
Gastos de Administración (3)	32,138	18,719	22,967	22.7	9.3	10.56
Utilidad operacional	261,810	194,887	252,351	29.5	96	116
Dividendos decretados e intereses (4)	638,247	358,221	502,158	40.2	177.1	230.9
Diferencia en cambio neta (5)	321,398	308,662	(189,114)	(161.3)	152.6	(87.0)
Otros ingresos (6)	32,337	18,427	15,789	(14.3)	9.1	7.3
Gastos administrativos	93,294	74,983	54,061	(27.9)	37.1	24.9
Gastos financieros	246,563	148,151	199,336	34.5	73.2	91.7
Otros gastos	38	6	3,069	53,711	0	1.4
Ingreso extraordinario (7)	-	-	-	-	-	-
Utilidad antes de impuestos e interés minoritario	913,897	657,058	324,719	(50.6)	325	149
Interés minoritario (8)	(7,810)	(7,604)	2,593	(134.1)	(3.8)	1.2
Impuesto de renta	(37,050)	(34,006)	(29,013)	(14.7)	(16.8)	(13.3)
Utilidad neta	869,037	615,447	298,298	(51.5)	304	137

- (1) Son los ingresos operacionales por el servicio de transmisión que presta directamente EEB y los servicios de transporte de gas natural de sus compañías controladas TGI y Transcogas.
- (2) Corresponde al costo de ventas del servicio de transmisión que presta directamente EEB y del servicio de transporte de gas natural de sus empresas controladas TGI y Transcogas. Incluye gastos de personal, materiales, costos de operación y mantenimiento, depreciación, amortización y seguros relacionados con dichas actividades.
- (3) Asociados a la operación.
- (4) Corresponde a los dividendos decretados por las compañías no controladas e intereses por inversiones temporales y los patrimonios autónomos de pensiones.
- (5) Se refiere a la pérdida o ganancia neta por efecto de la variación en la tasa de cambio y su impacto en los activos y pasivos denominados en moneda extranjera.
- (6) Corresponde a ingresos por recuperación de inversiones, arrendamientos y gastos.

Contacto: Juan Felipe González Rivera
 Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
 E mail: jgonzalez@eeb.com.co

- (7) Ingreso generado por las reducciones de capital de Codensa. Parte de las reducciones de capital se reflejan como ingreso extraordinario por la diferencia entre el valor en libros de los activos aportados por EEB a Condensa y el valor final de la inversión recibida por la empresa de parte de Codensa.
- (8) Son la proporción de las utilidades netas que le corresponden a los inversionistas minoritarios de las empresas consolidadas por EEB.

Las dos nuevas líneas de transmisión de EEB (interconexión con Ecuador y Mocoa - Jamondino) que entraron en operación en el segundo semestre de 2007, explican la mayor parte del incremento de los ingresos operacionales del negocio de transmisión eléctrica. Por su parte, el aumento en el costo de ventas de esta actividad se explica por la mayor depreciación de los nuevos activos incorporados. El costo aproximado de estas inversiones fue de Cop 140 mil millones.

Las variaciones operacionales del negocio de gas natural se explican, en parte, por una diferencia en los períodos contables ya que TGI inició operaciones en marzo de 2007. Además de lo anterior, también se presentó un incremento en el volumen y la capacidad contratada que impactó positivamente los ingresos operacionales. En cuanto a los costos operacionales, su aumento se explica las siguientes razones: (i) una reclasificación de un impuesto indirecto (Industria y Comercio) lo que también explica la reducción en el rubro de gastos administrativos; (ii) ejecuciones rezagadas que no se llevaron a cabo durante 2007 por ser el año de inicio de operaciones TGI y; (iii) el mayor consumo de gas combustible en las compresoras por los mayores volúmenes transportados.

Al ajustar las cifras de TGI de 2007 para hacerlas comparables con las de los nueve primeros meses de 2008, se observa un crecimiento en la utilidad operacional de 6.23% y del Ebitda de 5.34% (ver informe para inversionistas de TGI: <http://www.eeb.com.co/index.php?idcategoria=3727>)

La reducción en los gastos administrativos se explica por los honorarios pagados en 2007 relacionados con la emisión de los bonos de TGI y EEB.

El aumento de los dividendos se explica porque a septiembre de 2007 Emgesa solo había distribuido los dividendos preferenciales (Cop \$ 5,150) en espera de finalizar su proceso de fusión con Betania. Al comparar los dividendos a septiembre de 2008 con los de finales de 2007 se observa una reducción fruto de que el año pasado hubo una mayor distribución de dividendos de Emgesa (por su fusión con Betania) y por distribución la distribución de reservas de Codensa. En el período de análisis también se observa un incremento en los intereses originado por un aumento del 73% en el portafolio de inversiones. Parte del aumento de la caja del grupo se debe a la implementación de la estrategia para cubrir las obligaciones en moneda extranjera.

Contrario a lo ocurrido entre enero y septiembre de 2007 cuando el peso colombiano se revaluó (9.63%), en el mismo período de 2008 la moneda colombiana se depreció (7.93%) lo que originó un gasto contable de Cop \$189,114. Este es un efecto contable y no de caja relacionado con la valoración de la deuda consolidada en dólares

Por último, el incremento de los gastos financieros obedece al mayor costo financiero de la deuda por la sustitución del crédito puente por los bonos de largo plazo.

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

Indicadores financieros

	Mm Cop				Mm USD	
	2007 Final	2008 Jun	2008 Sep	Var %	2008 Jun	2008 Sep
Ebitda consolidado (últimos 12 meses) (1)	949,599	1,087,034	1,160,938	6.8	499.8	533.9
Ebitda consolidado y ajustado (últimos 12 meses) (2)	949,599	1,087,034	1,160,938	6.8	499.8	533.9
Margen Ebitda consolidado (3)	87.0%	84.9%	88.4%		84.9%	88.4%
Deuda neta consolidada (4) / Ebitda consolidado (1) OM: < 4.5	2.79	2.20	2.28		2.20	2.28
Ebitda consolidado (1) / Intereses consolidados (5) OM: > 2.25	4.46	5.37	5.35		5.37	5.35

- (1) Son los ingresos consolidados de EEB menos el costo de ventas, los gastos administrativos, los intereses de los patrimonios autónomos pensionales, más los dividendos de las compañías participadas, los intereses de las inversiones de portafolio, los impuestos indirectos, la amortización de intangibles, la depreciación de activos fijos, los pagos pensionales y las provisiones de los últimos doce meses.
- (2) Es el Ebitda consolidado más las reducciones de capital de las compañías participadas.
- (3) Resulta de dividir el Ebitda consolidado entre los ingresos operacionales adicionados por los dividendos y los ingresos de intereses (sin incluir los intereses recibidos por las inversiones de los patrimonios autónomos pensionales) de los últimos doce meses.
- (4) Es la deuda consolidada menos la caja libre.
- (5) Son los gastos financieros consolidados de los últimos doce meses.

Antes de explicar los resultados es importante hacer las siguientes aclaraciones: (i) Los valores de la tabla se calcularon con base en los resultados consolidados de EEB de los últimos doce meses, (ii) se decidió no hacer la comparación de 2008 con el mismo mes del año anterior porque TGI en 2007 solo opero 10 meses lo que distorsiona las comparaciones y, (iii) por un error, en el informe de junio de 2008 se publicó que el indicador de cobertura de intereses era de 5.13 cuando el valor real es de 5.37; también que el indicador de apalancamiento era de 2.15 cuando en realidad es de 2.20.

Dicho lo anterior, las cifras consolidadas del grupo muestran un incremento en el EBITDA, principalmente, porque Emgesa decreto un nuevo paquete de dividendos en septiembre de 2008 y por el aumento de la utilidad operacional consolidada de aproximadamente 3%.

A septiembre de 2008, los indicadores de apalancamiento y cobertura de intereses muestran niveles saludables. Sin embargo, entre junio y septiembre se observa una leve desmejora debido, principalmente, al comportamiento del peso colombiano que en dicho período registró una devaluación cercana al 13% lo que incrementó el valor en pesos de la deuda contraída en dólares y de los intereses sobre la misma deuda.

A pesar de la magnitud de la devaluación, su impacto sobre los indicadores de cobertura y apalancamiento fue moderado gracias a: (i) que una parte del Ebitda está indexado al dólar (entre enero y septiembre de este año, el 60% de los ingresos de TGI estuvieron indexados a esa moneda gracias a la regulación vigente en Colombia), (ii) el aumento de la utilidad operacional gracias a la dinámica en los sectores de electricidad y gas natural; (iii) los mayores dividendos de las compañías participadas y, (iv) las inversiones temporales que el grupo EEB, por política, mantiene en dólares y que a septiembre tenían un saldo de Usd 88,4 mm.

Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co

En relación con el indicador de cobertura de intereses, su caída también se explica por el aumento en el costo de la financiación debido a la sustitución del crédito puente por bonos de largo plazo, operación que se realizó en octubre del año pasado.

En noviembre, EEB realizó una operación de cobertura. Se trató de un intercambio de cupones peso dólar (coupon swap). Con ello, se fija en pesos hasta el 2014 (fecha de vencimiento de los bonos de EEB) y a una tasa del 10,85% los intereses para una obligación equivalente a Usd 133 mm. La compañía espera que con esta operación, sus coberturas naturales y la política de mantener un nivel determinado de inversiones temporales en dólares, se cubran las obligaciones de pago de intereses en moneda extranjera contra las fluctuaciones de la tasa de cambio.

Estructura de la deuda consolidada.

	2007 Final Cop Mm	2007 Sep Cop Mm	Part. %	2008 Sep Cop Mm	Part. %	2007 Sep Mm USD	2008 Sep Mm USD
Deuda financiera en COP (1)	175,464	175,970	5.6	101,443	3.1	87.0	46.7
Deuda financiera en USD (1)	3,011,212	2,981,428	94.4	3,241,250	96.9	1,473.6	1,490.5
Total deuda financiera	3,186,676	3,157,397	100	3,342,693	100.0	1,560.6	1,537.1

(1) Incluye los intereses causados.

El saldo total de la deuda aumenta por la devaluación del Cop (7.48%). Se pagó un crédito con la banca local por Cop 62.801.

Cuentas del balance consolidado

	Mm COP	Mm COP			Mm USD	
	2007 Final	2007 Sep	2008 Sep	Var	2007 Sep	2008 Sep
Activos corrientes	736,716	643,847	1,045,597	62.4	318.2	480.8
Activos fijos	1,330,877	1,315,205	1,307,083	(0.6)	650.1	601.1
Otros activos	7,729,913	7,388,870	7,849,874	5.9	3,652.1	3,609.8
Total Activos	9,797,506	9,347,922	10,202,554	9.1	4,620.4	4,691.6
Pasivos corrientes	604,627	3,259,789	529,681	(83.8)	1,611.2	243.6
Pasivos de largo plazo	3,062,081	327,093	3,476,389	962.8	161.7	1,598.6
Total pasivos	3,666,708	3,586,882	4,006,071	11.7	1,772.9	1,842.2
Interés minoritario	33,242	32,133	19,611	(39.0)	15.9	9.0
Patrimonio	6,097,556	5,728,906	6,176,872	7.8	2,831.6	2,840.4

Fuente: EEB

[Regresar al índice](#)

ANEXO 1: NOTA LEGAL

Este documento contiene palabras tales como "anticipar", "creer", "esperar", "estimar", y otras de similar significado. Cualquier información diferente a la información histórica incluida en esta presentación, 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 para las operaciones futuras (incluyendo el desarrollo de planes y objetivos relacionados con los productos y servicios de la Compañía) corresponde a proyecciones. Dichas proyecciones implican riesgos conocidos y desconocidos, incertidumbres y otros factores importantes que puedan causar que los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía sean materialmente diferentes de los resultados, el desempeño o los logros futuros expresados o implícitos en las proyecciones. Dichas proyecciones están basadas en numerosos supuestos respecto a las estrategias de negocio de la Compañía presentes y futuras y al entorno en el cual la Compañía operará en el futuro. Estas estimaciones corresponden únicamente a la fecha de esta presentación. La Compañía expresamente se declara exenta de cualquier obligación o compromiso de distribuir actualizaciones o revisiones de cualquier proyección contenida en esta presentación para reflejar cualquier cambio en las expectativas de la Compañía respecto a ellas o cualquier cambio en los eventos, condiciones o circunstancias sobre los cuales se pueden basar dichas proyecciones.

Las proyecciones financieras y otras estimaciones en este informe se realizan bajos supuestos y consideraciones inherentes a incertidumbres respecto al entorno económico, competitivo, regulatorio y operacional del negocio, así como las condiciones y riesgos que están fuera del control de la Compañía. Las proyecciones financieras son inevitablemente especulativas y se pueden esperar que uno o varios de los supuestos bajo los cuales se hacen dichas proyecciones y otras estimaciones contenidas en este informe resulte inválido. También se puede esperar que ocurran eventos o haya circunstancias inesperadas. Los resultados reales pueden variar de las proyecciones financieras y las variaciones pueden ser materialmente adversas. Por consecuencia, este informe no debe ser considerado un registro por parte de la Compañía ni de cualquier otra persona de que las proyecciones financieras serán alcanzadas. Potenciales inversionistas no deben contar con las proyecciones y estimaciones aquí contenidas ni basarse en ellas para tomar decisiones de inversión.

El desempeño pasado de la compañía no puede considerarse pauta del desempeño futuro de la misma.

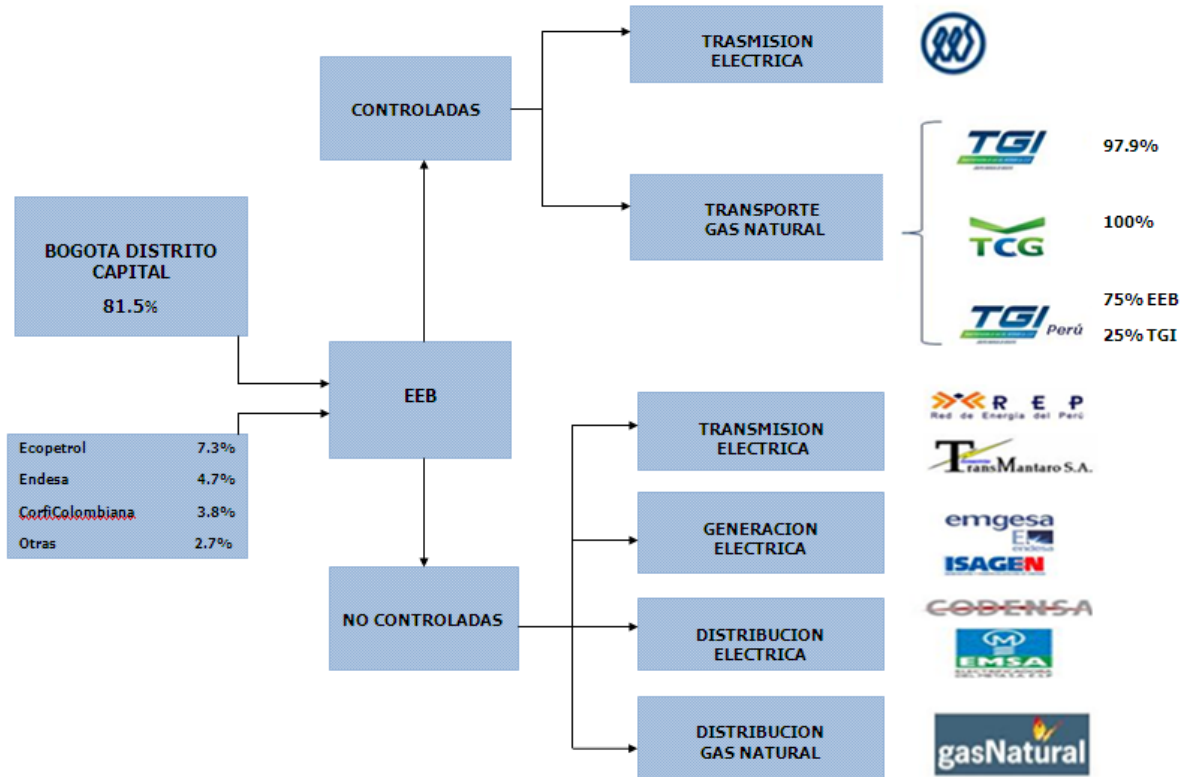
[Regresar al índice](#)

ANEXO 2: TÉRMINOS TÉCNICOS Y REGULATORIOS

- ▶ BR: Banco de la República; Banco Central de Colombia responsable de la política monetaria y cambiaria del país.
- ▶ BLN: Billones de los Estados Unidos de América. Factor 10^9
- ▶ CAF: Corporación Andina de Fomento.
- ▶ CFD: Pies cúbicos día.
- ▶ COP: Pesos colombianos.
- ▶ 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.
- ▶ CTM: Consorcio Transmantaro.
- ▶ DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Entidad responsable de la planeación, consecución, procesamiento, análisis y difusión de las estadísticas oficiales de Colombia.
- ▶ GWh: Giga vatios hora; unidad de energía que equivale a 1.000.000 kwh.
- ▶ GNV: Gas natural vehicular.
- ▶ IPC: Índice de precios al consumidor de Colombia.
- ▶ IPP: Índice de Precios al Productor 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.
- ▶ MM: Millones.
- ▶ ML: Millas.
- ▶ MW: Megavatio. Unidad de potencia o trabajo que equivale a un millón de vatios.
- ▶ O&M: Operación y mantenimiento.
- ▶ PBS: Puntos básicos. Centésima parte de un punto porcentual.
- ▶ Proinversión: Agencia peruana encargada de la promoción de la inversión privada en el Perú.
- ▶ RSE: Responsabilidad social empresarial.
- ▶ 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.
- ▶ SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Entidad estatal encargada de ejercer el control, la inspección y la vigilancia de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios.
- ▶ TRM: Tasa representativa del mercado; es un promedio de los precios de las transacciones peso – dólar que calcula diariamente la Superintendencia Financiera - SF.
- ▶ 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.

[Regresar al índice](#)

ANEXO 3: ESTRUCTURA DEL GRUPO EEB



Contacto: Juan Felipe González Rivera
Teléfono: (571) 3268000 ext 1546
E mail: jgonzalez@eeb.com.co