

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A E.S.P

Informe de Auditoria Externa de Gestión y Resultados 2009



ENERGIA
de Bogotá

Contenido

	PAG.
Opinión de la AEGR	4
1 Arquitectura Organizacional	6
2 Viabilidad Financiera	25
3 Puntos Específicos	42
3 Gestión Financiera	42
3 Gestión Técnica y Operativa	64
3 Gestión Comercial	85
3 Aspectos Externos	98
4 Indicadores y Referentes de Evaluación de Gestión	102
5 Indicadores de Clasificación por Nivel de Riesgo	110
6 Matriz de Riesgo	120
7 Calidad de la Información	124
8 Control Interno	127
Anexo 1 - Encuesta de Control Interno	154

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S. A. ESP.,

En cumplimiento del artículo 53 de la ley 142 de 1994, pone en conocimiento del público el resumen de la opinión general de la Auditoría Externa de Gestión y Resultados correspondiente al año 2009, contratada con la firma **GESTION Y AUDITORIA ESPECIALIZADA LTDA.**

Los resultados en detalle de la auditoría están contenidos en el informe final que fue ingresado en la página del SUI de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Opinión de la AEGR

12 de marzo de 2010

Señores

**Junta Directiva Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., y
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios**
Bogotá D.C.

La Auditoría Externa de Gestión y Resultados de la **EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ S. A. ESP.**, la desarrollamos aplicando la metodología descrita en la Resolución 20061300012295 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) de abril 18 de 2006, teniendo en cuenta los siguientes aspectos: Arquitectura organizacional, viabilidad financiera, aspectos financieros, técnicos, comerciales y externos, los indicadores de gestión y resultados y de nivel de riesgo y la evaluación del sistema de control interno.

A continuación presentamos nuestras conclusiones:

- Las actividades realizadas por la Empresa durante el año 2009 son acordes al objeto social establecido en los estatutos y conforme con lo dispuesto en la reglamentación vigente;
- El Sistema de Control Interno presenta un grado de desarrollo alto, integrado a la política de calidad de la empresa, coherente con las políticas y procedimientos. Los colaboradores se encuentran orientados en sus funciones y metas a los objetivos de la organización y la dirección es comprometida con el mejoramiento continuo de la entidad;

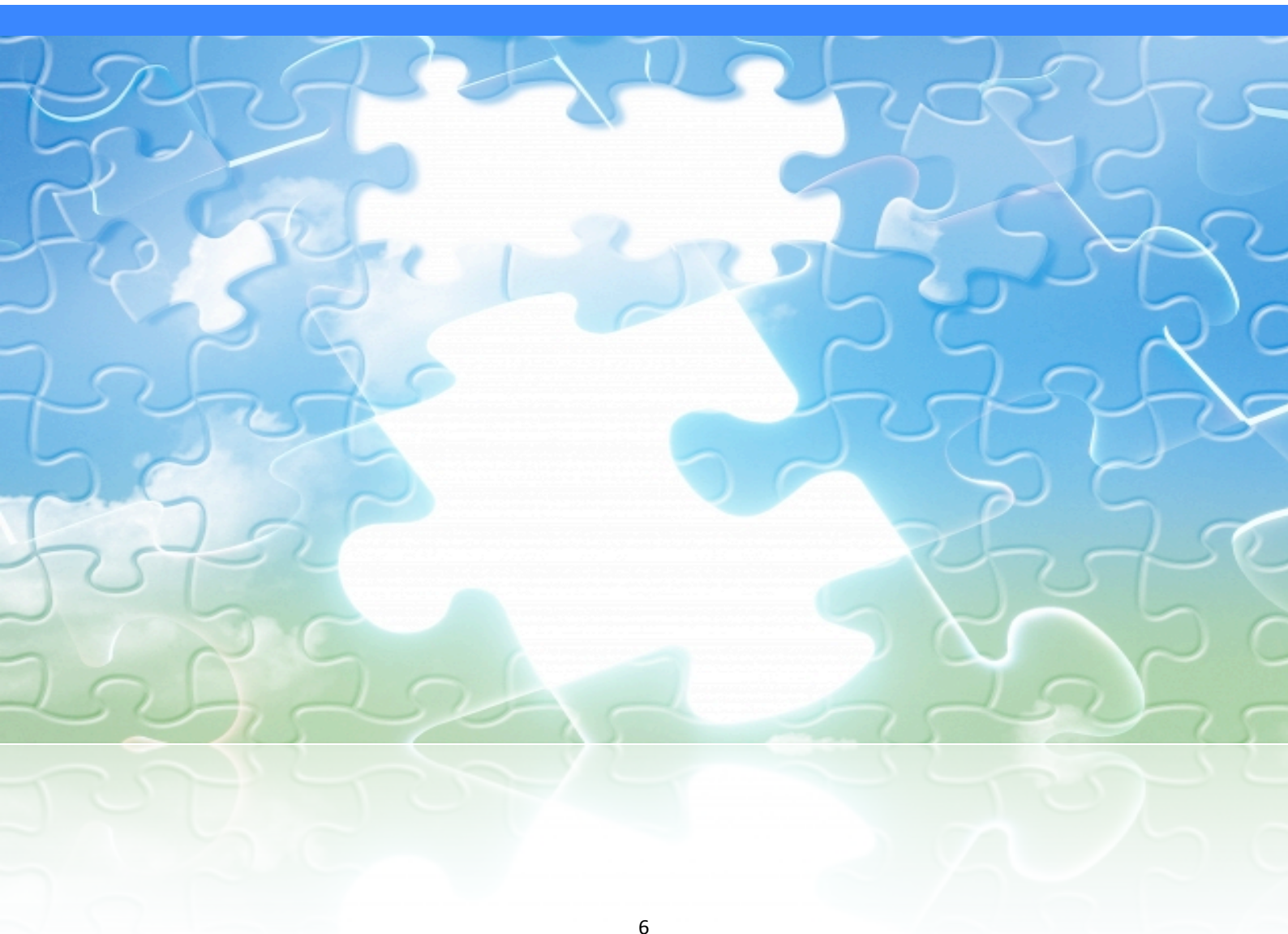
- Para la administración del riesgo cuenta con la identificación, valoración, manejo y monitoreo del riesgo asociados a la respectiva caracterización de los macroprocesos donde se incluye la acción de mitigación para cada riesgo.
- El indicador promedio de Disponibilidad de Activos cumplió durante el año 2009 con la meta definida por la empresa, demostrando una buena gestión de la EEB en los aspectos referentes a las interrupciones del servicio e intrínsecamente con la calidad del servicio ofrecido por la empresa;
- De acuerdo con el nivel de riesgo definido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, consideramos que para el año 2009 la empresa presenta nivel de riesgo financiero bajo, calificado como **A**. Esto obedece al buen nivel general de indicadores presentados para el servicio de Transmisión de Energía.
- De acuerdo con los análisis efectuados a los aspectos financieros se evidenció que los supuestos utilizados por la Empresa para la elaboración de las proyecciones financieras son razonables e incorporan aspectos comerciales y financieros que de cumplirse, permiten la viabilidad financiera del negocio.

GESTIÓN Y AUDITORÍA ESPECIALIZADA LTDA

Auditor Externo

1. Arquitectura Organizacional

Arquitectura Organizacional



1 Arquitectura Organizacional

1.1 Naturaleza Jurídica

La Empresa de Energía de Bogotá S. A. ESP, es una empresa de servicios públicos, constituida como sociedad anónima por acciones, conforme a las disposiciones de la ley 142 de 1994. La sociedad tiene autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal, ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado como empresario mercantil de carácter *sui generis*, dada su función de prestación de servicios públicos domiciliarios. Durante el año 2009 no sufrió cambios en su naturaleza jurídica.

La EEB S.A. E.S.P. tiene como objeto principal la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía incluido dentro de ella el gas y líquidos combustibles en todas sus formas. Así mismo, podrá participar como socia o accionista en otras empresas de servicios públicos directamente o asociándose con otras personas, o formando consorcio con ellas. En desarrollo de su objeto social puede ejecutar actividades conexas, complementarias, descritas en los estatutos sociales.

No se evidenciaron reformas a los estatutos sociales durante el año 2009.

1.2 Objeto Social

No presentaron cambios en el objeto social, durante el año 2009 evidenciado en revisiones a las actas de Asamblea, Junta Directiva, y el Certificado de Cámara y Comercio con fecha del 2 de febrero de 2010.

El 11 de febrero de 2010 se llevó a cabo reunión de Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de EEB, en la cual fueron aprobadas reformas estatutarias a los artículos 5, 9, 15, 26, 28, 29, 31, 41, 42, 46, 66 y 99, los principales cambios fueron:

- Ampliar el objeto social a la ejecución de actividades de ingeniería e infraestructura.
- Permitir la circulación desmaterializada de los títulos accionarios, y consecuentemente, adaptar los estatutos a dicha circulación en cuanto al manejo de las acciones, los derechos de los accionistas y la transferencia de las mismas,
- Permitir la tenencia del libro de accionistas por parte de una sociedad administradora de un depósito central de valores.
- Incluir correcciones de forma.

De acuerdo con lo aprobado por la Asamblea, los Estatutos Sociales de la EEB están siendo modificados.

1.3 Modelo de Negocio

El Grupo Empresarial de la Empresa de Energía de Bogotá, holding del sector energético colombiano, dentro de su modelo de negocio mantiene las siguientes unidades estratégicas:

Corporativo - Portafolio Accionario:

En la actualidad el Grupo EEB tiene un portafolio de inversiones en importantes empresas, controladas y no controladas. En las empresas no controladas se destacan entre otras CODENSA (primera empresa distribuidora-comercializadora de Colombia), EMGESA (segunda empresa generadora de Colombia), GAS NATURAL S.A. (la empresa distribuidora - comercializadora de gas natural más grande de Colombia, con más de un millón trescientos mil clientes).

Unidades de negocio:

- Transmisión de Energía Eléctrica (Empresa de Energía de Bogotá).

La Vicepresidencia de Transmisión es la encargada de la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica a través de la construcción, operación, mantenimiento y administración de las diferentes líneas y subestaciones del sistema de transmisión de energía de la EEB.

- Transporte de Gas (TGI y TCG).

TGI. Mayor transportador de gas en el país por el tamaño y localización de su infraestructura.

TCG. Es la tercera empresa transportadora de gas natural en el país, transporta el 85% de la demanda de Bogotá y el 100% de la demanda de los municipios de la sabana de Bogotá.



Fuente: página Internet EEB

En el año 2009, dentro de la estrategia *Crece* (En Colombia y demás países de América) del Plan Estratégico Corporativo – PEC se resalta en el negocio de Transporte y Distribución de energía:

Licitaciones y alianzas estratégicas

- El 7 de marzo de 2009 Transcogas Perú S.A.C. (ahora Congas Perú S.A.C.), suscribió el contrato de concesión por 30 años del sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de ICA (Perú).
- A través del Consorcio Transmantaro – CMT, la EEB en noviembre de 2009 ganó en Lima la convocatoria pública internacional promovida por Proinversión, para el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión que unirá la ciudad de Trujillo con el distrito de Zapallal.
- El 16 de diciembre de 2009 fue adjudicado al consorcio Empresa de Energía de Bogotá (EEB), y Eléctricas de Medellín (EDM), el Plan de Expansión del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Guatemala a lo largo del país, constituyendo un total de 850 kms de líneas de 230 kV y 24 obras entre las que se incluyen ampliaciones y construcción de nuevas subestaciones.

Adquisiciones con control

En el proceso de venta de la participación del estado en las electrificadoras departamentales, el 26 de febrero de 2009 la EEB adquirió en compañía de Codensa, a través de la Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca – DECSA¹, el 82% de la Empresa de Energía de Cundinamarca – EEC.

¹ Para la compra de la EEC se conformó la empresa “Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca – DECSA” con participación de la EEB del 51% y Codensa con el 49%.

Esta operación fue producto de una alianza entre la Gobernación de Cundinamarca y la Empresa de Energía de Bogotá propietaria del 51% de las acciones de la Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca, con el compromiso de llevar a la Empresa de Energía de Cundinamarca, EEC, a los mejores niveles de competitividad y eficiencia.

El Grupo desarrolla su estrategia de *Crece*, a través de las perspectivas: Accionistas, Financiera, Cliente, Procesos Internos, Aprendizaje y Crecimiento. Dentro de la perspectiva Procesos Internos dentro del objetivo estratégico *optimizar el desempeño del portafolio accionario*, se encuentra el indicador *Proyectos de inversión*, el cual para el 31 de diciembre de 2009 refleja un cumplimiento de 6 proyectos (Compra EEC, suscripción adicional contrato CTM, adjudicación licitación línea Independencia ICA en CTM, conexión Duke Energy CTM, Zapallal- Trujillo CTM, ampliación REP), frente a una meta de 2. El Grupo EEB durante el año 2009, ha continuado la consolidación de su portafolio en los negocios de energía y gas, a través de los proyectos adjudicados durante el año 2009 y la adquisición de la EEC. .

1.4 Plan Estratégico Corporativo

El Plan de Estratégico Corporativo – PEC 2009 - 2013, fue aprobado por Junta Directiva en noviembre de 2008 y fue presentado en diciembre de 2008 en reunión con toda la organización. El PEC propone una visión de grupo a quince años, con metas intermedias en 2013 y 2017, y la meta final en 2023.

A partir del año 2009 el PEC de la empresa se ha implementado siguiendo la metodología del Balanced Score Card – BSC. La Gerencia Planeación Corporativa es la encargada del seguimiento del PEC, a través del BSC, realiza la revisión del cargue y cumplimiento del mismo.

La estructura del Plan Estratégico Corporativo definido para la empresa esta dada por Objetivos, Estrategias y Proyectos, para cada una de las perspectivas financiera, cliente, procesos internos, y aprendizaje y crecimiento, con sus respectivos indicadores e iniciativas.

Tabla 12 PEC – Objetivos Estratégicos		
Perspectiva	Objetivos	Principales resultados
Accionistas	Aumentar el valor económico y financiero para los accionistas.	Los indicadores ROE, EVA, EBITDA, cumplieron ampliamente las metas debido a una mayor utilidad, a mayores ingresos por dividendos procedentes de las compañías participadas, así como a la ejecución moderada en costos y gastos.
	Contribuir con la armonización del desarrollo de ciudad en los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural.	
Financiera	Incrementar el valor de las empresas del portafolio accionario.	Los indicadores ROE (portafolio accionario), EVA (portafolio accionario), cumplieron las metas debido a un mejor resultado en EMGESA por mayor precio de energía y en Codensa por demora en entrada de nuevo WACC. Se logró el cumplimiento de la optimización de los costos y gastos superando las metas establecidas. Los ingresos por transmisión aumentaron 1,7% y por transporte de gas 15,2% para un total de 13,0%.
	Optimizar los costos y gastos.	
	Incrementar los ingresos nacionales e internacionales.	
Clientes	Tener reconocimiento como un grupo empresarial eficiente y rentable, de clase mundial y con responsabilidad social corporativa.	Con el Centro Nacional de Consultoría – CNC, se llevó a cabo encuesta sobre el posicionamiento de las empresas del Grupo dando un nivel de reputación del Grupo empresarial del 79%, con este resultado se obtuvo la línea base para definir la meta para los siguientes años.
	Garantizar la disponibilidad de recursos financieros.	Cumple los indicadores de rentabilidad de inversiones temporales, estructura de capital, disponibilidad líneas de crédito.
	Optimizar el desempeño del portafolio accionario.	Refleja un cumplimiento de 6 proyectos (Compra EEC, suscripción adicional contrato CTM, adjudicación licitación línea Independencia ICA en CTM, conexión Duke Energy CTM, Zapallal- Trujillo CTM, ampliación REP)
	Gestionar el legado.	Se cumplió en el año 2009 con la gestión de activos y pasivos no requeridos.
	Gestionar integralmente el riesgo.	La calificación del sistema de gestión de riesgo fue de 4,56 cumpliendo con la meta. Así mismo presentó cumplimiento en los indicadores de implementación de acciones propuestas y efectividad mitigación de riesgos críticos.
	Garantizar un abastecimiento costo – efectivo.	Se cumplió en un 90% el cronograma de Modelo de Abastecimiento y se logró la articulación y puesta en marcha del marco estratégico corporativo para abastecimiento de bienes y servicios en el Grupo.

Tabla 12 PEC – Objetivos Estratégicos

Perspectiva	Objetivos	Principales resultados
Procesos internos	Asegurar la eficiencia en los procesos corporativos y de las unidades de negocio	Se continúa en la implementación de las normas internacionales de contabilidad y de estándares internacionales de auditoría interna cumpliendo con las actividades definidas para tal fin.
	Gestionar el crecimiento nacional e internacional de las unidades de negocio	Se destacan la compra del 80% de la Empresa de Energía de Cundinamarca – EEC y la adjudicación de la convocatoria del Plan de Expansión del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Guatemala.
	Posicionar el grupo empresarial	Asociado a la encuesta sobre el posicionamiento de las empresas del Grupo arrojando un nivel de reputación del Grupo empresarial del 79%
	Gestionar el portafolio de nuevos servicios	Se encuentra en proceso de desarrollo definiendo portafolio de nuevos servicios.
	Consolidar el modelo de responsabilidad social corporativa	Se definió la línea base a través de encuesta de seguimiento de articulación de programas sociales con un resultado del 73,5% y presenta un cumplimiento del 98,24% de los indicadores de la matriz de Responsabilidad Social Corporativa - RSC.
	Coadyuvar en la gestión de los servicios públicos de energía eléctrica y gas, relacionados con el usuario final.	Se presentaron propuestas de revisión del POT.
	Gestionar las condiciones de los negocios desde el punto de vista legal y regulatorio	Asociado a la resolución para la nueva metodología de remuneración Gas, la cual no ha sido expedida por la CREG.
Aprendizaje	Contar con un talento humano para sostener el crecimiento	Se obtuvo la línea base para la medición de competencias dando como resultado el 78%, la evaluación de desempeño supero la meta con un 109% y se cumplió con un 100% el plan de capacitación aprobado.
	Fortalecer la cultura organizacional	La Encuesta de Satisfacción Great Place to Work con un resultado de 77,90% logró superar ampliamente la meta de 70,60%.
	Contar con tecnología e información que soporten la estrategia	Se cumplieron los indicadores relacionados con TI en cuanto a satisfacción de usuarios, disponibilidad de servidores y cumplimiento PETI.

Fuente: PEC 2009-2013 y BSC a 31 de diciembre de 2009

Dentro del informe de esta AEGR 2009, se describen con más detalle algunos de los resultados del PEC.

A través de Reunión de Análisis Estratégico – RAE, se lleva a cabo el seguimiento al PEC de manera trimestral, en la cual asiste el nivel directivo de EEB, se definen compromisos, responsables y fechas que son

revisados en la próxima reunión, como se pudo evidenciar en las respectivas actas.

En el BSC a diciembre de 2009, se observa:

- Seguimiento a las iniciativas e indicadores asociados a cada objetivo.
- Los indicadores se identifica el responsable, el reporte y su seguimiento detallando el hecho del cumplimiento o incumplimiento, la causa y las acciones propuestas.
- Las iniciativas presentan el responsable, nivel de avance, comentarios donde consolida los datos de las actividades llevadas a cabo, causas de incumplimientos, acciones propuestas.

En conclusión, se observa a diciembre de 2009 que el BSC fue diligenciado, cuyos resultados presentan un alto nivel de cumplimiento.

1.5 Organos de Dirección, Administración y Fiscalización

1.5.1 Asamblea de accionistas

La reunión de Asamblea General Ordinaria de Accionistas se llevó a cabo el 26 de marzo de 2009, dando cumplimiento a lo establecido en los Estatutos Sociales, el acta de la misma se encuentra firmada y archivada en el libro de actas correspondiente.

En acta de Junta Directiva No. 1453 del 22 de octubre de 2009, se informa la venta de la participación en EEB del 7.2% del Grupo Endesa (Endesa Latinoamérica, Chilectra S.A. y Enersis S.A.), la cual fue efectiva el 2 de octubre de 2009 a Fondos de Pensiones y otros.

La composición accionaria actual es la siguiente:

Tabla 13 Composición accionaria EEB	
ACCIONISTA	No. DE ACCIONES
Distrito Capital de Bogotá	70.023.922
Ecopetrol S.A.	6.310.980
Corficolombiana S.A.	3.271.505
Fondo de Cesantías Horizonte y Fondo de Pensiones Horizonte	1.092.286
Fondo de Cesantías Colfondos, Fondo de Pensiones Colfondos y Fondo Pensiones Voluntarias Class Inversión de Colfondos	1.250.524
Empresa de Telecomunicaciones de Santa Fe de Bogotá	39.303
Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá	7.861
Trabajadores y otros	3.875.184
TOTAL	85.871.565

Fuente: acta Asamblea Extraordinaria febrero de 2010

Se llevó a cabo reunión de Asamblea Extraordinaria de Accionistas el 11 de febrero de 2010, en la cual fueron aprobadas reformas estatutarias y se realizó elección de miembros de Junta Directiva de la EEB.

1.5.2 Junta Directiva

La Junta Directiva fue designada por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas tal como consta en el acta número 053 del 26 de marzo de 2009 y registrada en la Cámara de Comercio el 16 de abril 2009, en el libro 9, bajo el número 01289992; allí fueron designados los siguientes miembros para un periodo de dos (2) años:

Tabla 14 Junta Directiva 2009	
PRINCIPALES	SUPLENTE
Samuel Moreno Rojas	Oscar A. Molina García
Yuri Chillán Reyes	María Camila Uribe Sánchez
Catalina Velasco Campuzano	Martha Yaneth Veleño Quintero
Pedro Rodríguez Tobo	María Fernanda Sánchez
Antonio José Urdinola Uribe	Diego Zuleta Lleras
Pedro Alfonso Rosales Navarro	Alexander Cadena Montezuma
Lucio Rubio Díaz	Cristian H. Herrera F.
Alberto Carrasquilla B.	Isaac Dyner R.
Ruth Mary Abril Arévalo	Guillermo Pérez G.

Fuente: Acta de Asamblea No.053

En Asamblea Extraordinaria de Accionistas del 11 de febrero de 2010, se realizó la elección de los siguientes miembros de Junta Directiva de la EEB, los cuales serán registrados ante Cámara de Comercio una vez se tenga la respectiva acta de Asamblea firmada:

Tabla 15 Junta Directiva 2010	
PRINCIPALES	SUPLENTES
Samuel Moreno Rojas	Juan Antonio Nieto Escalante
Yuri Chillán Reyes	Carlos José Herrera Jaramillo
María Camila Uribe Sánchez	Martha Yaneth Veleño Quintero
Pedro Rodríguez Tobo	María Fernanda Sánchez
Antonio José Urdinola Uribe	Diego Zuleta Lleras
Pedro Alfonso Rosales Navarro	Alexander Cadena Montezuma
Luis Carlos Sarmiento G.	Mauricio Cárdenas Muller
Alberto Carrasquilla B.	Isaac Dyner R.
Ruth Mary Abril Arévalo	Guillermo Pérez G.

Fuente: Acta de Asamblea No.054

1.5.3 Representante legal

El 19 de enero de 2009, según consta en el acta No. 1444 de Junta Directiva fue nombrado presidente de la EEB, la doctora Mónica De Greiff Lindo, tras la renuncia de la doctora Astrid Martínez Ortiz. Los siguientes son los registros de representante Legal:

Tabla 16 Representante Legal		
Designación	Nombre	Registro Cámara
Presidente	Mónica De Greiff Lindo	19/01/2009 bajo el No. 01273854 del Libro 9
Primer Suplente	Henry Navarro Sánchez	13/12/2007 bajo el No. 01188784 del Libro 9
Segundo Suplente	Jorge Armando Pinzón Barragán	13/12/2007 bajo el No. 01188784 del Libro 9
Tercer Suplente	Mario Trujillo Hernández	13/12/2007 bajo el No. 01188784 del Libro 9

Fuente: Certificado de Cámara y Comercio de febrero de 2010

1.5.4 Revisor Fiscal

Por acta No. 51 de la Asamblea de Accionistas del 27 de marzo de 2008 inscrita en la Cámara de Comercio el 16 de abril de 2008 bajo el No. 01206309 del libro 9, fue nombrada la firma Deloitte & Touche Ltda., como Revisor Fiscal por un periodo de dos (2) años (2008 y 2009). Por documento privado del 15 de abril de 2008, inscrito en la Cámara de Comercio el 18 de abril de 2008 bajo el No. 01207074 del libro 9 fueron designados:

Tabla 17 Revisor Fiscal		
Elección	Nombre	Registro Cámara
Revisor Fiscal Principal.	Diana Yamile Arcila Sabogal	09/11/2009 bajo el No. 01339442 del Libro 9
Suplente del Revisor Fiscal.	Sandra Milena Aguillón Rojas	18/04/2009 bajo el No. 01207074 del Libro 9
Segundo suplente del Revisor fiscal	Jaime Alberto Vargas Zambrano	18/04/2009 bajo el No. 01207074 del Libro 9

Fuente: Certificado de Cámara y Comercio de febrero de 2010

1.6 Ideas Rectoras

A raíz del cambio que presentó el Grupo Energía de Bogotá con la compra de los activos de ECOGAS y la creación de TGI S.A. E.S.P. en febrero de 2007, el transporte de hidrocarburos pasa a ser central en la Visión corporativa, lo que conllevó a la redefinición estratégica y modificación en la estructura organizacional. El plan estratégico corporativo 2009 – 2013, aprobado en noviembre de 2008, propone una visión, misión y valores a nivel de grupo y unidades de negocio.

En Junta Directiva del 24 de noviembre de 2009 se aprobaron ajustes al PEC del Grupo para actualizarlo teniendo en cuenta tendencias del entorno y análisis interno, para el PEC 2010-2024 los cuales involucran cambios en la misión y visión:

Tabla 18 Misión y Visión

PEC 2009-2013	PEC 2010-2024
Corporativo:	Corporativo:
Misión: Somos un Grupo Empresarial que genera valor a Bogotá D.C. y demás accionistas, a través de la participación activa en el sector energético nacional e internacional con altos estándares de gestión y responsabilidad social corporativa.	Misión: Somos un Grupo Empresarial que genera valor a sus accionistas y a Bogotá D.C., a través de la participación relevante en el sector energético nacional e internacional, con responsabilidad social, practicas de clase mundial y un equipo innovador, eficiente y de alta calidad.
Visión: En 2023 seremos el primer transportador independiente de gas natural en Suramérica y actor relevante en los demás negocios del sector de energía.	Visión: Ser en el año 2024 la primera empresa transportadora independiente de gas natural en América Latina, actor relevante en transmisión de energía eléctrica nacional e internacionalmente y con participación importante en otros negocios del sector energético.
Unidad de Negocio de Transmisión de Energía Eléctrica	Unidad de Negocio de Transmisión de Energía Eléctrica
Misión: Somos una unidad de negocios que genera valor al Grupo de Energía de Bogotá, a través de la prestación de servicio de transmisión de energía eléctrica con responsabilidad social corporativa.	Misión: Somos una unidad de negocios del Grupo Energía de Bogotá que genera valor mediante la prestación nacional e internacional del servicio de transmisión de energía eléctrica, con responsabilidad social, practicas de clase mundial y un equipo humano innovador, eficiente y de alta calidad.
Visión: Ser en el año 2023 una empresa de transmisión de energía eléctrica en América reconocida por su gestión de clase mundial.	Visión: Ser en el año 2024 la quinta empresa de transmisión de energía eléctrica de mayores ingresos en América Latina, reconocida por su responsabilidad social y por sus practicas de clase mundial.
Unidad de Negocio de Transporte de Gas	Unidad de Negocio de Transporte de Gas
Misión: Somos una empresa que genera valor al Grupo Energía de Bogotá y demás accionistas, a través de la prestación del servicio de transporte de hidrocarburos en los niveles nacional e internacional con altos estándares de gestión y responsabilidad social corporativa.	Misión: Somos una empresa del Grupo Energía de Bogotá que genera valor a todos sus accionistas mediante la prestación nacional e internacional del servicio de transporte de hidrocarburos, con responsabilidad social, practicas de clase mundial y un equipo humano innovador, eficiente y de alta calidad.
Visión: Ser en el año 2023 el primer transportador independiente de gas natural en Suramérica, reconocido por su gestión de clase mundial y su responsabilidad social corporativa.	Visión: Ser en el año 2024 la primera empresa transportadora independiente de gas natural en América Latina, reconocida por su responsabilidad social empresarial y por sus practicas de clase mundial.

Fuente: PEC 2009 – 2013, acta Junta Directiva No. 1454 y presentación PEC Junta Directiva 28/01/2010

Los valores corporativos definidos de acuerdo con el PEC 2009-2013 son: Los resultados individuales y colectivos, el cambio y la innovación, el desarrollo humano, la transparencia, el respeto, la justicia, la excelencia, la integridad.

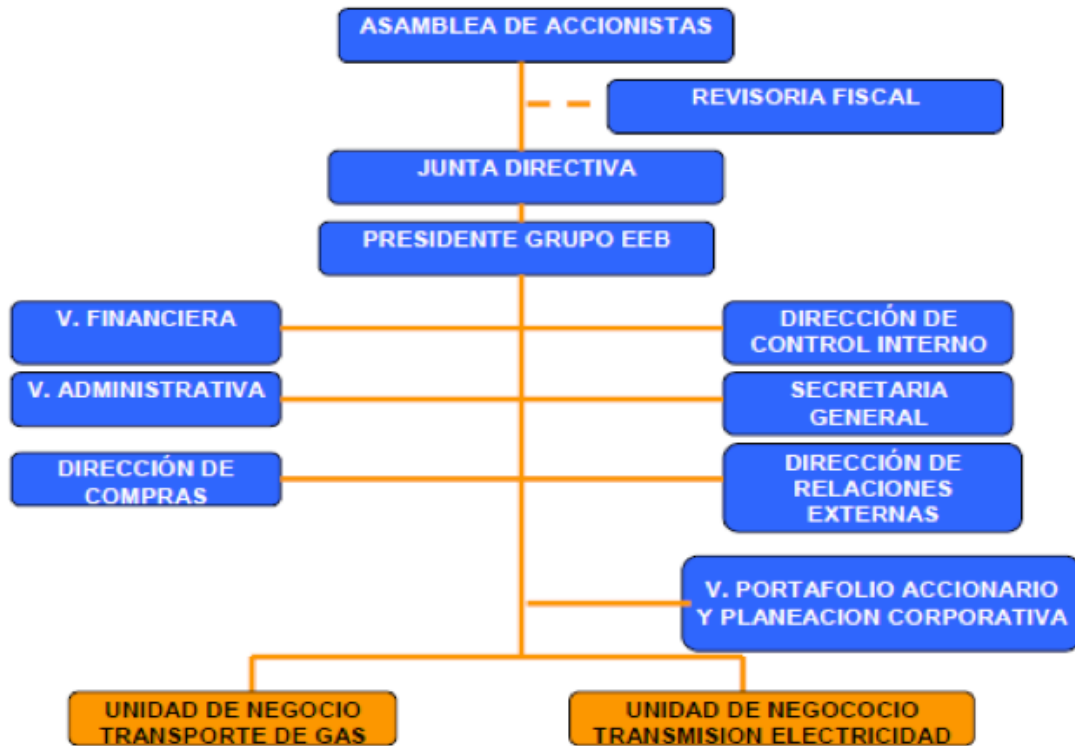
Se observa que la EEB se ha adaptado a los cambios, reflejado en el ajuste de su misión y visión como consecuencia de su consolidación de la participación en nuevos negocios de transmisión de energía y transporte de gas

1.7 Estructura Organizacional

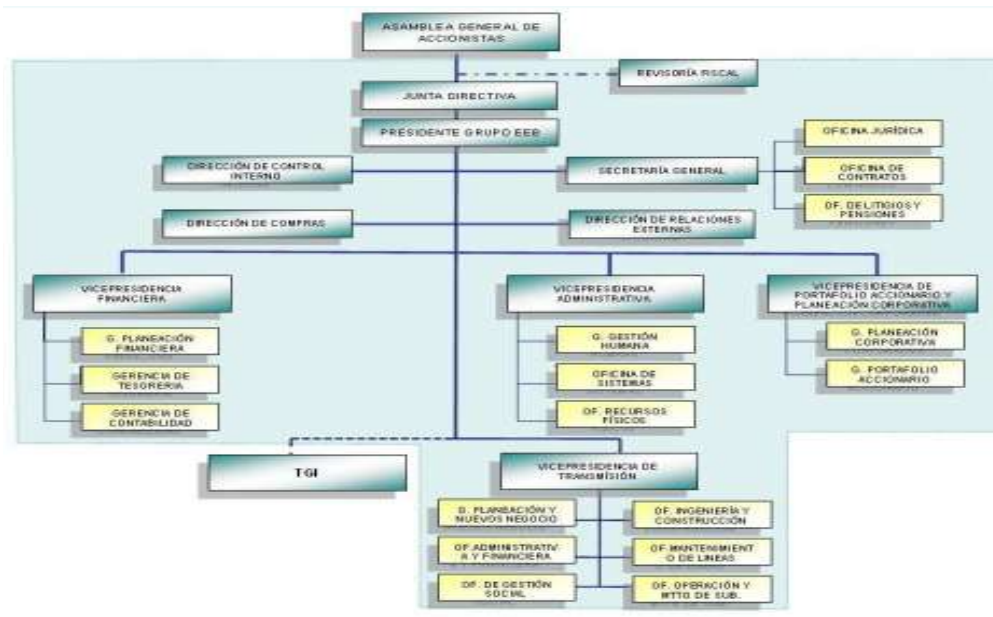
Durante el año 2009, EEB S.A. E.S.P. dentro de la definición de su Plan Estratégico Corporativo llevó a cabo una redefinición estratégica y modificación en la estructura organizacional así:

Gráfica 11 Organigrama

Reportado año 2008.



A reportar año 2009.



Los principales cambios respecto al año 2008, es la presentación de las áreas a nivel funcional y no por unidad de negocio, presentando la situación de control con TGI.

1.8 Administración de Personal

1.8.1 Planta de Personal

La planta de personal aprobada por la Junta Directiva desde el año 2007, es de 131 cargos, al 31 de diciembre de 2009 la empresa cuenta con:

Tabla 19 Personal EEB a 31 de diciembre de 2009

Personal	No. Personas 2008	No. Personas 2009
Empleados directos	132	131
Practicantes y Aprendices	5	10
Temporales		8
TOTAL	137	149

Fuente: Informe AEGR 2008 y Gerencia de Gestión Humana

Respecto al año 2008 los empleados directos permanecen estables, se presenta un incremento en 5 practicantes y 8 personas temporales asignados a proyectos. EEB de acuerdo con la ley 789 de diciembre de 2002, da cumplimiento con la cuota de aprendices en razón de un aprendiz por cada 20 trabajadores y uno adicional por fracción de diez (10) o superior que no exceda de veinte.

La convención colectiva expiró el 31 de diciembre de 2007, la cual sigue vigente ya que no ha sido denunciada, a 31 de diciembre de 2009 solo 10 personas están sindicalizadas.

Según acto legislativo el personal se pensionará directamente con la EEB hasta julio de 2010, hasta el cumplimiento de esa fecha faltan 4 personas para pensionarse.

1.9 Otros

1.9.1 Demandas

Las siguientes notificaciones de demandas judiciales se encuentran en proceso a diciembre de 2009, según información entregada a esta AEGR:

Tabla 110 Procesos vigentes y sus pretensiones		
Instancia	Cant	Cuantía Total
T.A.C. Sección Primera. - Acciones de nulidad de actos administrativos que imponen multas.	2	\$ 1.463.111.946,00
T.A.C. Sección Segunda. Acciones de Nulidad y Restablecimiento del Derecho por actos administrativos (Empleados públicos)	4	\$ 769.402.018,00
T.A.C. Sección Segunda. Demandas de Ley Sexta 92. (Empleados públicos)	11	\$ 542.205.243,00
T.A.C. Sección Tercera-Reparación Directa, Y Contractual - Indemnizaciones por hechos, omisiones u operaciones administrativas.	14	\$ 20.225.376.971,00

Tabla 110 Procesos vigentes y sus pretensiones

Instancia	Cant	Cuanfía Total
T.A.C. Sección Tercera-Reparación Directa, Y Contractual - Indemnizaciones por hechos, omisiones u operaciones administrativas.	7	\$ 8.129.085.124,00
T.A.C. Sección Cuarta- Acción de Nulidad y Resoluciones impuestas.	3	\$ 4.372.089.560,00
Juzgados Administrativos Segunda -. Acciones de Nulidad y Restablecimiento del Derecho por actos administrativos (Empleados públicos)	16	\$ 1.592.861.454,00
Juzgados Administrativos Segunda - (Demandas de Ley Sexta/92). (Empleados públicos)	23	\$ 1.133.701.849,00
Juzgados Administrativos Sección Tercera - Reparación Directa, y Contractual - por hechos, omisiones u operaciones administrativas y Nulidad de Actos Administrativos que versen sobre asuntos contractuales	6	\$ 1.643.222.507,00
Jurisdicción Civil Ordinaria , ejecutivos y indemnizaciones	34	\$ 9.804.828.909,00
Ordinario Laborales (Juzgados Laborales del Circuito, Tribunal Superior y Corte Suprema de Justicia) Trabajadores Oficiales y Trabajadores Privados.	89	\$ 4.448.270.894,00
Ordinario Laborales (Juzgados Laborales del Circuito, Demandas sobre Ley Sexta de 1992)	1	\$ 53.604.382,00
TOTAL	210	\$ 54.177.760.857,00

Fuente: Oficina de Litigios EEB

A la fecha cursan las siguientes acciones populares y de grupo:

- Juzgado 40 Administrativo del Circuito de Bogotá: una acción popular, tema Tominé.
- Juzgado 31 Administrativo de Bogotá: una acción popular (1).
- Juzgado 25 Administrativo de Bogotá: una acción popular (1).
- Sección Cuarta del Tribunal Administrativo de Cundinamarca: una acción de grupo y dos acciones populares.
- Juzgado 12 Administrativo del Circuito de Bogotá: una acción popular (1).
- Juzgado 7 Administrativo de Cali: una acción popular (1).
- Juzgado Único Administrativo de Zipaquirá: (3) acciones populares.
- Juzgado 15 Administrativo de Medellín: una acción popular (1)
- Juzgado 3 Administrativo de Bogotá: una acción de cumplimiento (1).

Con base en la experiencia del resultado de los procesos en EEB, el área de litigios determina el porcentaje de la provisión de cada uno para enviar el resultado de estos al área financiera y contable.

1.9.2 Estatuto de contratación

No se evidenció que se presentaran cambios en el estatuto de contratación, cuyo objeto es establecer las normas generales y principios que regulan la contratación de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.

Se observa el seguimiento a la contratación a través de las actas de comité de presidencia. La presidencia en Comité de Presidencia según acta No. 12 del 6 de abril de 2009, solicitó la información de contratación de manera mensual lo ejecutado y el plan de contratación mes anticipado.

1.10 Opinión

Observamos que las actuaciones de la Empresa han sido concordantes con su objeto social, sus organismos de dirección, administración y fiscalización han actuado de acuerdo con las responsabilidades otorgadas, esto evidenciado a través de las actas de Asamblea, Junta Directiva y Comité de Presidencia.

El Grupo EEB durante el año 2009, ha continuado la consolidación de su portafolio en los negocios de energía y gas, a través de los proyectos adjudicados durante el año 2009 y la adquisición de la EEC.

Se observa que la EEB se ha adaptado a los cambios, reflejado en el ajuste de su misión y visión como consecuencia de su consolidación de la participación en nuevos negocios de transmisión de energía y transporte de gas durante el año 2009.

EEB ha realizado actividades de sensibilización del PEC y hace seguimiento a los elementos que lo componen. Así mismo se evidencia compromiso y respaldo de la alta dirección a través de las actas de Junta Directiva, Comité de Presidencia y Reuniones de Análisis Estratégico – RAE.

2. Viabilidad Financiera

FINANCIERA
Σ Λ!αp!!!qaa



2 Viabilidad Financiera

Para la viabilidad financiera se tomaron las proyecciones de los estados financieros presentadas por la Gerencia de Planeación Financiera de EEB a diez años (de 2010 a 2019), así como las diferentes variables y supuestos macroeconómicos utilizados.

Las proyecciones financieras presentan pronósticos de desempeño del futuro de la Empresa basados en supuestos y variables que afectan la planeación financiera en el corto, mediano y largo plazo.

La AEGR verifica y contempla la razonabilidad de las cifras proyectadas y los supuestos macroeconómicos utilizados para dichas proyecciones y verifica que éstos no presenten divergencias ni tampoco inconsistencias significativas entre sí. Es responsabilidad de la Administración de EEB la preparación y presentación de dichas proyecciones. Según la información suministrada por la Gerencia de Planeación Financiera, las variables y la información incorporada en los modelos y proyecciones, son tomadas como única fuente del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

2.1 Supuestos Macroeconómicos

Supuestos Macroeconómicos												
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
IPC Local	7.67%	2.00%	3.00%	3.50%	3.50%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
IPP Local	8.97%	-2.00%	1.00%	3.00%	3.00%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%
IPC USA	1.90%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%
IPP USA	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%
Devaluación (Nominal)	11.36%	-8.89%	2.00%	3.00%	3.00%	2.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%
Devaluación (Real)	5.39%	-8.89%	1.01%	1.51%	1.51%	1.01%	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%	0.02%

Supuestos Macroeconómicos

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
TRM USD	2,244	2,044	2,085	2,148	2,212	2,256	2,279	2,302	2,325	2,348	2,371	2,395
TRM PROMEDIO	2,129	2,144	2,065	2,116	2,180	2,234	2,268	2,290	2,313	2,336	2,360	2,383
TASAS DE INTERÉS EN COP \$												
DTF E.A.	9.50%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%
SPREAD Inversiones Temporales	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
SPREAD Préstamo a Transcogas	6.0%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%	6.00%
TASAS DE INTERÉS EN USD \$												
LIBOR 6 MESES	5.00%	2.00%	3.00%	4.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%
PRIME 6 MESES	3.25%	3.25%	5.00%	6.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%

Fuente: Gerencia de Planeación Financiera Febrero 2010

Tomando el escenario macroeconómico definido por EEB para las proyecciones financieras se observó lo que las variables relacionadas con el IPC, IPP, TRM y la DTF están acordes con la situación macroeconómica del país, y no presentan variaciones frente a las proyectadas por el Banco de la República, el Ministerio de Hacienda y el Departamento Nacional de Planeación.

La devaluación presenta un importante efecto en las proyecciones financieras de EEB teniendo en cuenta que parte de los ingresos de la Empresa están representados en dólares, y que EEB tiene endeudamiento en dólares que posee tanto a largo como a corto plazo.

Tomando como referencia éstos supuestos macroeconómicos, se analizó el resultado de las cifras proyectadas, sobre el estado de resultados, balance general y flujo de caja.

2.2. Estado de Resultados Proyectado

EEB presenta ingresos a través de tres rubros, principalmente: actividad de transmisión de energía, ingresos por dividendos (participaciones en compañías donde poseen inversiones) e ingresos financieros.

El siguiente cuadro presenta el Estado de Resultados Proyectado preparados por la Dirección Financiera de EEB para los años 2010 a 2019, expresados en millones de pesos.

Estado de Resultados Proyectado EEB 2010-2019										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Ingresos Operacionales	90,738	93,348	117,456	120,450	123,181	125,742	128,361	131,041	133,783	136,588
Servicios de Energía STN	75,442	77,705	80,036	82,037	84,088	86,190	88,345	90,554	92,818	95,138
Servicios de Energía STN UPMES	11,244	11,469	11,813	12,168	12,411	12,535	12,661	12,787	12,915	13,044
FAER y PRONE	4,052	4,173	4,298	4,406	4,516	4,629	4,744	4,863	4,985	5,109
Costo de Producción	42,029	43,141	53,785	55,082	56,481	57,907	59,371	60,873	62,415	63,998
Utilidad Operacional	48,709	50,207	63,671	65,368	66,700	67,835	68,991	70,168	71,368	72,589
Ingresos Financieros	749,180	807,847	994,029	1,092,113	1,114,654	1,227,822	1,330,108	1,411,721	1,449,333	1,654,928
Ingresos Extraordinarios	12,366	12,737	13,183	47,245	14,054	14,476	14,910	15,357	15,818	16,292
Total Ingresos No Operacionales	761,547	820,584	1,007,212	1,139,357	1,128,708	1,242,297	1,345,018	1,427,079	1,465,151	1,671,220
Gastos Administración	91,298	95,228	97,648	98,411	102,227	105,575	108,819	111,730	114,475	116,922
FINANCIEROS	192,471	217,406	243,896	249,945	237,779	237,171	236,533	235,862	235,160	234,425
Gastos No Operacionales	283,769	312,634	341,544	348,356	340,006	342,746	345,351	347,593	349,635	351,347
Utilidad No Operacional	477,778	507,951	665,669	791,002	788,702	899,551	999,667	1,079,486	1,115,516	1,319,873
Utilidad antes de Impuestos	526,486	558,158	729,339	856,369	855,402	967,386	1,068,657	1,149,654	1,186,884	1,392,462
Utilidad del Ejercicio	526,486	558,158	729,339	856,369	855,402	967,386	1,068,657	1,149,654	1,186,884	1,392,462

Fuente: Gerencia de Planeación Financiera EEB (Proyecciones Provisionales a 01-FEB-2010)

INGRESOS

Para los supuestos de la proyección de los ingresos se tiene en cuenta la demanda de energía, las proyecciones de consumo y las tarifas. Los cargos fijos y variables de transmisión se calculan basados en la regulación vigente.

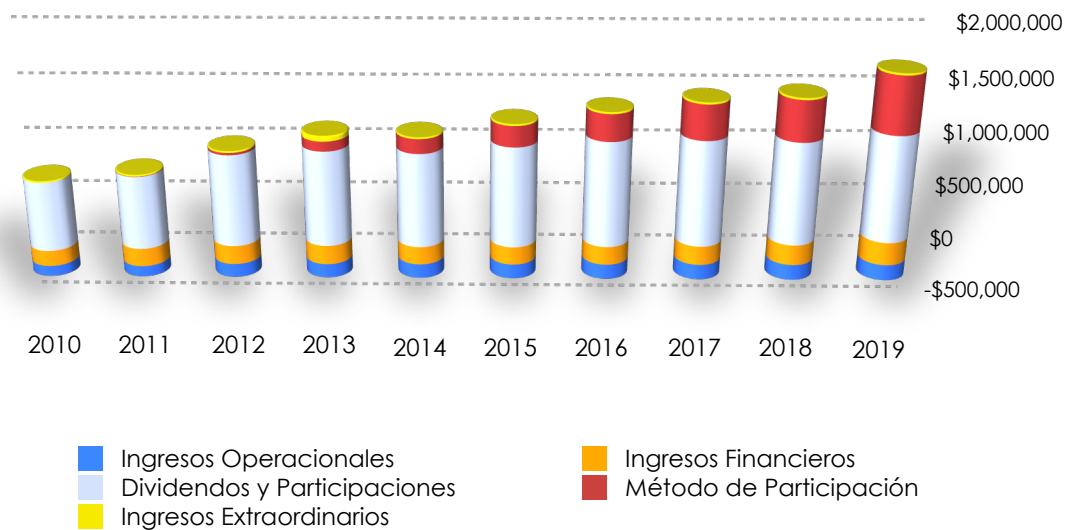
La resolución 083 de 2008 definió la rentabilidad que se utiliza para la remuneración de la actividad de transmisión, fijada en 11.5% anual en pesos constantes antes de impuestos. De igual forma, la resolución 011 de 2009 define la metodología de ingresos y calidad aplicable al negocio de transmisión para el nuevo período tarifario (mínimo 5 años).

El siguiente cuadro presenta los ingresos proyectados para el periodo 2010-2019:

Ingresos Proyectados 2010-2019 EEB												
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Prom.	%
Ingresos Operacionales	90,738	93,348	117,456	120,450	123,181	125,742	128,361	131,041	133,783	136,588	120,068.8	9.09%
Ingresos Financieros	137737	158469	164163	166817	156894	157061	161255	166071	178210	200892	164756.9	12.47%
Dividendos y Participaciones	612,608	645,669	809,415	838,871	828,647	886,048	929,715	933,878	907,293	943,150	833,529.4	63.10%
Método de Participación	-1,164	3,709	20,454	86,425	129,115	184,713	239,139	311,772	363,832	510,886	184,888.1	14.00%
Ingresos Extraordinarios	12,366	12,737	13,183	47,245	14,054	14,476	14,910	15,357	15,818	16,292	17,643.8	1.34%
Total Ingresos No Operacionales	761,547	820,584	1,007,212	1,139,357	1,128,708	1,242,297	1,345,018	1,427,079	1,465,151	1,671,220	1,200,817	90.91%
Total Ingresos Proyectados	852,285	913,932	1,124,668	1,259,807	1,251,889	1,368,039	1,473,379	1,558,120	1,598,934	1,807,808	1,320,886	100%

Fuente: Gerencia de Planeación Financiera EEB (Proyecciones Provisionales a 01-FEB-2010)

Ingresos Proyectados EEB 2010-2019



Los ingresos operacionales de transmisión de energía representan en promedio el 9% del total de ingresos proyectados para el período 2010 - 2019. Estos ingresos por transmisión de energía son ajustados acorde a la variación del IPP, y para aquellos ingresos generados por las interconexiones que están denominadas en dólares, las proyecciones son indexadas a las variaciones proyectadas de la TRM. Estos ingresos de interconexión en USD (Ecuador, Tuanl, Noroeste y Belen) representan en promedio un 10% de los ingresos operaciones de EEB.

Los ingresos No Operacionales por Dividendos y Participaciones representan en promedio el 91% del total de ingresos entre 2010 y 2019, siendo su principal fuente los dividendos esperados de las compañías vinculadas, principalmente EMGESA, CODENSA y Gas Natural. De igual forma, el modelo incluye los ingresos por dividendos relacionados con la Red de Energía del Perú y Transmantaro.

Debido a que la mayoría de los Ingresos No Operacionales dependen de la situación y de los pronósticos financieros de las empresas donde EEB tiene participaciones, la proyección de éstos ingresos se obtiene de las proyecciones de éstas empresas.

Históricamente la repartición de dividendos en las empresas donde EEB es accionista ha correspondido a un 100% de las utilidades generadas después de acumular la reserva legal.

Promedio Incremento Anual de Dividendos y Participaciones											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Prom.
Ingresos por Dividendos y Participaciones	612,608	645,669	809,415	838,871	828,647	886,048	929,715	933,878	907,293	943,150	833,529.4
Incremento Anual		5.40%	25.36%	3.64%	-1.22%	6.93%	4.93%	0.45%	-2.85%	3.95%	5.18%

Fuente: Gerencia de Planeación Financiera EEB (Proyecciones Provisionales a 01-FEB-2010) Incremento calculado por G.A.E.

A partir de éstos supuestos y del modelo proporcionado por EEB, se evidencia un incremento promedio anual de 5.18% en el ingreso que se recauda por dividendos y participaciones.

Analizadas las variaciones de los ingresos en el periodo 2010 – 2019, la Empresa tendrá un incremento significativo en los ingresos por Método de Participación (que incluye TGI, Perú, DECSA y Guatemala) que en promedio representan el 14% del total los ingresos. Este presenta una proyección negativa para el 2010 debido a efectos de devaluación.

Los ingresos financieros corresponden en promedio al 12.47% del total de los ingresos. Estos ingresos obedecen a los rendimientos DTF de las inversiones temporales que realiza EEB con los excedentes de caja, y a los intereses recibidos por la deuda Intercompany con TGI, la cual representa en promedio un 54% del total de los ingresos financieros durante el periodo 2010-2019.

Con relación a los ingresos extraordinarios corresponden al 1.34% del remanente del total de los ingresos proyectados.

La AEGR estima que los ingresos proyectados permiten a EEB mantener un margen operacional positivo basado en los supuestos anteriormente mencionados.

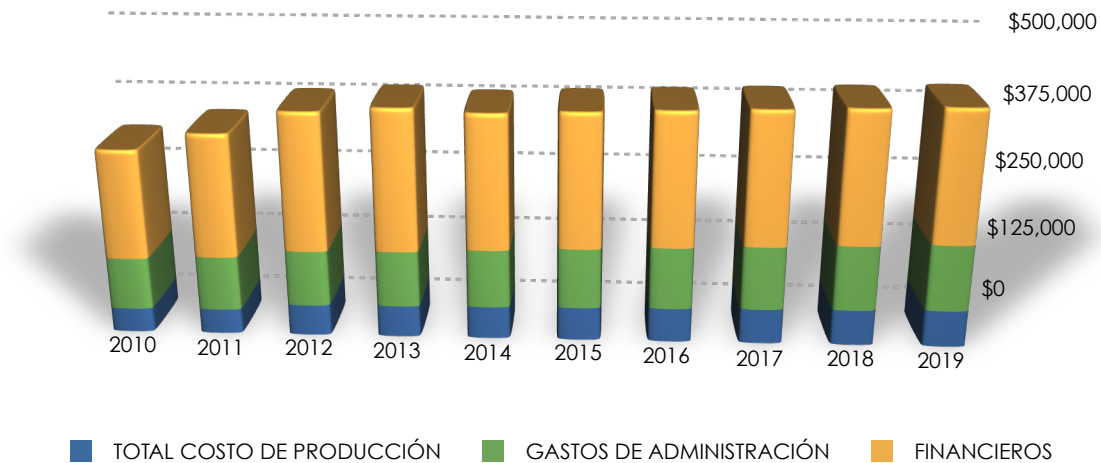
EGRESOS

Los egresos hacen referencia a los costos operacionales, gastos administrativos y gastos financieros incurridos por EEB para el cumplimiento del objeto. Para el período 2010-2019, los costos operacionales proyectados comprenden en promedio el 14.17% del total de egresos, los gastos administrativos el 26.6% y los gastos financieros el 59.23%.

Gastos Proyectados 2010-2019 EEB												
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Prom	%
Costo de Producción	42,029	43,141	53,785	55,082	56,481	57,907	59,371	60,873	62,415	63,998	55,508	14.17%
Gastos de Administración	91,298	95,228	97,648	98,411	102,227	105,575	108,819	111,730	114,475	116,922	104,233	26.60%
Servicios Personales	10,151	10,456	10,822	11,200	11,536	11,882	12,239	12,606	12,984	13,374	11,725	2.99%
Pensiones de Jubilación	29,629	30,518	31,586	32,691	33,672	34,682	35,723	36,795	37,898	39,035	34,223	8.73%
Amortización Cálculo Actuarial	2,985	2,991	2,997	3,003	3,009	3,015	3,021	3,027	3,033	3,039	3,012	0.77%
Servicio Médico	3,749	3,861	3,996	4,136	4,260	4,388	4,519	4,655	4,795	4,939	4,329.8	1.11%
Gastos Generales y PEC	25,359	26,120	27,034	27,980	28,820	29,684	30,575	31,492	32,437	33,410	29,291	7.48%
Impuestos Contribuciones y Tasas	13,125	14,796	14,518	12,483	13,793	14,554	15,125	15,277	15,170	14,671	14,351	3.66%
Provisión Deudores	1,308	1,321	1,334	1,348	1,361	1,375	1,388	1,402	1,416	1,430	1,368.3	0.35%
Provisión para Contingencias	860	886	917	949	977	1,007	1,037	1,068	1,100	1,133	993.4	0.25%
Provisión para Protección de Inversiones	654	674	694	715	736	758	781	804	829	853	749.8	0.19%
Depreciaciones	726	799	878	966	1,063	1,169	1,286	1,415	1,556	1,712	1,157	0.30%
Amortizaciones	949	949	949	949	949	949	949	949	949	949	949	0.24%
Gastos Asignados	-4,575	-4,712	-4,877	-5,048	-5,199	-5,355	-5,516	-5,681	-5,851	-6,027	-5,284.1	-1.35%
Gastos Financieros	192,471	217,406	243,896	249,945	237,779	237,171	236,533	235,862	235,160	234,425	232,065	59.23%
Total Gastos No Operacionales	283,769	312,634	341,544	348,356	340,006	342,746	345,351	347,593	349,635	351,347	336,298	85.83%
TOTAL GASTOS	325,798	355,775	395,329	403,438	396,487	400,653	404,722	408,466	412,050	415,345	391,806	100.00%

Fuente: Gerencia de Planeación Financiera EEB (Proyecciones Provisionales a 01-FEB-2010)

Gastos Proyectados EEB 2010-2019



Los costos de producción se proyectan realizando el ajuste al IPC, teniendo presente los costos incrementales de nuevos proyectos. Dentro de los costos operacionales proyectados los rubros en promedio más representativos corresponden a Depreciaciones con un 35.6% del total de los costos de operación, Generales con 14.4% y Servicios Personales con 10.26%. Los supuestos tenidos en cuenta, según la Dirección Financiera, para la proyección de los egresos están fundamentados en:

- Los costos operacionales y de los gastos administrativos crecen en su mayoría con la proyección del IPC Colombiano.
- Para Costo de Bienes y Servicios perteneciente a los costos operacionales, al tener un componente en dólares, además del IPC Colombiano, su proyección está determinada por la proyección de la TRM.

Con relación a los Gastos No Operacionales, éstos están representados en gastos administrativos y gastos financieros, con el 26.6% y 59.23% sobre el total de los gastos no operacionales respectivamente.

El comportamiento de los gastos de administración durante el período 2010-2019 presenta un crecimiento promedio anual de 2,79%. Los rubros mas representativos dentro de los gastos de administración corresponde a Pensiones de Jubilación con 33.39% y gastos generales con 28.57% del total de gastos de administración. La proyección de las Pensiones de Jubilación está atada únicamente al IPC, esto debido a a la complejidad de establecer el resultado del cálculo actuarial a fin de año con el cual se fija el monto del pasivo de pensiones por jubilación. En cuanto a los gastos financieros, éstos están compuestos por los intereses pagados a:

- La obligación financiera en moneda extranjera con KFW que cesa en el 2013.
- Bonos emitidos
- CAF-Peru-Guatemala deuda en pesos
- Diferencia en cambio de las obligaciones.

Es importante notar que el gasto financiero generado por esta emisión de bonos está proyectado de forma indefinida a través de una política de *rollover* permanente. Esto genera un riesgo debido a que no es seguro que el *rollover* de bonos pueda hacerse bajo las mismas condiciones inicialmente establecidas a causa de cambios en el mercado financiero y de las mismas condiciones operativas de EEB.

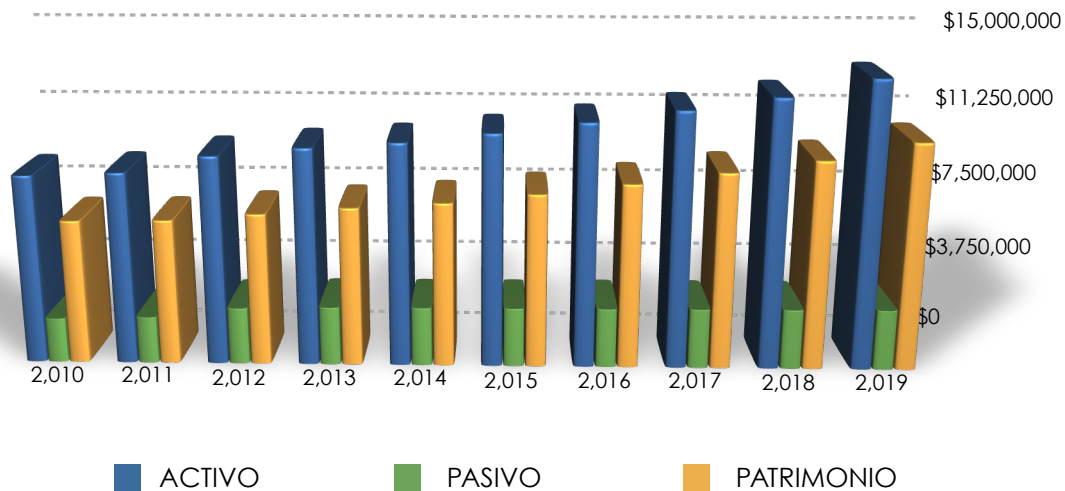
UTILIDAD

Se evidencia que la Utilidad Neta es positiva durante el periodo 2010-2019, presentando un crecimiento promedio de 11.74% anual y obteniendo una utilidad neta de \$1.392.462 millones de pesos en el año 2019. Cabe anotar que la Utilidad Bruta y la Utilidad Neta Final son siempre mayores a la Utilidad Operacional, esto se debe a que la principal fuente de ingresos de EEB proviene de Dividendos y Participaciones y no por el servicio de transmisión de energía.

2.3 Balance General Proyectado

BALANCE GENERAL PROYECTADO EEB 2010 - 2019 (Millones COP)												
	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	Prom	%
TOTAL ACTIVO	8,846,527	9,005,199	9,794,744	10,189,013	10,457,309	10,904,763	11,416,308	11,976,711	12,572,088	13,426,520	10,858,918	100%
Efectivo	616,972	277,286	629,624	790,075	708,748	755,400	834,660	905,842	1,277,521	1,770,069	856,619.7	7.89%
Realizable	76,763	75,236	77,930	75,252	71,261	67,122	62,859	58,470	53,951	49,297	66,814.1	0.62%
Inventarios	7,773	7,863	7,953	8,045	8,137	8,231	8,325	8,421	8,517	8,614	8,187.9	0.08%
Otros Activos Corrientes	1,607	1,808	2,006	2,218	2,451	2,695	2,943	3,192	3,444	3,699	2,606.3	0.02%
Activo Corriente	703,116	362,192	717,512	875,590	790,597	833,448	908,787	975,925	1,343,433	1,831,678	934,227.8	8.60%
CXC L.P	826,193	854,342	883,335	903,244	913,398	923,653	934,010	944,472	955,037	965,709	910,339.3	8.38%
Propiedad Planta y Equipo	284,675	391,671	371,062	349,971	328,381	306,274	283,631	260,433	236,657	212,282	302,503.7	2.79%
Inversiones Permanentes	3,024,675	3,208,911	3,620,761	3,844,532	4,195,114	4,597,456	5,031,869	5,523,825	5,750,893	6,116,807	4,491,484	41.36%
Otros Activos	358,442	538,655	552,647	566,249	580,393	594,504	608,584	622,630	636,641	650,617	570,936.2	5.26%
Total Activo No Corriente	4,493,984	4,993,579	5,427,805	5,663,996	6,017,285	6,421,887	6,858,094	7,351,359	7,579,229	7,945,414	6,275,263	57.79%
Valorizaciones	3,649,427	3,649,427	3,649,427	3,649,427	3,649,427	3,649,427	3,649,427	3,649,427	3,649,427	3,649,427	3,649,427	33.61%
PASIVO	2,091,244	2,193,802	2,661,837	2,737,939	2,751,028	2,766,303	2,781,565	2,796,750	2,811,576	2,826,904	2,641,895	100%
Porción Cte Deuda Corto Plazo	125,712	25,601	24,931	23,228	22,181	22,181	22,181	22,181	22,181	22,181	33,255.8	1.26%
CXP	56,405	81,561	109,797	136,699	164,801	194,529	224,742	255,381	286,176	317,993	182,808.4	6.92%
Salarios y Prestaciones por Pagar	35,279	36,388	37,543	38,575	39,630	40,717	41,836	42,990	44,177	45,401	40,253.6	1.52%
Pasivos Estimados	6,107	6,107	6,107	6,107	6,107	6,107	6,107	6,107	6,107	6,107	6,107	0.23%
Pasivo Corriente	223,503	149,657	178,378	204,608	232,718	263,534	294,866	326,658	358,641	391,681	262,424.4	9.93%
Deuda Largo Plazo	1,586,464	1,760,946	2,198,368	2,246,217	2,229,198	2,211,683	2,193,664	2,175,133	2,156,081	2,136,500	2,089,425	79.09%
Otros Pasivos	281,277	283,200	285,091	287,113	289,112	291,086	293,036	294,959	296,855	298,723	290,045.2	10.98%
Pasivo No Corriente	1,867,740	2,044,146	2,483,459	2,533,331	2,518,310	2,502,769	2,486,700	2,470,092	2,452,936	2,435,223	2,379,471	90.07%
PATRIMONIO	6,755,283	6,811,396	7,132,908	7,451,074	7,706,281	8,138,460	8,634,743	9,179,961	9,760,512	10,599,616	8,217,023	100%
Capital Suscrito y Pagado	433,198	433,198	433,198	433,198	433,198	433,198	433,198	433,198	433,198	433,198	433,198	5.27%
Prima en Colocación de Acciones	97,412	97,412	97,412	97,412	97,412	97,412	97,412	97,412	97,412	97,412	97,412	1.19%
Reserva Legal	347,139	347,139	347,139	347,139	347,139	347,139	347,139	347,139	347,139	347,139	347,139	4.22%
Reservas por Método de Participación TGI	221,438	220,274	223,983	244,437	330,862	459,976	644,689	883,829	1,195,601	1,559,433	598,452.2	7.28%
Utilidad año por Método de Participación TGI	-1,164	3,709	20,454	86,425	129,115	184,713	239,139	311,772	363,832	510,886	184,888.1	2.25%
Resultado del Ejercicio SIN TGI	527,650	554,449	708,885	769,944	726,288	782,673	829,518	837,882	823,052	881,576	744,191.7	9.06%
Resultados de Ejercicios Anteriores	-44,534	-44,534	-44,534	-44,534	-44,534	-44,534	-44,534	-44,534	-44,534	-44,534	-44,534	-0.54%
Reserva para Fortalecimiento Patrimonial	105,297	216,929	362,797	534,070	705,151	898,628	1,112,360	1,342,290	1,579,667	1,858,160	871,534.9	10.61%
Superávit por Donaciones	6,655	6,655	6,655	6,655	6,655	6,655	6,655	6,655	6,655	6,655	6,655	0.08%
Superávit por Valorización	4,509,426	4,423,478	4,424,661	4,425,884	4,427,265	4,428,747	4,430,336	4,432,034	4,433,847	4,435,777	4,437,146	54.00%
Superávit Método de Participación	-2,613	-2,691	-3,121	-4,936	-7,647	-11,526	-16,548	-23,095	-30,736	-41,464	-14,437.7	-0.18%
Revalorización del Patrimonio contra Tx patrimonio	555,379	555,379	555,379	555,379	555,379	555,379	555,379	555,379	555,379	555,379	555,379	6.76%
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	8,846,527	9,005,199	9,794,744	10,189,013	10,457,309	10,904,763	11,416,308	11,976,711	12,572,088	13,426,520	10,858,918	100%

Fuente: Gerencia de Planeación Financiera EEB (Proyecciones Provisionales a 01-FEB-2010)



ACTIVO

En las proyecciones financieras del balance general, los rubros más representativos del Activo son: el efectivo que representa el 7.89% del total del Activo; las cuentas por cobrar largo plazo que corresponde al 8.38% del total del Activo, las inversiones permanentes que representan el 41.36% del total del Activo, y las valorizaciones que corresponden al 33.61% del total del Activo.

El efectivo presenta una disminución del 55% para el 2011 con relación al pronóstico del año 2010. Lo anterior obedece al efecto neto negativo del flujo de caja por valor de -\$339.686 millones para el 2011 (los motivos para este hecho se presentan en el análisis del Flujo de Caja más adelante).

Analizando las las proyecciones de EEB se observa que el rubro Propiedad Planta y Equipo presenta un incremento en el 2011 producto de la expansión en Transmisión y UPMES por \$154.382 millones y posterior a esto, un decrecimiento constante durante el periodo 2011-2019 de -7.36% en promedio para el periodo atribuido principalmente a la depreciación acumulada.

Variación Promedio Propiedad Planta y Equipo

	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	Prom
Propiedad Planta y Equipo	3E+05	391,671	371,062	3E+05	328,381	306,274	3E+05	260,433	236,657	212,282	302,503.7
Variación Promedio Propiedad Planta y Equipo	-	37.59%	-5.26%	-5.68%	-6.17%	-6.73%	-7.39%	-8.18%	-9.13%	-10.30%	-7.36%

Fuente: Gerencia de Planeación Financiera EEB (Proyecciones Provisionales a 01-FEB-2010)

En contraste, las inversiones permanentes crecen en promedio un 8.43% durante el periodo 2010-2019 (correspondiente al 41.36% del total del Activo) y que obedece al incremento de acciones ordinarias y preferenciales, e inversiones en Guatemala.

Las valorizaciones se mantienen constantes en \$3.649.427 millones durante el periodo 2010-2019 y corresponden al 33.61% del total del Activo.

PASIVO

En el periodo 2010-2019, el pasivo corriente proyectado refleja una disminución en la deuda corto plazo por concepto de amortización de las obligaciones que EEB posee en moneda legal para ser cancelada en el 2010, y la deuda externa corto plazo (KFW) para ser amortizada en su totalidad en el 2013.

Las cuentas por pagar, presentan un incremento promedio de 21.63% con una participación promedio sobre el total del pasivo de 6.92%. Este incremento obedece al incremento de Proveedores Nacionales, Gastos Generales y PEC (Depósitos recibidos de terceros en administración y KFW).

El rubro mas significativo dentro del Pasivo, es la deuda a largo plazo que tiene una participación en promedio para las proyecciones del periodo 2010-2019 de 79.09% sobre el total del Pasivo, con un crecimiento promedio de 3.67% durante el periodo.

Este crecimiento de la deuda largo plazo, obedece a las nuevas inversiones presentadas en el periodo (capitalización REP y Transmantaro y el proyecto en Guatemala) y Deuda Externa Largo Plazo en Bonos (diferencia en cambio deuda bonos).

PATRIMONIO

En las proyecciones financieras analizadas para el Patrimonio, los rubros más representativos corresponden al Superávit por Valorización con un promedio de participación para el periodo de 54%, a la Reserva para Fortalecimiento del Patrimonio con una participación promedio del 10.61%, y las reservas por Método de Participación TGI con una representación promedio de 7.28% sobre el total de Patrimonio.

Las diferencias entre el crecimiento del Pasivo total contra el crecimiento del Patrimonio total no son significativas, con un promedio de la razón pasivo patrimonio de 32,15% para el periodo 2010-2019. Este obedece al crecimiento en las utilidades que se registran en el patrimonio que compensa las leves variaciones del Pasivo y de la razón Pasivo-Patrimonio.

A partir del año 2011 las proyecciones en el balance general presentan incrementos razonables sin mayores cambios en sus resultados.

2.4 Flujo de Caja Proyectado

El flujo de caja proyectado para el periodo evaluado 2010–2019 refleja superávit de caja en cada año originados por las utilidades operacionales con excepción de los flujos generados en el 2011 y 2014. El siguiente cuadro presenta un resumen del Flujo de Caja para el periodo 2010-2019.

Flujo de Caja Proyectado EEB 2010-2019

	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019
Saldo Inicial	590,343	616,972	277,286	629,624	790,075	708,748	755,400	834,660	905,842	1,277,521
INGRESOS	1,743,224	1,114,739	1.07E+06	1,349,997	1,191,716	1,255,051	1,327,269	1.35E+06	1,357,747	1,424,795
1. Servicio a la deuda	920,327	278,061	202,278	238,253	257,026	255,867	255,732	255,574	255,393	255,187
2. Gastos Administrativos	81,955	74,546	74,564	76,346	79,270	81,184	84,132	86,802	89,574	91,176
3. CXP	27,952	31,922	36,267	37,334	37,883	38,538	39,205	39,891	40,597	41,324
4. Inversiones Portafolio	70,199	63,492	-	-	-	-	-	-	-	-
5. Plan Estratégico Corporativo	154,234	503,485	-	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000	-	-
6. Dividendos	230,133	502,919	408,581	537,611	598,864	532,811	568,941	599,587	600,505	544,560
7. Reducción de Capital	231,795	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EGRESOS	1,716,595	1,454,425	721,689	1,189,545	1,273,042	1,208,399	1,248,009	1.28E+06	986,068	932,247
Superávit/Déficit del año	26,629	-339,686	352,337	160,451	-81,327	46,652	79,260	71,182	371,679	492,548
Superávit/Déficit Acumulado	616,972	277,286	629,624	790,075	708,748	755,400	834,660	905,842	1,277,521	1,770,069

Fuente: Gerencia de Planeación Financiera EEB (Proyecciones Provisionales a 01-FEB-2010)

El déficit para el pronóstico del año 2011, obedece al efecto neto del flujo de caja para el año por valor de -\$339.686 millones que se presenta principalmente por los siguientes motivos:

- Incremento de los egresos por: 1) Utilización de recursos estimados destinados al Plan Estratégico Corporativo por un valor total de COP\$503.485 millones en Intercompany Perú (\$165,174 millones), inversión UPME (\$122.066 millones) y la construcción de TGI Perú (\$216.245 millones). También se evidencia una disminución de ingresos por concepto de dividendos recibidos de EMGESA; y 2) Pago de dividendos estimados por \$502.919 millones.
- Disminución de los ingresos por: 1) Disminución del total de dividendos recibidos principalmente por parte de Emgesa; y 2) El efecto de capitalización de TGI pronosticado para 2010 que se ve reflejado en el 2011.

El déficit para el pronóstico del año 2014, obedece al efecto neto del flujo de caja para el año por valor de -\$81,327 millones que se presenta principalmente por los siguientes motivos:

- Inversión en proyectos Cusiana y expansión por \$300,000 millones.
- Incremento en pago de Dividendos que asciende a \$598,864 millones.
- Continuidad con las inversiones del Plan Estratégico Corporativo por \$300,000 millones.
- Incremento en los rubros de amortizaciones CAF y Capitalización de TGI.

Conclusiones

- Basados en los supuestos macroeconómicos definidos por EEB para las proyecciones financieras se observó lo que las variables relacionadas con el IPC, IPP, TRM y la DTF están acordes con la situación macroeconómica del país, y no presentan variaciones frente a las proyectadas por el Banco de la República, el Ministerio de Hacienda y el Departamento Nacional de Planeación.
- En las proyecciones financieras en el periodo 2010-2019 suministradas por EEB, no se evidencian riesgos significativos que puedan comprometer la viabilidad financiera de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP - EEB, ni su servicio de Transmisión de Energía.

- El Flujo de Caja generado por la operación del servicio de transmisión de energía es positiva para el periodo de las proyecciones, por lo que la AEGR no evidencia dificultades de tipo financiero para mantener la continuidad en la prestación del servicio.
- Es claro que la participación de los ingresos no operacionales, representada principalmente por dividendos y rendimientos financieros es alta dentro de la estructura de ingresos y sostenible en el tiempo.
- A pesar que se presenta un déficit proyectado para los años 2011 y 2014, el neto acumulado es positivo para todo el período de proyección, por lo que no se evidencian señales de que EEB pueda presentar dificultades en la generación de recursos para el cumplimiento de sus obligaciones.

3. PUNTOS ESPECIFICOS

3.1 Gestión Financiera

3.1 GESTIÓN FINANCIERA



3.1 Gestión Financiera

A continuación se presentan los estados financieros no consolidados correspondientes a la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP a diciembre 31 de 2009. Estos fueron certificados por la administración de la empresa y dictaminados por el Revisor Fiscal Deloitte & Touche Ltda.

3.1.1 Balance General

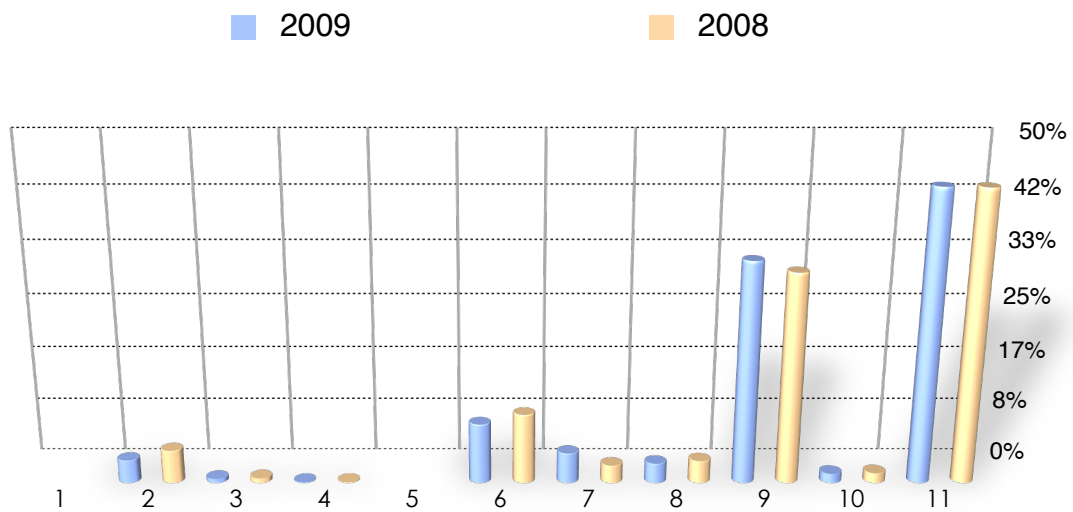
ACTIVO

El Activo total de EEB en el 2009 se incrementó en \$635,682 millones, un 7.7% con relación al año 2008. El siguiente cuadro muestra el detalle de los rubros y los cambios mas significativos durante el periodo Diciembre 2008 a Diciembre 2009.

Activo - EEB (Cifras en Millones COP)							
		Dic 08	% Act.	Dic 09	% Act.	VAR	% VAR
1	Efectivo	365	0.0%	286	0.0%	-79	-21.73%
2	Inversiones Temporales	410,935	5.0%	311,709	3.5%	-99,226	-24.15%
3	Cuentas y Documentos por Cobrar	61,159	0.7%	49,562	0.6%	-11,598	-18.96%
4	Inventarios	7,596	0.1%	8,528	0.1%	932	12.28%
5	Gastos Pagados por Anticipado	1,071	0.0%	503	0.0%	-568	-53.02%
	ACTIVO CORRIENTE	481,126	5.8%	370,588	4.2%	-110,538	-22.97%
6	Cuentas por Cobrar a Largo Plazo	881,558	10.6%	806,944	9.1%	-74,613	-8.46%
7	Depósitos Entregados en Administra	220,537	2.7%	407,612	4.6%	187,075	84.83%
8	Propiedades, Planta y Equipos	281,453	3.4%	268,951	3.0%	-12,502	-4.44%
9	Inversiones Permanentes	2,642,529	31.9%	2,994,330	33.6%	351,801	13.31%
10	Otros Activos	123,953	1.5%	123,514	1.4%	-439	-0.35%
11	Valorizaciones	3,649,427	44.1%	3,944,326	44.2%	294,899	8.08%
	ACTIVO NO CORRIENTE	7,799,457	94.2%	8,545,677	95.8%	746,220	9.57%
	ACTIVO	8,280,583	100%	8,916,265	100%	635,682	7.68%

Fuente: Estados Financieros Año 2009 Departamento Contabilidad

Gráfica - Composición del Activo



Los rubros más representativos dentro del Activo para el año 2009 son las Inversiones Permanentes (33,6%), las Valorizaciones (44,2%) y las Cuentas por Cobrar a Largo Plazo con un (9,1%). Estas tres cuentas representan el 87% del total del activo.

Activo Corriente

Las variaciones más relevantes en el activo corriente por monto y porcentaje sobre el Activo Total se presentaron en las inversiones temporales y las cuentas y documentos por cobrar. La siguiente tabla presenta el detalle de las variaciones en el activo corriente:

Variación del Activo Corriente					
Cuenta	% Sobre Activo	Efecto	VAR. (Millones)	% VAR	Concepto
Efectivo	0%	▼	-\$79	-21.73%	Esta variación se vio reflejada por la disminución del saldo en bancos de \$334 a 267 millones en el 2009 y la disminución del saldo en caja de 31 a 19 millones.

Variación del Activo Corriente					
Cuenta	% Sobre Activo	Efecto	VAR. (Millones)	% VAR	Concepto
Inversiones Temporales	3.5%	▼	-\$99226	-24.15%	En cuanto al portafolio total de inversiones temporales de la Empresa, al finalizar el año 2009 este ascendía a la suma de COP\$311.709 millones. Esto obedece principalmente a la disminución de la inversión en certificados de deposito a termino.
Cuentas y Documentos por Cobrar	0.6%	▼	-\$11598	18.96%	Ver explicación en Cuentas por Cobrar a Largo Plazo

Fuente: Estados Financieros Año 2009 Departamento Contabilidad

Activo No Corriente

Las variaciones más relevantes en el activo no corriente por monto y porcentaje sobre el Activo Total se presentaron en las Inversiones Permanentes, las Valorizaciones, las Cuentas por Cobrar a Largo Plazo y los Depósitos Entregados en Administración. La siguiente tabla presenta el detalle de las variaciones en el activo no corriente:

Variación del Activo No Corriente					
Cuenta	% Sobre Activo	Efecto	VAR. (Millones)	% VAR	Concepto
Inversiones Permanentes	33.6%	▲	\$351,801	13.31%	Esto se debe principalmente por la adquisición de la Empresa de Energía de Cundinamarca a través de su filial Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A., la capitalización de CONGAS Perú, y al método de participación de sus filiales
Valorizaciones	44.2%	▲	\$294,899	8.08%	Este incremento se dio por el resultado neto de inversiones permanentes en valores de las acciones de EEB en ISAGEN, Emgesa, Codensa, Gas Natural, ISA, EMSA-REP-CTM.
Cuentas Por Cobrar a Largo Plazo	9.1%	▼	-\$74,613	-8.46%	Esta disminución corresponde a un efecto de devaluación del UDS frente al COP en un préstamo otorgado a TGI por USD370 Millones a una tasa del 8.75% anual con vencimiento en 2007, la cual al 31 de diciembre de 2009 presenta un saldo de COP\$756,365 millones y en el 2008 COP\$830,128 millones. Adicionalmente, esta disminución obedece a la variación en los patrimonios autónomos de pensiones por \$4,751 millones.

Variación del Activo No Corriente					
Cuenta	% Sobre Activo	Efecto	VAR. (Millones)	% VAR	Concepto
Depósitos Entregados en Administración	4.6%	▲	\$187,075	84.83%	El Incremento obedece al patrimonio autónomo constituido por EEB a través de un contrato de fiducia mercantil con Fiudubogota para transferir recursos a Transcogas para el desarrollo del proyecto de expansión de Cusiana.

Fuente: Estados Financieros Año 2009 Departamento Contabilidad

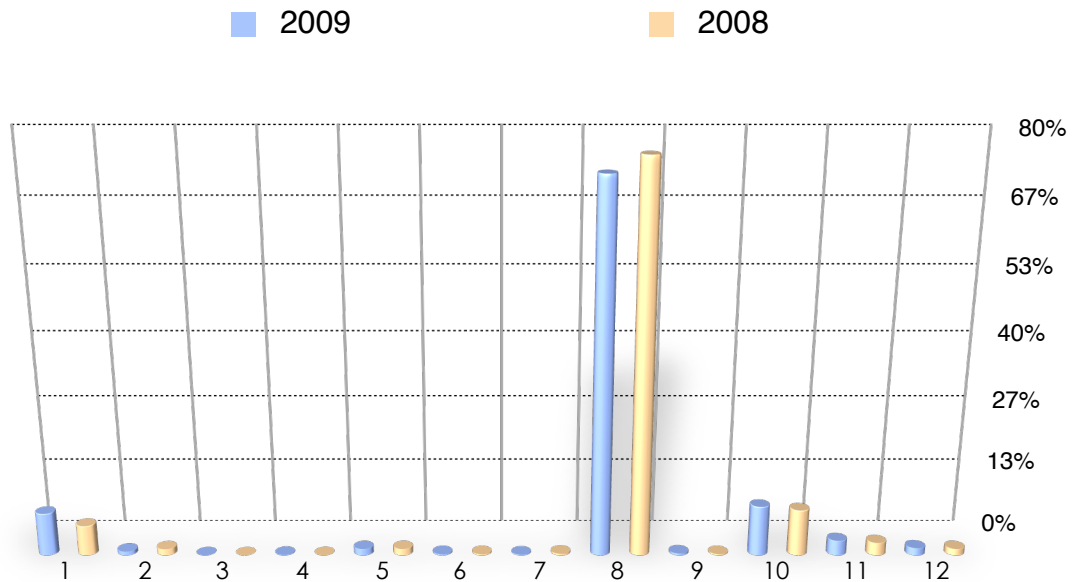
PASIVO

El Pasivo total de EEB en el 2009 disminuyó en \$62,814 millones, un 3% con relación al año anterior (2008). El siguiente cuadro muestra el detalle de los rubros del pasivo y los cambios mas significativos durante el periodo Diciembre 2008 a Diciembre 2009.

Pasivo - EEB (Cifras en Millones COP)							
		Dic 08	% Pas.	Dic 09	% Pas	VAR	% VAR
1	Porción Corriente Deuda Corto Plazo	125,509	6.03%	172,863	8.56%	47,354	37.73%
2	Cuentas por Pagar	26,459	1.27%	15,496	0.77%	-10,963	-41.43%
3	Otras Cuentas por Pagar de C.P	145	0.01%	145	0.01%	0	0.00%
4	Obligaciones Laborales	738	0.04%	2,173	0.11%	1,435	194.28%
5	Pensiones de Jubilación C.P	27,461	1.32%	26,706	1.32%	-755	-2.75%
6	Beneficios Complement. a Pensiones	4,986	0.24%	5,089	0.25%	103	2.07%
7	Pasivos Estimados	6,944	0.33%	3,202	0.16%	-3,742	-53.88%
	Pasivo Corriente	192,243	9.23%	225,674	11.17%	33,432	17.39%
8	Deuda Largo Plazo	1,611,121	77.35%	1,493,740	73.95%	-117,381	-7.29%
9	Otros Pasivos de L.P (Impuesto de Renta L	5,461	0.26%	8,142	0.40%	2,681	49.09%
10	Pensiones de Jubilación	193,087	9.27%	202,299	10.01%	9,212	4.77%
11	Beneficios Complementarios a Pensiones	53,421	2.56%	60,492	2.99%	7,071	13.24%
12	Pasivos Estimados y Provisiones	27,484	1.32%	29,655	1.47%	2,171	7.90%
	Pasivo No Corriente	1,890,574	90.77%	1,794,328	88.83%	-96,246	-5.09%
	PASIVO	2,082,816	100.00%	2,020,002	100.00%	-62,814	-3.02%

Fuente: Estados Financieros Año 2009 Departamento Contabilidad

Gráfica - Composición del Pasivo



Los rubros más representativos del Pasivo son la Deuda Largo Plazo, Pensiones de Jubilación, la Porción Corriente Deuda Corto Plazo y los Beneficios Complementarios con un 95,5% del total del Pasivo.

Pasivo Corriente

Las variaciones más relevantes en el pasivo corriente por monto y porcentaje sobre el Pasivo Total se presentaron en las obligaciones Laborales, los Pasivos Estimados y la Porción Corriente Deuda Corto Plazo. La siguiente tabla presenta el detalle de las variaciones en el pasivo corriente:

Variación del Pasivo Corriente					
Cuenta	% Sobre Activo	Efecto	VAR. (Millones)	% VAR	Concepto
Obligaciones Laborales	0.11%	▲	\$1,435	194.28%	Se actualizó el sistema de nomina debido a que las vacaciones en el sistema no estaban siendo causadas correctamente. EEB empezó a aprovisionar las vacaciones del personal y esto genero el aumento de las obligaciones laborales.
Pasivos Estimados	0.16%	▼	-\$3,742	-53.88%	Esto obedece a la disminución de Otras Provisiones de COP \$6,944 millones en 2008 a COP \$3,202 millones en 2009 por concepto de servicios prestados en el 2008 que no quedaron registrados.
Porción Corriente Deuda Corto Plazo	8.56%	▲	\$47,354	37.73%	Esto se debe al incremento del crédito de tesorería de corto plazo con el BBVA (COP \$1,5011 millones) con vencimiento en enero de 2010 y una tasa del 3.6% y con el Helm Bank (COP\$35,084 millones) con vencimiento en marzo de 2010 y una tasa de DTF+1%
Cuentas por Pagar	0.77%	▼	-\$10,963	-41.43%	La disminución corresponde principalmente a la ejecución de los depósitos recibidos de terceros KFW, y Fondatt para la adecuación del edificio de la Calle 13. De los depósitos recibidos se ejecutaron COP \$11,017 Millones.

Fuente: Estados Financieros Año 2009 Departamento Contabilidad

Pasivo NO Corriente

Las variaciones más relevantes en el pasivo no corriente por monto y porcentaje sobre el Pasivo Total se presentaron en la Deuda Largo Plazo, Pensiones de Jubilación, Beneficios Complementarios y Otros Pasivos de L.P. La siguiente tabla presenta el detalle de las variaciones en el pasivo no corriente:

Variación de los Rubros mas Representativos dentro del Pasivo					
Cuenta	% Sobre Activo	Efecto	VAR. (Millones)	% VAR	Concepto
Deuda Largo Plazo	73.95%	▼	-\$117,381	-7.29%	Esta disminución obedece al efecto cambiario originado por la devaluación del USD en el préstamo con el HBU Bank N.V por USD 610 millones con una diferencia de COP \$121,609 millones.
Pensiones de Jubilación	10.01%	▲	\$9,212	4.77%	El incremento se determina con base en el cálculo actuarial donde se tuvo en cuenta una tasa DANE del 2% para el 2009 y de 5.15% para el 2008 y un numero de personas cobijadas de 1933 y 1950 respectivamente.
Beneficios Complementarios	2.99%	▲	\$7,071	13.24%	Este incremento corresponde a beneficios médicos y otras prestaciones adicionales a las que tienen derecho los pensionados y que son calculados por un actuario independiente.
Otros Pasivos de L.P	0.40%	▲	\$2,681	49.07%	Este incremento corresponde a la variación por el registro del impuesto diferido y al pago anticipado del contrato de usufructo suscrito con ISA S.A. ESP el 06-Sep-2007 para el aprovechamiento de la estructura de transmisión de EEB para la instalación de redes de comunicación por un periodo de 20 años.

Fuente: Estados Financieros Año 2009 Departamento Contabilidad

Calculo Actuarial

La EEB constituyó un patrimonio autónomo para administrar los recursos financieros destinados a respaldar las obligaciones pensionales y al pago de las mismas con con Fiducolombia (60%) y Consorcio Pensiones Energía conformado por Fiduciaria Previsora y Fiduciaria Bogotá (40%). El siguiente cuadro presenta el detalle del cálculo actuarial y de beneficios complementarios para EEB en el periodo 2008 y 2009:

Cálculo Actuarial		
	2009	2008
Cálculo actuarial pensiones de jubilación	\$ 229.005	\$ 220.548
Menos – Porción corriente	(26.706)	(27.461)
Pensiones de jubilación a largo plazo	\$ 202.299	\$ 193.087

Fuente: Estados Financieros Año 2009 Departamento Contabilidad

Beneficios Complementarios		
	2009	2008
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación	\$ 65.581	\$ 58.407
Menos – Porción corriente	(5.089)	(4.986)
Beneficios complementarios a pensiones de jubilación a largo plazo	\$ 60.492	\$ 53.421

Fuente: Estados Financieros Año 2009 Departamento Contabilidad

El valor de la obligación por concepto de pensiones al 31 de diciembre de 2008 y 2009 se determina con base en un cálculo actuarial. Dicho cálculo fue elaborado por un actuario independiente, teniendo en cuenta una tasa DANE del 2,0 % al 31 de diciembre de 2009 y 5,15% a 31 de diciembre de 2008. El número de personas cobijadas en el cálculo actuarial es 1.939 al 31 de diciembre de 2009 y 1.950 al 31 de diciembre de 2008 (Fuente: Notas Estados Financieros EEB 2009, Departamento de Contabilidad)

El Fondo de Pensiones asciende a \$215.787 millones para el año 2008 los cuales se encuentran reflejados dentro de las cuentas por cobrar a largo plazo (Nota 5 de los Estados Financieros). El valor por concepto de Pensiones de Jubilación a largo plazo incremento en el 2009 a \$202.299 millones, lo que representa un incremento del 4.77% con relación al 2008.

Adicionalmente al pasivo por pensiones de jubilación, la Empresa registra el pasivo por beneficios complementarios a los que tienen derecho los pensionados.

EEB está aprovisionando el pasivo que cubre la obligación estimada por beneficios proyectados de los pensionados a la fecha de cierre del ejercicio 2009. El cálculo actuarial de los beneficios complementarios ascendió a \$60.492 millones en el 2009, lo que representa un incremento de 13.24% con relación al año 2008.

PATRIMONIO

El Patrimonio total de EEB se incrementó en \$698,496 millones un 11.27% con relación al año anterior (2008). El siguiente cuadro presenta el detalle de los rubros del patrimonio y los cambios mas significativos durante el periodo Diciembre 2008 a Diciembre 2009.

Patrimonio - EEB						
(Cifras en Millones COP)						
	Dic 08	% Pat.	Dic 09	% Pat.	VAR	% VAR
Capital Suscrito y Pagado	664,993	10.73%	664,993	9.64%	0	0.00%
Prima en Colocación de Acciones	97,412	1.57%	97,412	1.41%	0	0.00%
Reservas	935,308	15.09%	912,606	13.23%	-22,702	-2.43%
Resultados de Ejercicios Anteriores	67,466	1.09%	0	0.00%	-67,466	-100.00%
Resultado del Ejercicio	219,115	3.54%	723,213	10.49%	504,099	230.06%
Superávit por Donaciones	6,655	0.11%	6,655	0.10%	0	0.00%
Superávit por Valorización	3,649,427	58.88%	3,944,326	57.20%	294,899	8.08%
Superávit metodo de participacion	2,013	0.03%	1,585	0.02%	-428	-21.25%
Revalorización del Patrimonio	555,379	8.96%	545,473	7.91%	-9,906	-1.78%
PATRIMONIO	6,197,767	100.00%	6,896,263	100.00%	698,496	11.27%

Fuente: Estados Financieros Año 2009 Departamento Contabilidad

Los rubros mas representativos del Patrimonio son el Superávit por Valorización, Reservas y Resultado del Ejercicio con un 81% del total del Patrimonio. La siguiente tabla presenta los cambios mas significativos de patrimonio con relación al año 2008.

Variación de los Rubros mas Representativos dentro del Patrimonio					
Cuenta	% Sobre Activo	Efecto	VAR. (Millones)	% VAR	Concepto
Superávit por Valorización	57.35%	▲	320,146	8.77%	Este incremento se dio por el resultado neto de inversiones permanentes en valores de las acciones de EEB en Emgesa ISAGEN, Codensa, Gas Natural, ISA, EMSA, REP-CTM.
Reservas	13.19%	▼	-22,702	-2.43%	En asamblea general de accionistas celebrada el 26 de marzo se repartieron dividendos por \$309,283 millones de los cuales \$205,925 millones fueron con cargo a la utilidad del año 2008, \$14,489 liberación de la reserva de adquisición de acciones de EMGESA, \$21,403 millones a ocasionales y \$67,466 de utilidad de ejercicios anteriores por lo cual este rubro queda en cero.
Resultado de Ejercicios Anteriores	0%	▼	-\$67,466	-100%	
Resultado del Ejercicio	10.45%	▲	504,099	230.06%	Ver variaciones PYG

Fuente: Estados Financieros Año 2009 Departamento Contabilidad

3.1.2 Estado de Resultados

El Estado de Resultados de EEB refleja un incremento de la utilidad por \$504.099 millones que representa un 230% por encima de la utilidad obtenida en el 2008. Las principales variaciones de los rubros dentro del estado de resultados se presentaron en los Ingresos No Operacionales, siendo el mas relevante la Utilidad Método de Participación con un incremento de 5557%.

ESTADO DE RESULTADOS						
(Cifras en Millones COP)						
	Dic 08	% Pas.	Dic 09	% Pas	VAR	% VAR
Ingresos Operacionales	90,786	100.00%	92,333	100.00%	1,547	1.70%
Costos de Producción	40,092	44.16%	38,983	42.22%	-1,110	-2.77%
Utilidad Bruta	50,694	55.84%	53,350	57.78%	2,657	5.24%
Gastos Administrativos Asignados	4,609	5.08%	4,451	4.82%	-158	-3.43%
Otros Ingresos	366	0.40%	363	0.39%	-3	-0.82%
Utilidad Operacional	46,451	51.17%	49,262	53.35%	2,812	6.05%
Dividendos e Intereses Ganados	582,036	-	636,918	-	54,882	9.43%
Diferencia en Cambio (Neta)	168,426	-	142,436	-	-25,990	-15.43%
Utilidad Método de Participación	4,616	-	261,130	-	256,514	5557.43
Extraordinarios	20,796	-	19,363	-	-1,433	-6.89%
Ingresos de Ejercicios Anteriores	-139	-	0	-	139	-100.00%
Ingresos No Operacionales	775,735	100.00%	1,059,847	100.00%	284,112	36.62%
Gastos de Administración	69,400	8.95%	86,866	8.20%	17,466	25.17%
Provisiones, Agotamiento, Dep, Am	17,169	2.21%	16,924	1.60%	-245	-1.43%
Otros Gastos	516,502	66.58%	282,106	26.62%	-234,396	-45.38%
Intereses y Comisiones	139,670	18.00%	140,633	13.27%	963	0.69%
Gastos Coberturas y Bancarios	7,264	0.94%	28,013	2.64%	20,749	285.64%
Utilidad Metodo Participación	177,042	22.82%	1,360	0.13%	-175,682	-99.23%
Diferencia en Cambio (Neta)	189,814	24.47%	110,520	10.43%	-79,294	-41.77%
Varios	2,712	0.35%	1,580	0.15%	-1,132	-41.74%
Utilidad No Operacional	172,664	22.26%	673,951	64%	501,287	290.33%
Utilidad del Ejercicio	219,115		723,213		504,099	230.06%

Fuente: Estados Financieros Año 2009 Departamento Contabilidad

Ingresos, Costos y Resultados Operacionales

Los ingresos operacionales de igual forma presentaron un incremento de \$1,547 millones, un 1.7% superior al presentado en el 2008. Los ingresos operacionales ascienden a \$92,696 de los cuales \$92,333 millones corresponden a los servicios facturados a XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P., como administrador y liquidador de cuentas del Sistema de Transmisión Nacional, por el uso de líneas y redes de la Empresa para transmisión de energía en Colombia y \$363 de ingresos recibidos por concepto de aprovechamiento y arrendamientos transmisión.

Costos de Producción EEB				
	2009	2008	Variación	%
Servicios personales	\$5608	\$4520	\$1,088	14%
Generales	\$1,494	\$2,048	-\$554	4%
Depreciaciones	\$13,765	\$13,724	\$41	35%
Amortizaciones	\$660	\$107	\$553	2%
Arrendamientos	\$119	\$167	-\$48	0%
Bienes y servicios	\$854	\$806	\$48	2%
Contribuciones	\$8,656	\$10,222	-\$1,566	22%
Operación y mantenimiento	\$4,086	\$3,931	\$155	10%
Honorarios	\$942	\$1,620	-\$678	2%
Servicios públicos	\$115	\$80	\$35	0%
Seguros	\$1,063	\$1,288	-\$225	3%
Impuestos	\$867	\$899	-\$32	2%
Participación social	\$754	\$680	\$74	2%
Total	\$38,983	\$40,092		

Fuente: Estados Financieros Año 2009 Departamento Contabilidad

Con relación a los costos, la EEB implantó el sistema de costos basado en actividades (Costos ABC) en cumplimiento a lo dispuesto por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD y la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Los criterios y factores fueron discutidos y aprobados por el comité de Gerencia con base en estudios desarrollados por la Gerencia Financiera.

En los costos de producción, las cuentas con mayor participación son los servicios personales (\$5,608 millones) las contribuciones (\$8,656 millones), y depreciaciones (\$13,765 millones). La variación mas representativa se presenta en el rubro de contribuciones con una disminución de \$1,566 millones.

El resultado de la operación de Transmisión de Energía tuvo un incremento de \$2,812 millones, un 6% superior con relación al año 2008, como efecto de un incremento en las ventas por \$1,547 millones y una reducción del costo de la operación de \$1,110 millones.

Ingresos, Gastos y Resultados NO Operacionales

Los ingresos No operacionales representan la mayor participación del total de los ingresos (92%). Estos ingresos incrementaron en \$284,112 millones, un 36.6% con relación al 2008, donde la principal variación se presentó en la Utilidad Método de Participación con un incremento de 5557%, debido a la utilidad neta de inversiones permanentes en Valores de las acciones de TCG S.A por \$6,444 millones, TGI S.A por \$242,498 millones, y DECSA \$12,188 millones. El siguiente cuadro presenta el detalle de los dividendos e intereses recibidos:

Dividendos e Intereses Recibidos 2009		
	2009	2008
Dividendos ganados:		
Codensa S.A. E.S.P.	\$ 226.254	\$ 196.754
Emgesa S.A. E.S.P.	\$213.304	\$189.957
Gas Natural S.A. E.S.P.	\$62.841	\$48.099
Interconexión Eléctrica S.A.	\$2.749	\$2.527
Banco Popular	\$127	\$112
Isagén S.A. E.S.P.	\$3.759	\$3.415
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	\$1.532	\$5.030
Subtotal dividendos ganados	\$510.566	\$445.894
Intereses financieros ganados	\$126.352	\$136.142
Total	\$ 636.918	\$ 582.036

Fuente: Estados Financieros Año 2009 Departamento Contabilidad

Los gastos de administración sufrieron un incremento de 25% principalmente por el incremento de los servicios de personal de \$8,587 millones en el 2008 a \$11,672 millones en el 2009 y la amortización calculo prestaciones adicionales que paso de 537 millones a 15631 millones.

Otro rubro significativo en el Gasto es el gasto financiero que incremento 20749 millones, un 286% con relación al 2008, que obedece principalmente al gasto generado por la valoración de operaciones de cobertura.

Estos gastos de administración fueron redistribuidos de la siguiente forma en los centros de costos:

Distribución de los Gastos de Administración		
	2009	2008
Asociados al negocio regulado de transmisión:		
Transporte de Energía	\$ 4.451	\$ 4.609
Actividades administrativas y financieras asociadas al negocio de transmisión	69.824	53.279
Subtotal Asociado a Transmisión	74.275	57.888
Impuestos	12.373	11.283
Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	14.099	14.509
TOTAL	100.747	83.68

Fuente: Estados Financieros Año 2009 Departamento Contabilidad

Utilidad del Ejercicio

La utilidad del ejercicio para el año 2009 presentó un incremento de \$504,099 millones, un 230% por encima con relación a la utilidad del 2008. Este incremento principalmente se generó por los incrementos presentados en los ingresos No Operacionales, específicamente por los cambios en la Utilidad Método de Participación que tuvo un incremento de 5557% simultáneamente con una reducción de los gastos de los mismos en \$175,681 Millones.

3.1.3 Indicadores Financieros

La AEGR dentro de los puntos específicos establecidos por la Resolución SSPD 20061300012295 de 2006, evalúa los siguientes indicadores financieros que reflejan la gestión en el manejo de los recursos financieros de EEB y el efecto de las decisiones que se tomaron durante el periodo 2009. Estos indicadores han sido agrupados en categorías que reflejan aspectos particulares del desempeño de los estados financieros. De igual forma estos indicadores han sido calculados sobre

el total de cifras reportadas por EEB al SUI y no sobre el servicio de transmisión de energía para efectos de análisis de desempeño de la entidad en su totalidad. Los Indicadores y Referentes de Evaluación de Gestión requeridos por la SSDP basados exclusivamente en el servicio de Transmisión de Energía se presentan en un capítulo independiente.

Indicadores de Rentabilidad

Los indicadores de rentabilidad para el año 2009 presentaron un incremento significativo con relación al 2008.

Rentabilidad sobre el Patrimonio		
	2009	2008
Utilidad del Ejercicio	\$723,213	\$219,115
Patrimonio	\$6,173,049	\$5,978,651
ROE (Fórmula)	ROE = Utilidad del Ejercicio/(Patrimonio-Utilidad del Ejercicio)	
ROE	11.72%	3.66%
Variación con 2008		8.05%

Fuente: SUI - Estados Financieros Reportados

El ROE incrementó de 3.7% a 11.72% lo que representó un incremento en 8.05% para el 2009.

Rentabilidad sobre el Activo		
	2009	2008
Utilidad del Ejercicio	\$723,213	\$219,115
Activo	\$8,916,265	\$8,280,583
ROA (Formula)	ROA = Utilidad del Ejercicio/Activo Total	
ROA	8.11%	2.65%
Variación con 2008		5.47%

Fuente: SUI - Estados Financieros Reportados

De igual forma el ROA incrementó de 2.65% en el 2008 a 8.11% en el 2009. Esto se debe al incremento obedece principalmente a la variación presentada en la utilidad neta de inversiones permanentes en valores de las acciones de TCG S.A, TGI S.A, y DECSA.

Indicadores de Liquidez y Solvencia

Los indicadores de liquidez para el periodo 2009 presentaron un desmejoramiento con relación al año anterior (2008).

LIQUIDEZ: PRUEBA ACIDA		
	2009	2008
Activo Corriente	\$370,588	\$481,126
Inventarios	\$8,528	\$7,596
Pasivo Corriente	\$225,674	\$192,243
Prueba Acida (Formula)	PA=(Activos Corrientes - Inventario) / Pasivos Corrientes	
Prueba Acida	1.60	2.46
Variación con 2008	▼	-0.86

Fuente: SUI - Estados Financieros Reportados

La Prueba Acida para determinar la liquidez de la empresa bajo de 2.46 veces a 1.60 veces.

SOLVENCIA: RAZON CORRIENTE		
	2009	2008
Activo Corriente	\$370,588	\$481,126
Pasivo Corriente	\$225,674	\$192,243
Razón Corriente (Formula)	RC = Activos Corrientes / Pasivos Corrientes	
Razón Corriente	1.64	2.50
Variación con 2008	▼	-0.86

Fuente: SUI - Estados Financieros Reportados

De igual forma, el indicador de razón corriente para determinar la solvencia disminuyó de 2.50 veces a 1.64 veces.

La disminución de los indicadores de liquidez obedece al cambio neto generado por: 1) la disminución del activo corriente motivado por una reducción en la inversión de certificados de depósito a término; y 2) por el incremento del pasivo corriente motivado por mayores obligaciones laborales y por nuevos préstamos de corto plazo con el BBVA (COP \$1,5011 millones) y con el Helm Bank (COP\$35,084 millones)

Indicadores de Endeudamiento

NIVEL DE ENDEUDAMIENTO		
	2009	2008
Pasivo Total	\$2,020,002	\$2,082,816
Activo Total	\$8,545,677	\$7,799,457
Endeudamiento (Fórmula)	E = Pasivo Total / Activo Total	
Endeudamiento	23.64%	26.70%
Variación con 2008		-3.07%

En cuanto al indicador de nivel de endeudamiento para el año 2009, la EEB mostró un mejoramiento del nivel de endeudamiento y de la composición de la estructura de capital. El indicador disminuyó de 26,70% en el 2008 a 23.64% en el 2009. Esta disminución obedece al cambio neto generado por: 1) un incremento del Activo No Corriente motivado principalmente por aumento en los Depósitos Entregados en Administración, las Inversiones Permanentes y las Valorizaciones; y 2) por una reducción del Pasivo No Corriente principalmente en el rubro de Deuda Largo Plazo ocasionado por el efecto cambiario de la devaluación del USD frente al COP en el préstamo de EEB con HB Bank por USD 610 millones.

Causal de Disolución

Causal de Disolución

Código de Comercio. Decreto 410 de 1971.

Art. 457.- La sociedad anónima se disolverá: **1.** Por las causales indicadas en el artículo 218; **2.** Cuando ocurran pérdidas que reduzcan el patrimonio neto por bajo del cincuenta por ciento del capital suscrito, y **3.** Cuando el noventa y cinco por ciento o más de las acciones suscritas llegue a pertenecer a un solo accionista

Capital Suscrito	Patrimonio Neto	Patrimonio Neto sobre capital suscrito	% de Propiedad Accionista Mayoritario
\$664,993	\$6,921,510	1,040.84%	Distrito Capital de Bogotá: 81.55%

EEB no se halla en causal de disolución en el periodo 2009

3.1.4 Otros

3.1.4.1 NIIF-IFRS - Implementación del Modelo General de Contabilidad para las Empresas Prestadoras de Servicios Públicos.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) a través de su resolución SSPD-20091300009995 DE 2009 establece la transición para la aplicación del modelo general de contabilidad para las empresas prestadoras de servicios públicos en convergencia con los estándares internacionales de contabilidad NIIF-IFRS.

La EEB debe presentar el Modelo General de Contabilidad el cual está conformado por el Marco General, el Marco Conceptual, el Marco Técnico de Adopción Parcial, el Marco Técnico para Pequeños Prestadores, el Marco Instrumental y el Marco Procedimental. Este Modelo debe ser implementado durante el período que inicia en el año 2009 y termina el 31 de diciembre de 2011, el cual está conformado por tres etapas: 1) Etapa de Adaptación y Evaluación, 2) Etapa de Transición y 3) Etapa de Adopción.

Para el periodo 2009, la EEB estaba en la primera etapa, y debió remitir a la SSPD dentro de los doce (12) días hábiles siguientes a cada período establecido por la resolución la siguiente información:

Informes del segundo, tercer y cuarto trimestre del año 2009 que contengan:

- Plan de implementación detallado
- Grado de avance de cada una de las actividades adelantadas de conformidad con las fases establecidas en la resolución.
- Observaciones relacionadas con la revisión efectuada al Modelo General de Contabilidad, tal como se indica en la Etapa 1 de la resolución (plazo de observaciones hasta el 30 de septiembre de 2009).

La AEGR verificó el cumplimiento de la norma. El siguiente cuadro muestra en nivel de cumplimiento con la norma establecida:

CUADRO RESUMEN DE CUMPLIMIENTO RES SSPD-20091300009995 DE 2009			
	Segundo Trimestre	Tercer Trimestre	Cuarto Trimestre
Plazo para Remitir	16/07/2009	19/10/2009	20/01/2010
Fecha de Radicado ante SSPD	16/07/2009	19/10/2009	20/01/2010
Número de Radicación	2009-529-044305-2	2009-529-064334-2	2010-529-002446-2
Cumple Plazo de Radicación?	SI	SI	SI
Presenta Plan de Implementación Detallado?	SI	SI	SI
Presenta Grado de Avance de las actividades conforme a las fases?	SI	SI	SI
Presenta Observaciones al Modelo General de Contabilidad?	SI	SI	SI

3.1.4.2 Provisiones de Demanda.

La AEGR verificó la correcta contabilización de las provisiones de demanda en la cifras reportadas al SUI. El siguiente cuadro resume el numero de procesos vigentes, la cuantía total y el valor de la provisión:

Provisiones de Demanda Reportadas al SUI				
Numero Procesos Vigentes	Cuantía	Provisión	Reportadas correctamente al SUI	Cuenta PUC
210	\$54,177,760,857	\$29,654,732,019	SI	2710

3.1.5 Conclusiones de Gestión Financiera

- El informe del Revisor Fiscal Deloitte & Touche Ltda. no presenta salvedades o notas aclaratorias a los Estados Financieros de EEB a diciembre 31 de 2009 y 2008.
- Se observa que los ingresos más relevantes de la EEB provienen por ingresos No Operacionales (92%) y no por el servicio de Transmisión de energía (8%). Estos ingresos no operacionales pertenecen a inversiones en acciones comunes y preferentes de empresas del sector energético y valorizaciones de las mismas las cuales representan el 33.6% y 44.2% del Activo respectivamente.
- La utilidad del ejercicio incrementó en \$504,099 millones (230%) con relación a la utilidad del 2008. Este incremento obedece a incrementos presentados en los ingresos No Operacionales, específicamente por los cambios en la Utilidad Método de Participación que tuvo un incremento de 5557%.

Los indicadores de rentabilidad y endeudamiento presentaron mejoras para el periodo 2009 mientras que los indicadores de liquidez desmejoraron en comparación con los obtenidos en el 2008. El ROE incremento de 3.7% a 11.7%, el ROA incremento de 2.7% a 8.1%, y el nivel de endeudamiento disminuyó de 26.7% a 23.6%. La prueba ácida disminuyó de 2.46 a 1.60 veces y la razón corriente disminuyó de 2.50 a 1.64 veces. Los resultados de los indicadores se ajustan a los suministrados por EEB.

3.2 Gestión Técnica y Operativa

Operativa

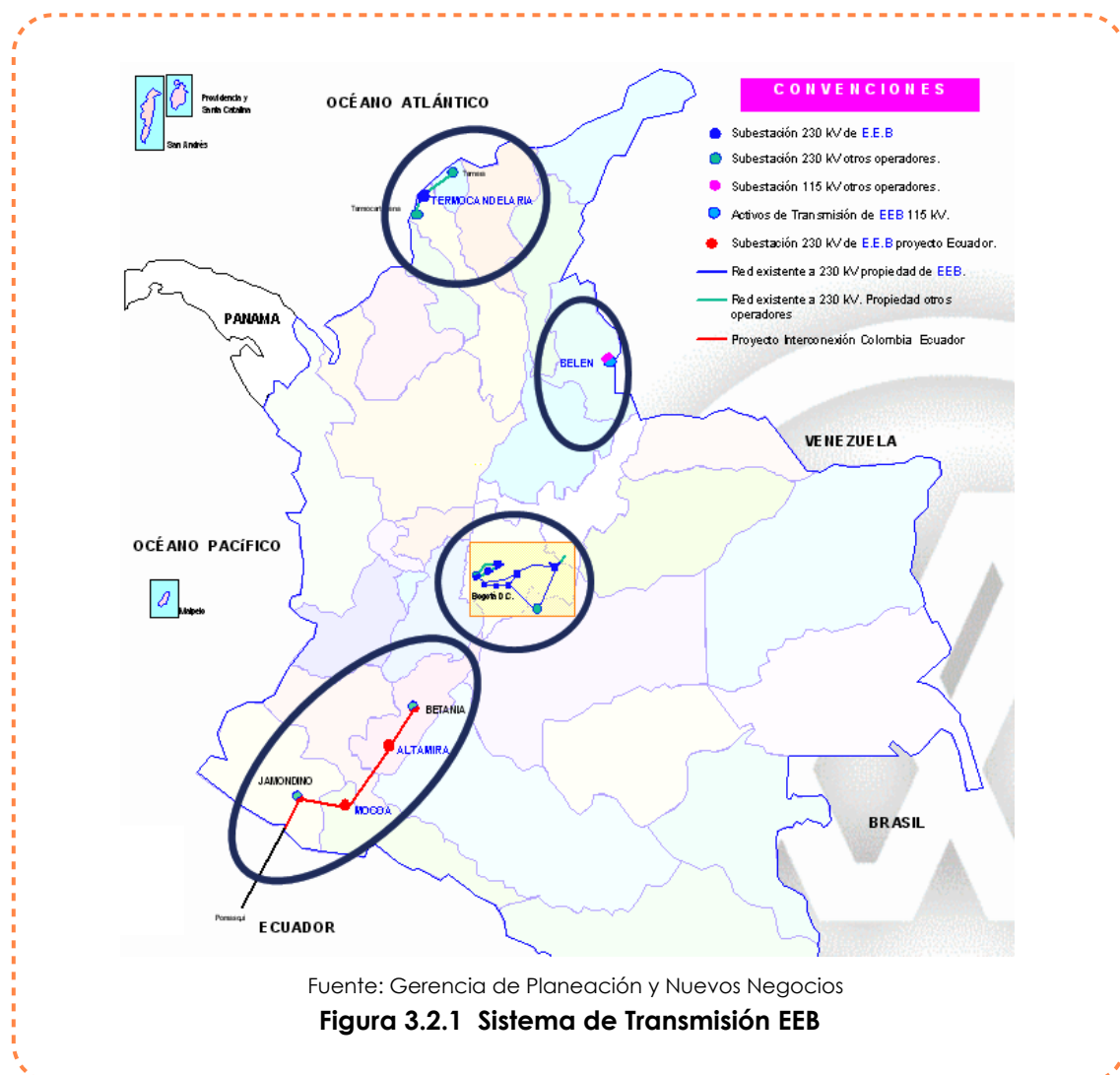
3.2 Gestión Técnica y Operativa



3.2 Aspectos Técnicos y Operativos

3.2.1 Mantenimiento en Redes y Equipos

La actividad de Transmisión de Energía Eléctrica de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB) consiste básicamente en los siguientes servicios: Transporte de energía eléctrica por redes de alta tensión; Conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN); Coordinación, control y supervisión de la operación de los activos de transmisión.



De acuerdo con la información proporcionada por la Gerencia de Transmisión y Nuevos Negocios, la Empresa cuenta con líneas de transmisión a 230 kV con una longitud de 1.447 km. Cuenta además con activos a 230 kV en 14 subestaciones eléctricas (50 bahías de línea), y con bancos de compensación capacitiva (285 MVar) e inductiva (75 MVar). Por ubicación geográfica, la empresa se encuentra dividida en cuatro (4) zonas: Norte, Oriente, Centro, Sur (correspondientes a su localización particular en el país).

El Mantenimiento a la Infraestructura de Transmisión en la EEB es responsabilidad de la Vicepresidencia de Transmisión. El proceso de Mantenimiento, en términos generales, puede ser apreciado en la siguiente Figura:



Fuente: Gerencia de Planeación y Nuevos Negocios

Figura 4-2 Flujo del Proceso de Mantenimiento

De acuerdo a la imagen anterior, la Empresa planea las intervenciones y su ejecución debe ser sometida a autorización por el Centro Nacional de Despacho (CND). El Centro de Control de Transmisión (CCT) es el encargado de la coordinación, supervisión y control de la operación del Sistema de Transmisión de la EEB dentro del SIN. Se observa que en gran medida los trabajos de mantenimiento se encuentran tercerizados.

La EEB de acuerdo a la regulación vigente está obligada a reportar el Plan de mantenimiento programado semestral al Centro Nacional de Despacho (CND) cada 15 de marzo (plan de abril a septiembre) y 15 de septiembre (plan de octubre a marzo) de cada año por medio del Sistema Nacional de Consignaciones. Luego de que cada plan es revisado por el CND, éste autoriza a la Empresa para ejecutar o no los trabajos en la fecha y hora programadas. En caso de que las actividades no sean autorizadas, el CND realiza una reasignación de la fecha y hora para su ejecución.

El Indicador de Cumplimiento a los programas de mantenimientos reportados al CND evalúa la razón entre la cantidad de actividades programadas sobre las ejecutadas:

Tabla 4-1 Cumplimiento al programa de mantenimientos CND			
Mes	No. Actividades Mantenimiento Programadas	No. Actividades Mantenimiento Ejecutadas	Cumplimiento
Ene-09	0	0	100%
Feb-09	8	8	100%
Mar-09	1	1	100%
Abr-09	6	6	100%
May-09	0	0	100%
Jun-09	4	4	100%
Jul-09	0	0	100%
Ago-09	0	0	100%
Sep-09	1	1	100%
Oct-09	2	2	100%
Nov-09	9	9	100%
Dic-09	0	0	100%
Total	31	31	100%

Fuente: Indicadores PEC

Durante cada mes del año 2009 la EEB dio cumplimiento a la totalidad de las actividades planeadas autorizadas por el CND. Igual comportamiento se presentó durante el año 2008.

El Mantenimiento en la EEB se encuentra dividido en dos secciones: Mantenimiento de Líneas de Transmisión, y Mantenimiento de Subestaciones, ambas pertenecientes a la Vicepresidencia de Transmisión. Para el caso del reporte de los planes al CND, indistintamente se anexan las actividades preventivas y planeadas tanto para líneas como para subestaciones.

Esta auditoría consultó los informes presentados por la Vicepresidencia de Transmisión, resaltando las siguientes actividades ejecutadas durante el año 2009 en el área de mantenimiento:

3.2.1.1 Mantenimiento de líneas

Zona Centro

- Inspecciones visuales detalladas de las líneas de transmisión del corredor sistema Bogotá y las entradas a Balsillas y Noroeste.
- Mantenimiento electromecánico en las líneas de transmisión: corrección de puntos calientes, lavado de aisladores, reemplazo de aisladores rotos, reparación de conductores, mantenimiento de franjas de servidumbre.
- Se ejecutó la conexión de la nueva torre 78 en la línea Guavio-Reforma-Tunal a 230 kV, con diseño de cimentación profunda y retirando la torre 78 inicial que se encontraba en la trayectoria de la quebrada Caño Blanco lo cual la colocaba en riesgo de colapsar.
- Trabajos de mediciones y mejoramiento de los sistemas de puestas a tierra en líneas de transmisión Circo – Paraíso, Paraíso – San Mateo.

- En cumplimiento de lo establecido en el convenio 030 de 2006 entre la UAESP y la EEB, se logró concepto jurídico afirmativo para el establecimiento de servidumbres especiales de conducción eléctrica en los predios de la UAESP, que hacen parte del convenio 30 de 2006 con el cual se trasladó la infraestructura de la EEB al interior del Relleno sanitario Doña Juana.

Zona Suroccidente

- Inspección visual detallada a la infraestructura de las líneas.
- Mantenimiento preventivo de franja de servidumbre sobre las líneas Betania - Altamira – Mocoa - Jamondino - frontera y sobre la línea antigua Mocoa-Jamondino.
- Actividades de reparación de conductores y lavado de aisladores en el sector de la reserva para la Línea Mocoa-Jamondino.
- En cumplimiento a las medidas del PMA se instalaron 16 vallas informativas de peligro en torres ubicadas cerca a escuelas o sitios de paso de niños; las vallas se instalaron en las torres 9, 42, 59, 92, 100, 125, 146 de la línea Jamondino Pomasqui y en las torres 543 y 567 de Betania Jamondino. En los tramos de línea de Mocoa – Altamira se instalaron placas en las torres 220, 271, 289, 290, 368, 399 y 408.
- Monitoreo Topográfico permanente en la Torre 398 de la línea de Transmisión Betania-Jamondino a 230 kV, sin encontrar variaciones en la estabilidad geotécnica y estructural de la misma.

Atención de emergencias en líneas

07/marzo/2009: atentado terrorista a las torres 73 y 74 de las líneas de transmisión a 230 kV Guavio – Reforma, Guavio – Tunal. Torres ubicadas en la vereda Los Alpes del municipio de Medina – Cundinamarca. Finalizada su reparación el 09 de marzo de 2009.

18/mayo/2009: atentado terrorista a la torre 234 de las líneas de transmisión a 230 kV Guavio – Tunal, Reforma – Tunal, ubicada en la vereda Salitre del Municipio de Une. Finalizada su reparación el 20 de mayo de 2010.

01/agosto/2009: atentado terrorista en las torres 529, 530 de las líneas de transmisión a 230 kV Betania – Jamondino, y la torre 72 de la línea Mocoa – Jamondino. Ubicadas en los Municipios de San Antonio de Porotoyaco y San José de Chunga en el Departamento de Putumayo; debido a las averías fue necesario desmontar y montar nuevamente las torres 72 de la línea de Transmisión Mocoa-Jamondino y 529 de la línea Betania-Jamondino Los trabajos de reparación culminaron el día 13 de agosto.

10/Junio/2009: atentado terrorista a las torres 81 y 82 de las líneas de transmisión a 230 kV Jamondino – Pomansqui 3 y 4, las cuales se encuentran ubicadas en el Municipio de Funes - Nariño. Una vez confirmada por parte de la fuerza pública y del personal antiexplosivos las condiciones de seguridad, el personal técnico de la Empresa tuvo acceso al sitio para verificar las condiciones de las torres 81 y 82, encontrando que fueron averiadas las cuatro patas de cada torre. Se procedió con el traslado de equipos y materiales para su reparación. Trabajos culminaron el día 14 de junio, sin necesidad de desenergizar las líneas. Al culminar la reparación de las torres se ejecutaron los realces de pedestales.

03/Diciembre/2009: atentado Terrorista en T144 y daños en T145 de las líneas Jamondino – Pomasqui. Finalizando el 17 de diciembre de 2009.

3.2.1.2 Mantenimiento de subestaciones

- Inspecciones Termográficas en todos los activos de propiedad de EEB.

- Lavado en caliente, mantenimiento de seccionadores e interruptores en la subestación Termocandelaria.
- Mantenimiento a los equipos de protección y de potencia a las bahías de línea de las subestaciones Jamondino, Betania, Mocoa, y Altamira
- Mantenimiento a las bahías de línea de Guavio hacia Tunal, Guavio hacia Reforma y Tunal hacia Reforma para ajustar los tiempos de recierre monofásico y trifásico
- Mantenimiento General de las Bahías de Compensación 1 y 2 en la S/E Tunal.
- Mantenimiento Mayor a la Bahía de Compensación 1 en la S/E Belén
- Revisión recierres, esquema de teleprotección y verificación de señales al CCT, en las Bahías de Línea Paraíso y Tunal en la S/E Circo; Bahías de Línea San Mateo en la S/E Tunal; Bahía de Línea Paraíso en la S/E San Mateo.
- Implementación de nuevas señales al CCT a las Bahías de las subestaciones La Guaca, Guavio, Belén y Noroeste.
- Mantenimiento mayor a la bahía de línea Tunal en la subestación Guavio, con el fin de realizar el overhaul.

Protecciones

- Mantenimiento y pruebas a los equipos de protección (relés) de las bahías de líneas de las subestaciones Guavio, La Guaca, Noroeste, El Paraíso, Tunal y Balsillas.
- Levantamiento de información para cambio de los relés de protección en las Bahías Balsillas hacia Noroeste, Noroeste hacia Balsillas y las ocho bahías de línea de Guavio.
- Se cambio el firmware de los relés de protección SEL 421 en las subestaciones del área sur.

Comunicaciones

- Mantenimiento a los enlaces de comunicaciones de Circo- San Mateo, Tunal – San Mateo y Noroeste –Balsillas.

- Mantenimiento preventivo y cargador de baterías en subestación Belén, Circo, San Mateo y El Paraíso.
- Actualización del firmware de los controladores de bahía de las subestaciones de Betania, Altamira, Mocoa y Jamondino.

Opinión:

La EEB ha venido cumpliendo con los planes de mantenimiento, desarrollando las actividades programadas y autorizadas por el CND dentro del tiempo previsto durante cada mes del año 2009.

3.2.2 Inversiones

De acuerdo al Plan Estratégico corporativo (PEC) de la EEB se plantearon las siguientes iniciativas de Inversión y Gasto para el año 2009:

Tabla 4-2 Matriz de Iniciativas y Objetivos PEC 2009															
Objetivos:													Presupuesto	Presupuesto	
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	A1	A2	A3	2009	2010		
Iniciativas													[Millones]	[Millones]	
1. Cambio de interruptores HLR La Guaca												1.150,0	140,0		
2. Realizar diagnóstico a la subestación encapsulada de Guavio												1.350,0			
3. Mejorar las distancias de seguridad en infraestructura de líneas de transmisión de la empresa en la zona centro												279,3	50,0		
4. Modernización y reposición de protecciones												850,0	2.202,0		
5. Modelo de Gestión Integral de Activos												50,0	200,0		
6. Reconfigurar el Sistema de Comunicaciones del CCT												1.160,0	1.205,0		
7. Ampliación del centro de control de transmisión												228,6			
8. Mejoras en operación y restablecimiento del sistema de transmisión												100,0			
9. Diagnosticar riesgos de inestabilidad geotécnica en líneas proyecto Ecuador y Sistema Bogotá												157,0			

Tabla 4-2 Matriz de Iniciativas y Objetivos PEC 2009

Objetivos	Objetivos												Presupuesto 2009 [Millones]	Presupuesto 2010 [Millones]
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	A1	A2	A3			
Iniciativas														
10. Diagnóstico del riesgo sísmico en edificios de Subestaciones													396,0	
11. Actualizar el sistema de información de transmisión													135,0	30,0
12. Estructurar el proyecto de mecanismo de desarrollo limpio MDL en la interconexión con Ecuador)													200,0	40,0
13. Fortalecer relaciones de vecindad en el área de influencia de la línea													757,3	50,0
14. Plan de acción para mejorar el ambiente laboral													30,0	31,5
15. Modelo de mantenimiento centrado en confiabilidad													106,0	
16. Plan de acción resultante del análisis del referenciamiento de empresas de transmisión													100,0	125,0
17. Portafolio de servicios de VT													15,0	15,8
18. Convocatoria Subestación Nueva Esperanza 500kV (Bogotá)													1.923,0	
19. Convocatoria Subestación El Bosque (Cartagena)													137,9	
20. Otras Convocatorias UPME													0,0	
21. Participación en transmisión a nivel internacional													0,0	

Fuente: Soportes de carga al SUI, Gerencia de Planeación y nuevos negocios

Los objetivos definidos para estas iniciativas son los siguientes:

- P1: Gestionar integralmente los activos,
- P2: Gestionar Integralmente el Riesgo,
- P3: Garantizar un Abastecimiento Costo-Efectivo,
- P4: Prestar el Servicio con prácticas de Clase Mundial,
- P5: Gestionar el Crecimiento nacional e internacional de la unidad de negocio,
- P6: Gestionar el portafolio de nuevos servicios,
- P7: Consolidar el Modelo de Responsabilidad Social Corporativa,
- P8: Gestionar las Condiciones del Negocio Desde el Punto de Vista Legal y Regulatorio,
- A1: Contar Con un Talento Humano para Sustener el Crecimiento,
- A2: Fortalecer la Cultura Organizacional,
- A3: Contar con Tecnología e Información que Soporten la Estrategia.

Según las iniciativas de Inversión y Gasto presentes en el PEC, para el año 2009 se presupuestaron \$9.125,1 millones para dar cumplimiento a los distintos objetivos de las iniciativas.

De acuerdo a los certificados de cargue de la información de proyectos al SUI correspondientes al año 2009, se puede constatar el cargue de la información referente a la ejecución de los proyectos de la EEB para cada trimestre del año:

Tabla 4-2 Ejecución, Proyectos de expansión y mejora de la Infraestructura Trim. I - 2009

Código	Nombre	Descripción	Cobertura	Año	Período	Tipo	Recursos propios
3.4.1	Cambio de interruptores HLR La Guaca	Cambio de interruptores de pequeño volumen de aceite HLR 245 por interruptores por una tecnología más pequeña y funcional como son los interruptores en SF6	Reposición	2009	1	Trim.	0
3.4.11	Distancias de seguridad	Mejoramiento de distancias de seguridad en infraestructura de líneas de transmisión de la Empresa en la Zona Centro	Reposición	2009	1	Trim.	40.630.070
3.4.14	Vulnerabilidad sísmica de subestaciones	Diagnóstico del riesgo sísmico en edificios de subestaciones de propiedad de la EEB en el área de influencia eléctrica de Bogotá	Reposición	2009	1	Trim.	0
3.4.8	Ampliar las señales del CCT	Alambrar nuevas señales en las S/E e implementar en la BD del CCT	Expansión	2009	1	Trim.	5.999.000
3.4.9	Modernización de las protecciones	Modernización de las protecciones	Reposición	2009	1	Trim.	0
3.6.4	Actualizar el sistema de información de transmisión	Implementación de un sistema de información para la Gerencia de Transmisión	Expansión	2009	1	Trim.	38.074.970

Fuente: Soportes de cargue al SUI, Gerencia de Planeación y nuevos negocios

La información correspondiente a la ejecución de los proyectos del primer trimestre de 2009 fue cargada el día 07 de mayo de 2009. En total, dicha ejecución asciende a \$84,07 millones.

En la siguiente tabla se presenta la información cargada el 29 de enero de 2009 referente a las proyecciones en expansión y reposición para los años 2009 a 2012 en los proyectos con código I2T e I6T:

Tabla 4-3 Proyección, Proyectos de expansión y mejora de la Infraestructura Trim. I - 2009

Código	Nombre	Descripción	Cobertura	Recursos 2009	Recursos 2010	Recursos 2011	Recursos 2012
I2T	Diagnóstico de subestaciones encapsuladas (Guavio)	Realizar un diagnóstico a la subestación encapsulada de Guavio 230 kV para determinar su estado y las acciones preventivas a tomar para garantizar confiabilidad en su operación	Reposición	1.100.000.000	250.000.000		
I6T	Reconfigurar el Sistema de Comunicaciones del CCT	Modernizar la infraestructura de comunicaciones de la EEB para dar confiabilidad a la operación del sistema de transmisión de EEB	Expansión	150.000.000	500.000.000	850.000.000	377.502.000

Fuente: Soportes de cargue al SUI, Gerencia de Planeación y nuevos negocios

En los dos proyectos citados se prevé una inversión de \$1.250 millones para el año 2009 y de \$750 millones para el año 2010.

A partir del segundo trimestre del año, los cargues al SUI fueron efectuados mediante la modalidad de cargue masivo:

Tabla 4-4 Proyectos de expansión y mejora de la Infraestructura Trim. II - 2009

ID Proyecto	Fecha Inicio Ejecución	Recursos Propios Pesos	Inversión en Componente Nacional Pesos	Inversión en Componente Importado Pesos	% Ejecución Física	Estado Actual	Observaciones / Beneficios
TRIMESTRE II							
3.4.1	01/06/2008				20.00	En ejecución	
3.4.11	25/04/2008	9.929.237	9.929.237		51.00	En ejecución	
3.4.9	01/08/2008				23.00	En ejecución	
3.4.8	01/01/2007	33.058.814	33.058.814		75.00	En ejecución	
3.4.12	30/05/2008	894.500	894.500		24.00	En ejecución	
3.6.4	01/01/2007	36.000.004	36.000.004		82.00	En ejecución	
3.4.14	01/08/2008	3.132.000	3.132.000		70.00	En ejecución	
I2T	01/04/2009				30.00	En ejecución	
I6T	01/04/2009					En ejecución	

Fuente: Soportes de cargue al SUI, Gerencia de Planeación y nuevos negocios

Tabla 4-5 Proyectos de expansión y mejora de la Infraestructura Trim. III - 2009

ID Proyecto	Fecha Inicio Ejecución	Recursos Propios Pesos	Inversión en Componente Nacional Pesos	Inversión en Componente Importado Pesos	% Ejecución Física	Estado Actual	Observaciones / Beneficios
TRIMESTRE III							
3.4.1	01/06/2008				50.00	En ejecución	
3.4.11	25/04/2008	27.493.840	27.493.840		68.00	En ejecución	
3.4.9	01/08/2008				34.00	En ejecución	
3.4.8	01/01/2007	32.434.135	32.434.135		82.00	En ejecución	
3.4.12	30/05/2008	31.210.192	31.210.192		25.00	En ejecución	
3.6.4	01/01/2007	24.600.000	24.600.000		100.00	Ejecutado	(A)
3.4.14	01/08/2008	390.000.001	390.000.001		100.00	Ejecutado	(B)
I2T	01/04/2009	46.885.412	46.885.412		30.00	En ejecución	
I6T	01/04/2009				28.00	En ejecución	

(A) Beneficio: Desarrollo, integración y seguridad de la información y de los sistemas de información en el área

(B) Beneficio: Detección de las obras necesarias para reforzar las estructuras de edificios de operación

Fuente: Soportes de cargue al SUI, Gerencia de Planeación y nuevos negocios

Tabla 4-6 Proyectos de expansión y mejora de la Infraestructura Trim. IV - 2009

ID Proyecto	Fecha Inicio Ejecución	Recursos Propios Pesos	Inversión en Componente Nacional Pesos	Inversión en Componente Importado Pesos	% Ejecución Física	Estado Actual	Observaciones / Beneficios
TRIMESTRE IV							
3.4.1	01/06/2008	2.365.275	2.365.275		74.00	En ejecución	
3.4.11	25/04/2008	23.940.551	23.940.551		100.00	Ejecutado	(C)
3.4.9	01/08/2008	7.105.237	7.105.237		52.00	En ejecución	
3.4.8	01/01/2007	129.598.873	129.598.873		90.00	En ejecución	
3.4.12	30/05/2008				64.00	En ejecución	
I2T	01/04/2009	858.004.265		858.004.265	30.00	En ejecución	
I6T	01/04/2009				35.00	En ejecución	

(C) Observación: Se redujo la exposición a fallas en la infraestructura mejorando así la confiabilidad del suministro del servicio

Fuente: Soportes de cargue al SUI, Gerencia de Planeación y nuevos negocios

Durante el tercer trimestre del año se culminó la ejecución de los proyectos encaminados a la Actualización del sistema de información de Transmisión y al diagnóstico de la Vulnerabilidad sísmica de las subestaciones de propiedad de EEB. En el cuarto trimestre se dio por terminado el proyecto encaminado a la mejora de las Distancias de seguridad en la infraestructura de las líneas de transmisión en la Zona Centro de la Empresa.

De la información anterior se evidencia el interés de la EEB en mejorar los sistemas de comunicaciones entre el CCT y las distintas partes interesadas (CND, Subestaciones, entre otros).

Opinión:

EEB ha venido cumpliendo con el reporte de la información al SUI referente a los proyectos de inversión en expansión y mejora de la infraestructura, cumpliendo con los objetivos planteados para las distintas inversiones.

3.2.3 Interrupciones del Servicio

Para determinar la cantidad de interrupciones en el servicio de Transmisión prestado por la EEB, esta empresa realiza el cálculo de las salidas forzadas tanto en las líneas de transmisión como en las subestaciones:

Tabla 4-7 Salidas forzadas Líneas de Transmisión (por cada 100 km)					
Mes	No. Eventos Forzados acumulados	Coeficiente LTL	Indicador de Salidas Forzadas L/T's	Meta	Diferencia
Ene-09	24	14,2136	1,69	3	-1,31
Feb-09	27	14,2136	1,90	3	-1,10
Mar-09	32	14,2136	2,25	3	-0,75
Abr-09	28	14,2136	1,97	3	-1,03
May-09	30	14,2136	2,11	3	-0,89
Jun-09	31	14,2136	2,18	3	-0,82
Jul-09	33	14,2136	2,32	3	-0,68
Ago-09	32	14,2136	2,25	3	-0,75
Sep-09	33	14,2136	2,32	3	-0,68
Oct-09	31	14,2136	2,18	3	-0,82
Nov-09	29	14,2136	2,04	3	-0,96
Dic-09	23	14,2136	1,62	3	-1,38

Fuente: Vicepresidencia de Transmisión

Para las salidas forzadas en líneas de transmisión durante el año 2009 se cumplió con el indicador, logrando en el mes de diciembre un valor de 1,62 salidas forzadas, algo más de una salida forzada bajo la meta propuesta. Al finalizar el año 2008 se obtuvo un valor en el índice de 1,70 siendo mejor en 0,8 puntos el resultado obtenido para el mismo mes en el año 2009.

Tabla 4-8 Salidas forzadas Subestaciones

Mes	No. Eventos Forzados acumulados	No. Total de Bahías de Línea	Indicador de Salidas Forzadas S/E's	Meta	Diferencia
Ene-09	61	66	0,92	0,53	0,39
Feb-09	58	66	0,88	0,53	0,35
Mar-09	53	66	0,80	0,53	0,27
Abr-09	45	66	0,68	0,53	0,15
May-09	44	66	0,67	0,53	0,14
Jun-09	44	66	0,67	0,53	0,14
Jul-09	48	66	0,73	0,53	0,20
Ago-09	50	66	0,76	0,53	0,23
Sep-09	47	66	0,71	0,53	0,18
Oct-09	46	66	0,70	0,53	0,17
Nov-09	35	66	0,53	0,53	0,00
Dic-09	28	66	0,42	0,53	-0,11

Fuente: Indicadores PEC

Al finalizar el año 2008 para el índice Salidas forzadas Subestaciones se tuvo un valor en el índice de 0,83. Para diciembre del año 2009 el indicador de Salidas forzadas en las subestaciones, tuvo un valor de 0,42 cumpliéndose la meta fijada en 0,53.

De acuerdo a la regulación vigente, la Empresa cuenta con trece (13) minutos para reportar un evento al CND luego de ocurrido. Durante el año 2009 no se registraron eventos no reportados, ya que el último suceso se presentó en el mes de abril de 2008:

Tabla 4-9 Eventos No reportados a tiempo 2009

Mes	No. Eventos no reportados a tiempo (acumulado)	No. Total de eventos y maniobras último año (acumulado)	Índice
Ene-09	2	70	2,86%
Feb-09	2	80	2,50%
Mar-09	2	74	2,70%
Abr-09	0	75	0,00%
May-09	0	72	0,00%
Jun-09	0	76	0,00%
Jul-09	0	77	0,00%
Ago-09	0	68	0,00%
Sep-09	0	66	0,00%
Oct-09	0	58	0,00%
Nov-09	0	61	0,00%
Dic-09	0	58	0,00%

Fuente: Indicadores PEC

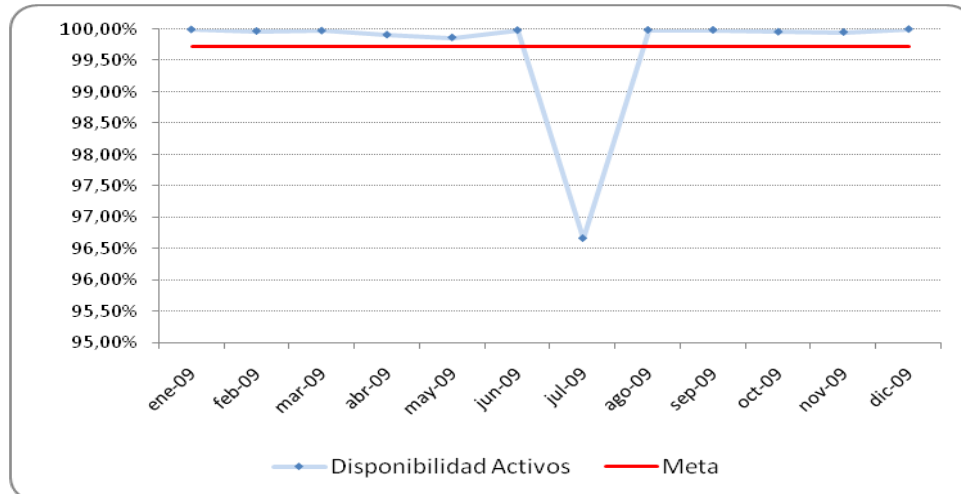
Aunque al iniciar el año 2009 se obtuvo un índice de 2,86% eventos no reportados a tiempo, a partir del mes de abril y hasta el mes de diciembre este índice se mantuvo en cero. En el año 2008, este índice inició en enero con 6,38% y 3 eventos no reportados, y en diciembre culminó el año con 2,99% y 2 eventos no reportados.

Lo anterior demuestra que la mejora de diciembre de 2008 a diciembre de 2009 fue de 2,99 puntos en el indicador, logrando culminar el año 2009 con un acumulado de cero eventos no reportados a tiempo, o en otras palabras, logrando reportar todos los eventos ante el CND antes del tiempo máximo permitido..

El Indicador que define la gestión de la Transmisión de energía eléctrica es el Índice Disponibilidad de Activos (o de Redes) de Transmisión. Este índice evalúa el grado de continuidad en la transmisión de energía eléctrica por la Empresa:

Tabla 4-10 Índice de Disponibilidad de Activos			
Mes	Disponibilidad Activos	Meta EEB	Diferencia
Ene-09	99,9946%	99,7300%	-0,2646%
Feb-09	99,9700%	99,7300%	-0,2400%
Mar-09	99,9760%	99,7300%	-0,2460%
Abr-09	99,9117%	99,7300%	-0,1817%
May-09	99,8678%	99,7300%	-0,1378%
Jun-09	99,9838%	99,7300%	-0,2538%
Jul-09	96,6636%	99,7300%	3,0664%
Ago-09	99,9870%	99,7300%	-0,2570%
Sep-09	99,9870%	99,7300%	-0,2570%
Oct-09	99,9578%	99,7300%	-0,2278%
Nov-09	99,9529%	99,7300%	-0,2229%
Dic-09	99,9999%	99,7300%	-0,2699%
Promedio	99,6877%	99,7300%	0,1365%

Fuente: Vicepresidencia de Transmisión



Fuente: Vicepresidencia de Transmisión

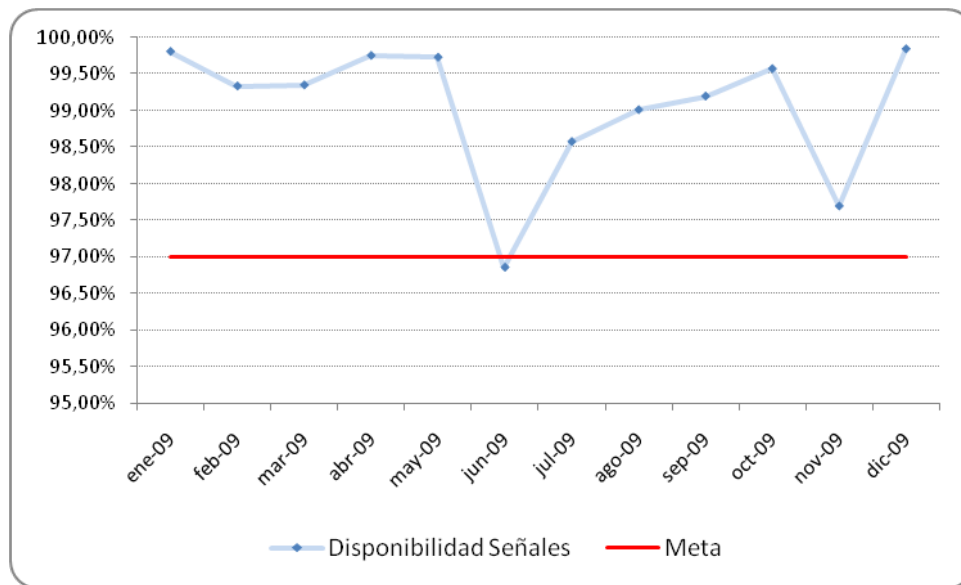
Figura 4-3 Comportamiento del Índice de Disponibilidad de Activos

Se observa que en el mes de julio se suscitó un resultado en el índice del 3% por debajo de la meta presentado principalmente por fallas en el reactor de barras de la Subestación Mocoa. Comparado con el año anterior, en promedio se obtuvo una mejora en el indicador de 0,29% (de 99,40% en el año 2008 a 99,69% en el año 2009).

La empresa ejerce además el control sobre la Disponibilidad de Señales (Red de Comunicación) entre el CCT y el CND, que de acuerdo al Código de Redes debe ser semanalmente mayor al 97%:

Tabla 4-11 Índice de Disponibilidad de Señales EEB			
Mes	Disponibilidad Señales	Meta EEB	Diferencia
Ene-09	99,81%	97,00%	-2,81%
Feb-09	99,34%	97,00%	-2,34%
Mar-09	99,35%	97,00%	-2,35%
Abr-09	99,75%	97,00%	-2,75%
May-09	99,73%	97,00%	-2,73%
Jun-09	96,86%	97,00%	0,14%
Jul-09	98,58%	97,00%	-1,58%
Ago-09	99,01%	97,00%	-2,01%
Sep-09	99,20%	97,00%	-2,20%
Oct-09	99,57%	97,00%	-2,57%
Nov-09	99,69%	97,00%	-0,69%
Dic-09	99,84%	97,00%	-2,84%
Promedio	99,06%	97,00%	-2,07%

Fuente: Vicepresidencia de Transmisión



Fuente: Vicepresidencia de Transmisión

Figura 4-4 Comportamiento del Índice de Disponibilidad de Señales

En el mes de junio se pudo observar un índice de 0,14% bajo la meta establecida, debido a fallas en los equipos de cómputo del Centro de Control, evento que suscitó la disminución en la adquisición de datos. Esta anomalía fue corregida en los meses siguientes. En promedio durante el año 2009 se obtuvo un índice del 99,06% de disponibilidad de señales, el cual se encuentra sobre la meta establecida en un 2,06%. En comparación con el año 2008, el índice obtenido en el año 2009 estuvo 0,45 puntos por encima del valor obtenido en dicho año (98,61%).

Opinión:

El indicador promedio de Disponibilidad de Activos cumplió durante el año 2009 con la meta definida por la empresa, demostrando una buena gestión de la EEB en los aspectos referentes a las interrupciones del servicio e intrínsecamente con la calidad del servicio ofrecida por la compañía.

3.2.4 Calidad de la Potencia

La resolución CREG 084 de 2002 en el numeral 6.2.1 establece los estándares de calidad de la potencia suministrada por un Operador de Red (OR), para Sistemas de Transmisión Regional (STR's) y para Sistemas de Distribución Local (SDL's). **La EEB realiza la transmisión sobre el Sistema de Transmisión Nacional (STN), con lo cual este aspecto no aplica para sus procesos.** Sin embargo, la Empresa cuenta con 285 MVAR instalados en bancos de compensación capacitiva y con 75 MVAR en bancos de compensación inductiva, los cuales ha implementado por adjudicación de convocatorias de la UPME como necesidad general del STN, mejorando de esta forma la calidad en la transmisión de energía eléctrica en el sistema.

3.2.5 Pago de Compensaciones

Durante el año 2009 se presentaron los siguientes valores por compensaciones, generadas por incumplimientos en la disponibilidad del servicio:

Tabla 4-12 Compensaciones mensuales 2009				
Mes	Ingresos por Disponibilidad	Valor Compensado	% Compensado	Meta
ene-09	6.962.911.813	56.544	0,000812%	1%
feb-09	7.139.176.418	60.736	0,000851%	1%
mar-09	7.160.395.938	60.736	0,000848%	1%
abr-09	7.048.075.259	54.229	0,000769%	1%
may-09	6.973.129.986	51.845	0,000743%	1%
jun-09	6.907.632.534	51.028	0,000739%	1%
jul-09	6.860.699.720	48.549	0,000708%	1%
ago-09	6.768.627.103	87.166	0,001288%	1%
sep-09	6.673.751.082	215.482	0,003229%	1%
oct-09	6.664.187.062	206.823	0,003103%	1%
nov-09	6.781.436.602	107.995	0,001593%	1%
dic-09	6.866.141.921	0	0,000000%	1%
Total	82.806.165.438	1.001.133	0,001224%	1%

Fuente: Informe de Beneficios LAC por usos del SIN

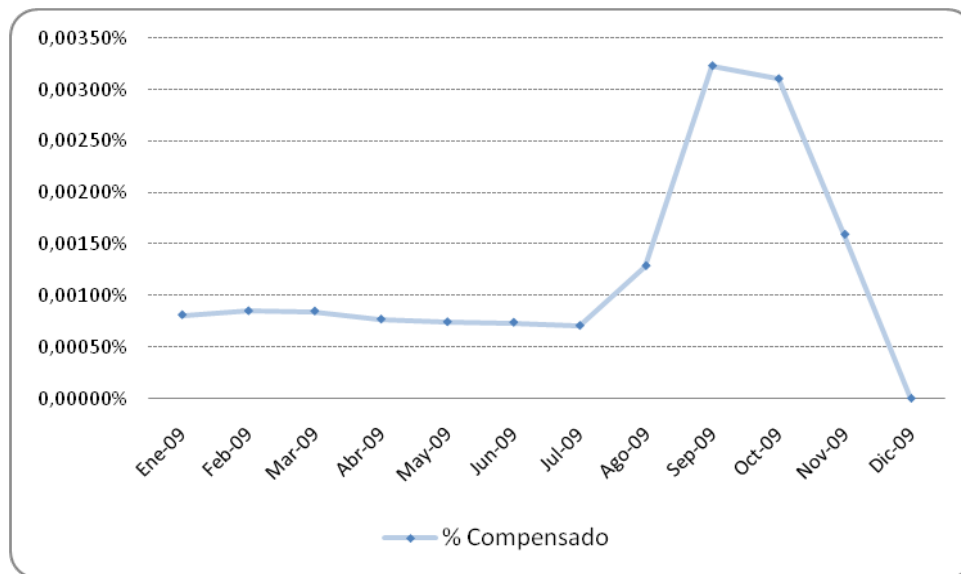


Figura 4-5 Comportamiento de las Compensaciones 2009

La meta establecida por la Empresa para el Índice de Compensación por Indisponibilidad (porcentaje compensado) es del 1%. De acuerdo al porcentaje compensado respecto a los beneficios liquidados por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) por concepto de disponibilidad de los activos (líneas de transmisión y subestaciones), las compensaciones son mínimas, y en promedio son del orden del 0,001%, mostrando un cumplimiento óptimo frente a la meta.

En los meses de agosto a noviembre se presentó un incremento notorio en el valor compensado, alcanzando su valor máximo en septiembre. Este comportamiento fue debido a la salida del banco de condensadores de la Subestación Noroeste de 75 MVar4 por daño presentado en la bobina de choque, presentado en el mes de octubre de 2008 y que se extendió hasta el mes de noviembre de 2008. De acuerdo a la función estadística empleada por el sistema de liquidación, en el mes de diciembre de 2009 el evento presentado termina de compensar y el valor compensado es cero al no haberse presentado otros eventos durante el año 2009.

Durante el año 2009 se compensaron \$ 1,0 millones, que representan una reducción del 56,7% en comparación con el valor compensado durante el año 2008, el cual fue de \$ 2,3 millones.

Opinión:

El resultado del mes de diciembre de 2009 permite observar que la gestión de la empresa frente al tema de Disponibilidad ha sido efectiva, resaltando que durante el año 2009 no se presentaron eventos que generaran compensaciones.

3.3 Gestión Comercial



3.3 Gestión Comercial

3.3.1 Nivel de Pérdidas

De acuerdo a la Resolución CREG 039 de 1999, las pérdidas de energía se calculan como la diferencia entre las sumatorias de las energías importadas y exportadas medidas en las fronteras comerciales del STN (en MWh). Tales pérdidas serán asumidas por los comercializadores en proporción a sus demandas. Además, las pérdidas en las subestaciones (de 230 a 500 kV) hacen parte de las pérdidas del STN e incluyen los consumos de los servicios auxiliares. **Por tanto, el nivel de pérdidas no aplica para la Transmisión de Energía Eléctrica.**

3.3.2 Exposición a Bolsa

Este aspecto no aplica para Transmisión de Energía Eléctrica.

3.3.3 Porcentaje de Energía Vendida en Bolsa

Este aspecto no aplica para Transmisión de Energía Eléctrica.

3.3.4 Recaudo y Cartera

La cartera en la EEB está discriminada de manera general en dos grupos: por los conceptos que se generan de la transmisión en el STN y por otros conceptos:

Tabla 5-1 Cartera por edades a diciembre de 2009

CONCEPTO	Vigente	Vencida: 1 a 30 días	Vencida: 31 a 90 días	Vencida: 91 a 180 días	Vencida: 181 a 360 días	Vencida: más de 361 días	TOTAL
STN							
En Bolsa	0	0	0	0	0	727.010,9	727.010,9
Uso Red Nacional	0	15.296,5	0	1.004,6	1.336,9	869.054,7	16.167.906,9
Por Administración Centros de Control y Despacho	0	0	0	0	0	6.078,7	6.078,7
Otros Deudores							
Arrendamientos	2.178,3	58.480,1	2.844,7	156,8	248,1	149.670,6	213.578,5
Honorarios y Comisiones Vinculados Económicos	0	196.391,7	0	0	0	0	196.391,7
Vivienda Retirados	492.894,3	924,7	905,0	720,0	1.440,0	417.530,2	914.414,1
Venta de Inmuebles y Predios	312.779,0	931,1	1.005,2	1.680,2	4.325,7	91.921,2	412.642,4
Particulares	39.879,1	0	0	0	0	0	39.879,1
Oficiales	20.993,2	0	0	0	0	0	20.993,2
Costas Judiciales	17.033,9	0	0	0	0	0	17.033,9
Servicios vinculados económicos	486.984,9	0	642,5	0	0	3.007,8	490.635,2
Servicios Públicos Reducción Isagén	0	0	0	0	0	433.370,2	433.370,2
Deudas de difícil cobro, Anticipos a contratistas	0	0	0	0	0	326.338,5	326.338,5
Compartibilidad Pensional	10.466.138,5	0	0	0	0	7.972.937,3	18.439.075,8
TOTALES	11.838.881,7	15.728.887,0	258.109,8	293.667,7	434.707,2	24.929.543,8	53.483.796,8
Porcentaje Ajuste Provision	0	0	0	33%	66%	100%	
Valor a Provisionar	0	0	0	96.910,3	286.906,7	24.929.543,8	25.313.360,9
Valores en miles							
Fuente: Gerencia de Tesorería							

La cartera por concepto del STN asciende a \$16,9 mil millones, correspondiendo un 95,7% de este valor al uso de la red nacional. Para el caso de Otros Deudores equivale a \$36,6 mil millones, siendo sus conceptos más representativos la compartibilidad pensional (50,4%) y las cuotas partes pensionales (41,2%). Respecto al valor total de la cartera, el valor correspondiente a la cartera por uso de la red nacional equivale a un 30,2%.

El detalle de la cartera del STN puede ser apreciada en el siguiente Tabla:

Tabla 5-2 Cartera por edades del STN a diciembre de 2009							
NOMBRE	Vigente	Vencida: 1 a 30 días	Vencida: 31 a 90 días	Vencida: 91 a 180 días	Vencida: 181 a 360 días	Vencida: más de 361 días	TOTAL
Electrochocó	0	0	0	0	0	195.687,2	195.687,2
Electrotolima	0	0	0	0	0	79.537,4	79.537,4
Termocartagena	0	0	0	0	0	189.750,9	189.750,9
XM	0	15.296.510,7	0	1.004,6	1.336,9	1.137.168,9	16.436.021,1
TOTALES	0	15.296.510,7	0	1.004,6	1.336,9	1.602.144,4	16.900.996,7
Porcentaje ajuste provisión	0	0	0	33%	66%	100%	
Valor a Provisionar	0	0	0	331,5	882,3	1.602.144,4	1.603.358,3

Valores en miles
Fuente: Gerencia de Tesorería

Se puede observar que XM es la entidad que aparece con un monto mayor. Esto se debe a que XM mediante el LAC administra las deudas por Transmisión en el STN y por tanto las cuentas están registradas a nombre de XM.

De acuerdo a las políticas de cartera, la cartera vencida se provisiona a partir del día 91 en un 33%, a partir del día 181 en un 66% y posterior al día 361 se provisiona totalmente. En el año se provisionaron \$25,3 mil millones de la cartera vencida.

Al analizar la distribución de la cartera por edades a diciembre de 2009 se encuentra el siguiente comportamiento:

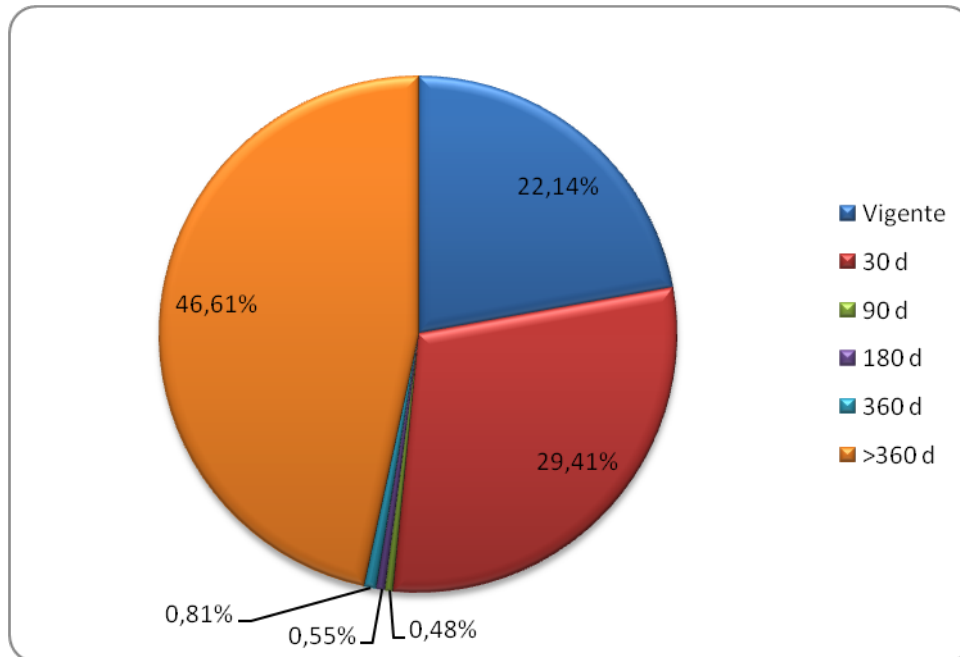


Figura 5-1 Cartera por edades a diciembre de 2009

La cartera vigente representa un 22,14% y la cartera mayor a 360 días representa el 46,61% del total de la cartera de la Empresa. Para esta última, se presenta una provisión del 100%. La cartera de 1 a 30 días representa el 29,41% sobre el total.

Opinión:

La gestión de las cuentas de difícil cobro las maneja el Liquidador y Administrador de Cuentas como representante del Transmisor. Por tanto, la mayor parte de los deudores no se observan en los informes de deuda de la empresa, debido a que estas cuentas se encuentran registradas a XM.

3.3.5 Restricciones

Este aspecto no aplica para Transmisión de Energía Eléctrica.

3.3.6 Subsidios y Contribuciones

De acuerdo a los Informes de beneficios mensuales generados por el LAC, la EEB realiza contribuciones al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER) y al Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE), cumpliendo en su orden con los Decretos 1122 y 1123 de 2008 (reglamentarios de las Leyes 788 de 2002 y 1117 de 2006). Por ser Transmisor de Energía Eléctrica, la EEB no emplea el esquema de subsidios en sus gestiones comerciales.

Tabla 5-3 Contribuciones mensuales 2009			
Mes	Contribución FAER	Contribución PRONE	Contribución Total
ene-09	443.779.007	487.926.373	931.705.380
feb-09	412.638.470	297.323.276	709.961.746
mar-09	455.032.092	328.926.000	783.958.092
abr-09	433.403.809	316.116.220	749.520.029
may-09	457.975.709	334.384.892	792.360.601
jun-09	435.952.056	315.421.888	751.373.944
jul-09	455.261.910	327.686.204	782.948.114
ago-09	467.515.859	339.101.863	806.617.722
sep-09	481.168.944	338.424.592	819.593.536
oct-09	466.829.634	307.797.588	774.627.222
nov-09	450.127.744	303.413.858	753.541.602
dic-09	461.016.493	303.683.795	764.700.288
Total	5.420.701.727	4.000.206.549	9.420.908.276

Fuente: Informe de Beneficios LAC por usos del SIN

Durante el año 2009 se contribuyeron \$5.420,7 millones para el FAER y \$4.000,2 millones para el PRONE, para un total contribuido de \$9.420,9 millones. Es resaltar que estos montos no representan un movimiento de caja para la EEB debido a que aunque en el informe de beneficios sea relacionado el monto contribuido por cada concepto, en la factura de XM se realiza el cobro de estos conceptos.

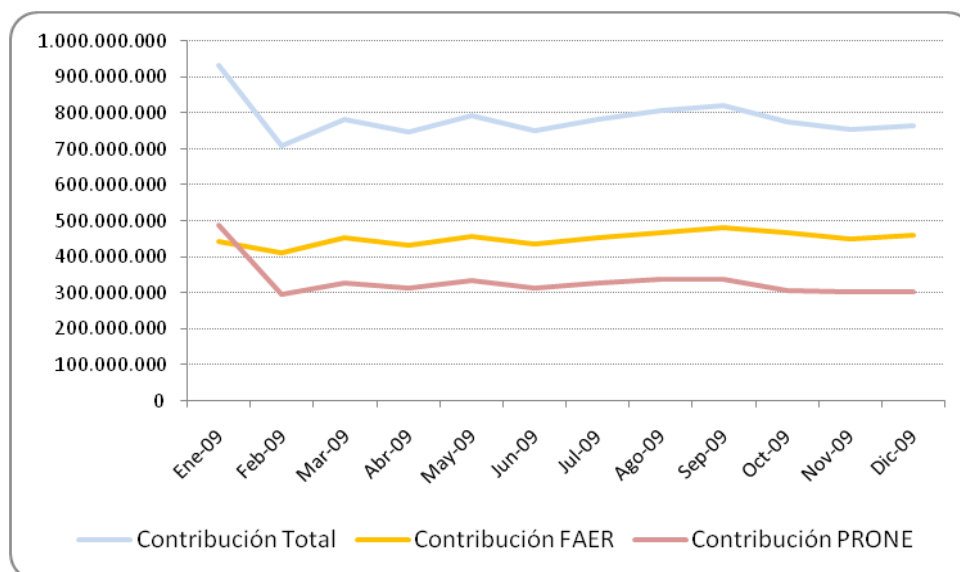


Figura 5-2 Comportamiento de las contribuciones 2009

En el comportamiento observado durante el año 2009, el valor del PRONE presenta un pico máximo en el mes de enero. Este suceso fue debido al inicio del cobro de los valores de la contribución en febrero de 2008 luego de la reglamentación del Decreto 1123 de 2008, lo cual hizo que se generara un valor acumulado que fue cobrado durante doce meses desde el mes de febrero de 2008 hasta el mes de enero de 2009. Ya en el mes de febrero de 2009 se estabilizó el cobro de acuerdo al valor propio causado para cada mes.

Opinión:

La EEB ha venido cumpliendo con el esquema de contribuciones propuesto por las Leyes 788 de 2002 y 1117 de 2006 referentes al FAER y al PRONE respectivamente.

3.3.7 Facturación

La Transmisión de Energía Eléctrica es un negocio altamente regulado. El proceso de facturación y recaudo se realiza por intermedio del Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), función ejercida por la

empresa XM (Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.), el cual genera un Informe de Beneficios mensual cuyo concepto está asociado a la disponibilidad de la infraestructura en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Tabla 5-4 Ingresos por Transmisión [Millones de pesos]	
Mes	Ingresos
ene-09	6.962,9
feb-09	7.139,1
mar-09	7.160,3
abr-09	7.048,0
may-09	6.973,1
jun-09	6.907,6
jul-09	6.860,7
ago-09	6.768,5
sep-09	6.673,5
oct-09	6.664,0
nov-09	6.781,3
dic-09	6.866,1
Total	82.805,2

Fuente: Informe de Beneficios LAC por usos del SIN

Los ingresos brutos del negocio de transmisión de energía consisten en los montos liquidados por la disponibilidad de las líneas de transmisión y de las subestaciones de la empresa, restando las compensaciones generadas por eventos de indisponibilidad, y restando las contribuciones al FAER y al PRONE. Durante el año, estos ingresos equivalieron a \$82.805 millones. En el año 2008 los ingresos de la EEB por el servicio de Transmisión de energía fueron \$80.244 millones, lo que representó un aumento del 3% en este concepto para el año 2009.

Opinión:

La EEB maneja un esquema de facturación altamente regulado, donde su único cliente es el LAC, el cual se encarga del proceso de facturación y recaudo.

3.3.8 Tiempo de Atención en Oficinas.

La EEB no realiza una medición directa del tiempo de atención en oficinas de sus clientes debido a que por la naturaleza del negocio de Transmisión de energía eléctrica no atiende usuarios finales.

3.3.9 Nivel de Satisfacción del Usuario

La EEB no realiza una medición directa de la satisfacción de sus clientes debido a que por la naturaleza del negocio de Transmisión de energía eléctrica no atiende usuarios finales. A nivel de gestión, la Empresa realiza el seguimiento al indicador de Disponibilidad de Redes (analizado en el aspecto Interrupciones del servicio), desde el cual se sirve de manera análoga para evaluar el nivel de satisfacción del usuario.

Para determinar comparativamente el nivel de satisfacción del usuario, EEB realiza el seguimiento a los indicadores que miden el grado de satisfacción de los clientes residenciales en Bogotá a través de los servicios de energía eléctrica y gas natural prestados por dos de sus participadas: Codensa S.A. E.S.P. y Gas Natural S.A. E.S.P., respectivamente.

Durante el año 2009 se realizaron 6.000 encuestas en seis ciclos para cada empresa participada, cuyas preguntas se encontraban divididas en cinco módulos:

Tabla 5-5 Ciclos de encuestas por empresa						
Año 2009	Ciclo 1	Ciclo 2	Ciclo 3	Ciclo 4	Ciclo 5	Ciclo 6
Ciclos de encuestas ejecutados	Enero - Febrero	Marzo - Abril	Mayo - Junio	Julio - Agosto	Septiembre - Octubre	Noviembre - Diciembre
No. de Encuestas	500	500	500	500	500	500
Total	6.000					
Estimadas con el indicador Top Two correspondiente a las 2 más altas calificaciones (Bueno y Excelente)						
Empresa encuestadora: IPSOS-Napoleón Franco.						
Fuente: Vicepresidencia Portafolio Accionario y Planeación Corporativa						

Tabla 5-6 Módulos de la encuesta

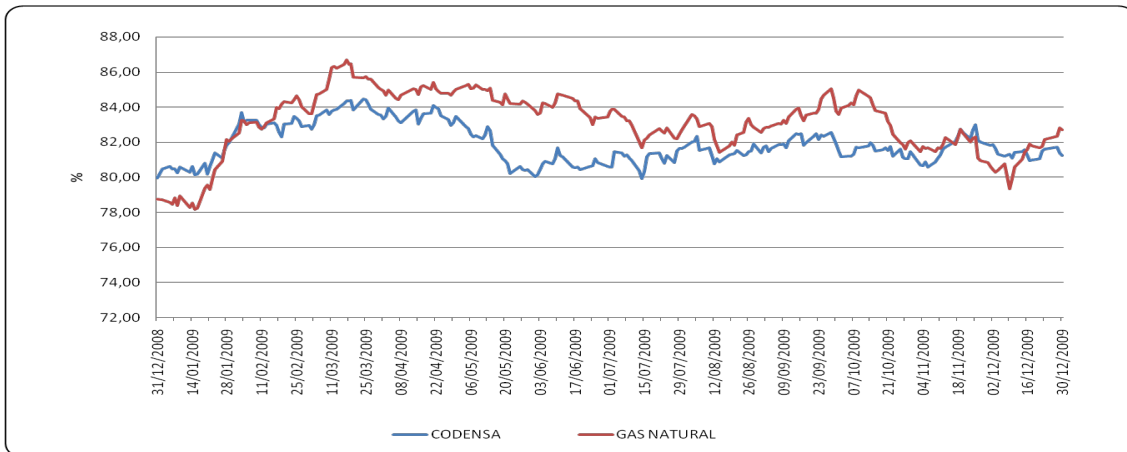
Indicador	Energía Eléctrica	Gas Natural
Suministro	Continuidad del servicio, agilidad en el restablecimiento del servicio y calidad de la energía.	Continuidad del servicio, agilidad en el restablecimiento del servicio y calidad de Gas Natural.
Información	Interrupciones programadas, formas de ahorro de energía, riesgos y peligros en el uso de la energía, derechos y deberes de los usuarios.	Interrupciones programadas, formas de ahorro de gas natural, riesgos y peligros en el uso del gas natural y deberes y derechos de los usuarios.
Factura	Calidad de información, cantidad de la disponibilidad, información de medios de pago y plazos de pago.	
Atención al cliente	Medios de contacto, agilidad en la atención, conocimiento del personal, calidad de la atención y tiempo de solución.	
Imagen	Calificación Vs. Otras EPS, imagen, apoyo desarrollo a la comunidad, honestidad y transparencia de la gestión.	

Fuente: Vicepresidencia Portafolio Accionario y Planeación Corporativa

Los resultados fueron recibidos por EEB en el mes de febrero de 2010, y entre sus puntos más resaltables pueden citarse los siguientes:

- La percepción que se tiene en la ciudad por la prestación de los servicios de energía eléctrica y gas natural continuó evaluándose como buena, con indicadores por encima del 80%.
- Para el 2009 y en comparación con el año anterior se registró una mejora en la percepción de prestación de los dos servicios.
- Durante la mayor parte del periodo analizado la percepción de calidad del servicio de Gas Natural estuvo por encima de la observada en Codensa.
- En el 2009 el Indicador para Gas Natural registró una mejora mayor que el de Codensa, sin embargo los indicadores registran un nivel bueno.

El Indicador General de Calidad del Servicio está dado como la sumatoria de los Indicadores de Suministro, Información, Factura, Atención al cliente, Imagen. En promedio, este indicador general de calidad del servicio para ambas empresas se mantuvo alrededor del 82%. El indicador para Gas Natural se mantuvo sobre el de Energía Eléctrica, notándose el efecto contrario solamente en los meses de enero y diciembre.

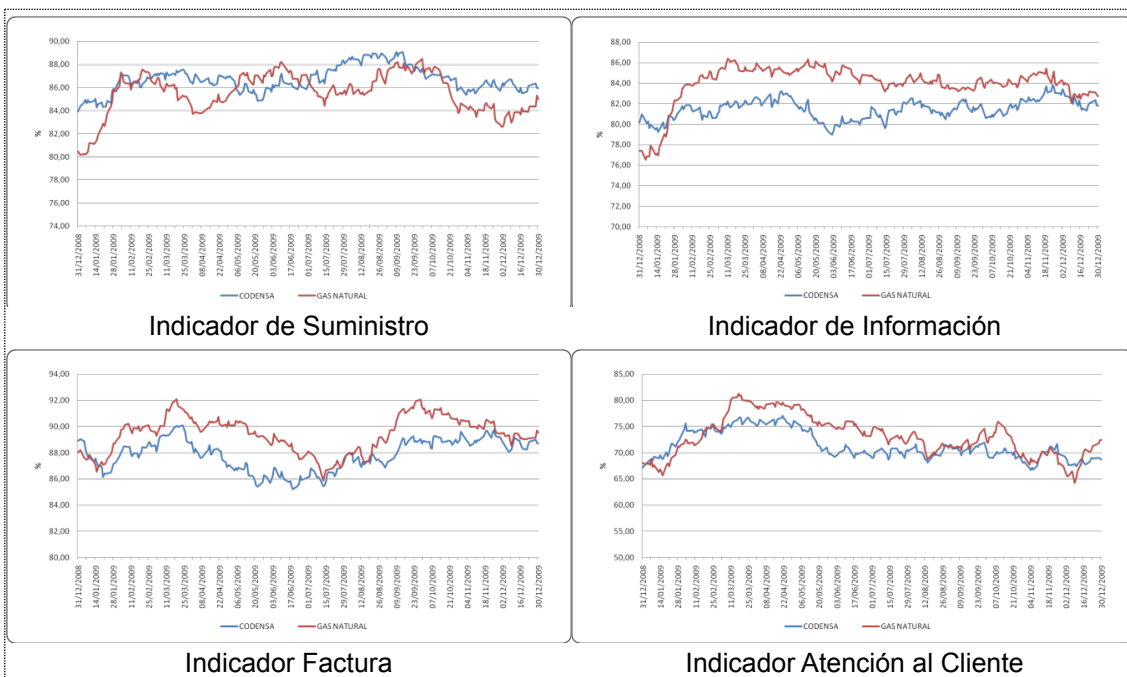


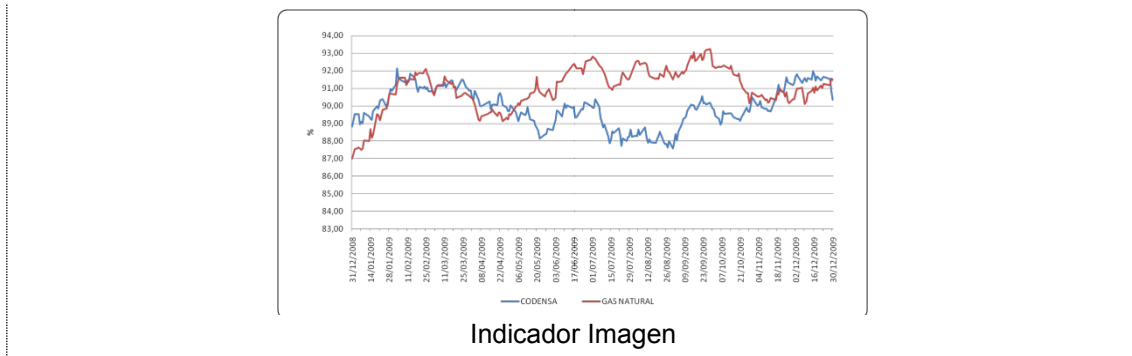
Indicador General de Calidad del Servicio

Fuente: Vicepresidencia Portafolio Accionario y Planeación Corporativa

Figura 5-3 Comportamiento Grado de satisfacción de los clientes residenciales en Bogotá

Los componentes particulares del Indicador General de Calidad del Servicio se presentan en las siguientes imágenes:





Fuente: Vicepresidencia Portafolio Accionario y Planeación Corporativa

Figura 5-4 Comportamiento Indicadores Suministro, Información, Factura, Atención, Imagen

Para los indicadores particulares pueden referirse los siguientes resultados:

- Suministro: para ambos servicios se registran niveles superiores al 84%.
- Información: se alcanzó el nivel de satisfacción superior al 82% en ambos servicios.
- Factura: el nivel de percepción sobre la factura supera en ambas empresas el 85%.
- Atención al cliente: en ambos servicios se registran niveles alrededor del 72%.
- Imagen: la percepción de los clientes sobre la imagen de las empresas supera el 90%.

El indicador Atención al Cliente es el de más baja calificación registrada por los clientes de ambas empresas. De acuerdo a lo informado, las acciones adelantadas por las empresas se orientaron de la siguiente forma durante el año 2009:

- Gas Natural S.A. E.S.P.: implantación de un nuevo modelo de atención y resolución de reclamos; mejora en la atención del *call center*.
- Codensa S.A. E.S.P.: lanzamiento del programa Radar (permite obtener información del estado de atención en los centros de servicio); incremento de la capacidad de atención en las redes CADES; esfuerzo en potencializar las autoconsultas por parte de los clientes.

Las conclusiones presentadas a EEB al finalizar el estudio fueron las siguientes:

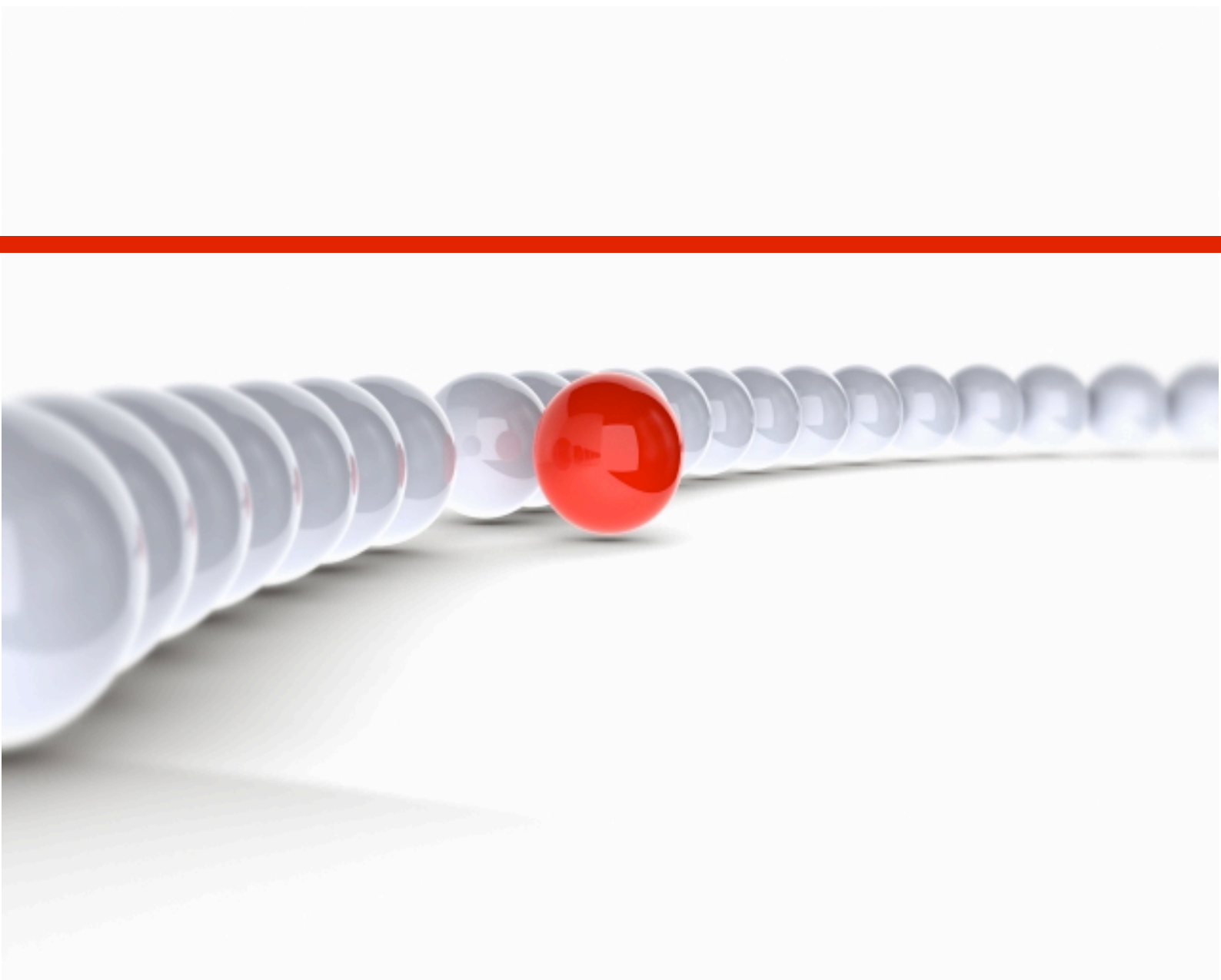
- Los clientes residenciales continúan teniendo una buena percepción de la calidad de los servicios de energía eléctrica y gas natural prestados en Bogotá por Codensa S.A. E.S.P. y Gas Natural S.A. E.S.P.
- Las empresas continuaron aplicando acciones para el mejoramiento de la calidad lo cual se reflejó en los indicadores.
- Durante el 2009, en general se dio una mejoría de los indicadores de calidad de servicio.
- A pesar de las acciones que se adelantaron durante el 2009 por las empresas, el Indicador de atención al cliente sigue registrando una menor calificación.
- Los clientes perciben una mejoría en la información que reciben de las empresas, e igualmente la factura muestra una buena calificación en la encuesta.

Opinión:

EEB realiza el seguimiento al Nivel de Satisfacción del usuario final de Bogotá para los servicios de Gas Natural y Energía Eléctrica mediante dos empresas participadas, una para cada sector.

3.4 Aspectos Externos

3.4 Aspectos Externos



3.4 Aspectos Externos

3.4.1 Naturales

La EEB cuenta con un Plan de Emergencias para cada una de sus tres (3) sedes: Calle 73, Calle 61, Calle 26. El objetivo general de cada plan se sustenta en *“Establecer y generar destrezas, condiciones y procedimientos que les permita a los ocupantes y usuarios de las instalaciones de la EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTÁ (...) prevenir y protegerse en casos de desastres o amenazas colectivas que puedan poner en peligro su integridad, previniendo así pérdidas humanas y económicas en propiedad de la empresa”*. El alcance de estos planes se extiende a todo tipo de ocupante en cada edificación (empleados, contratistas, proveedores, visitantes regulares y esporádicos, clientes, cuerpos de emergencia) que al momento de presentarse una emergencia se encuentren dentro de las instalaciones.

Dentro de los procedimientos incluidos en cada Plan de emergencias se encuentran definidos los siguientes:

- Procedimiento en caso de accidente por contacto eléctrico.
- Procedimiento en caso de incendio.
- Procedimiento en caso de atentado terrorista.
- Procedimiento en caso de sismo.
- Procedimiento en caso de inundación.
- Procedimiento en caso de emergencia médica.
- Procedimiento para evacuación.

Los distintos Planes de Emergencia fueron implementados durante el año 2008. De acuerdo a cada Plan, anualmente se incluye un cronograma de actividades para mantener vigente al plan de emergencia, el cual debe contener las siguientes actividades:

- Ejecución de simulacros parciales y totales.
- Inspección y prueba de equipos y elementos para el control de emergencias.
- Inspección de rutas de evacuación y salidas.
- Reuniones con la brigada.

De acuerdo a indagaciones realizadas al área de mantenimiento, durante el año 2009 se han realizado simulacros que han sido asesorados por el DPAE (Dirección de Prevención y Atención de Emergencias de la Secretaría de Gobierno), los cuales han permitido evaluar la capacidad de reacción de la empresa ante eventualidades.

3.4.2 Precios de Combustibles

Los precios de los combustibles no afectan notoriamente la gestión operativa de la EEB, ya que no se cuenta con procesos que demanden grandes cantidades de combustibles. Por tanto este aspecto no aplica en la gestión de la Empresa.

3.4.3 Regulatorios

En este numeral se relacionan Resoluciones, Documentos, Decretos y Acuerdos emitidos por los entes Regulares, de Control y Vigilancia emitidos durante el año 2009 que a juicio de esta Auditoría tienen una relación directa con la gestión de la EEB:

CREG - Comisión de Regulación de Energía y GAS

Resolución 006 (30/01/2009). Por la cual se expiden normas para el manejo de información orientadas a promover y preservar la libre competencia en el Mercado de Energía Mayorista.

Resolución 011 (11/02/2009). Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

3.4.4 Legales

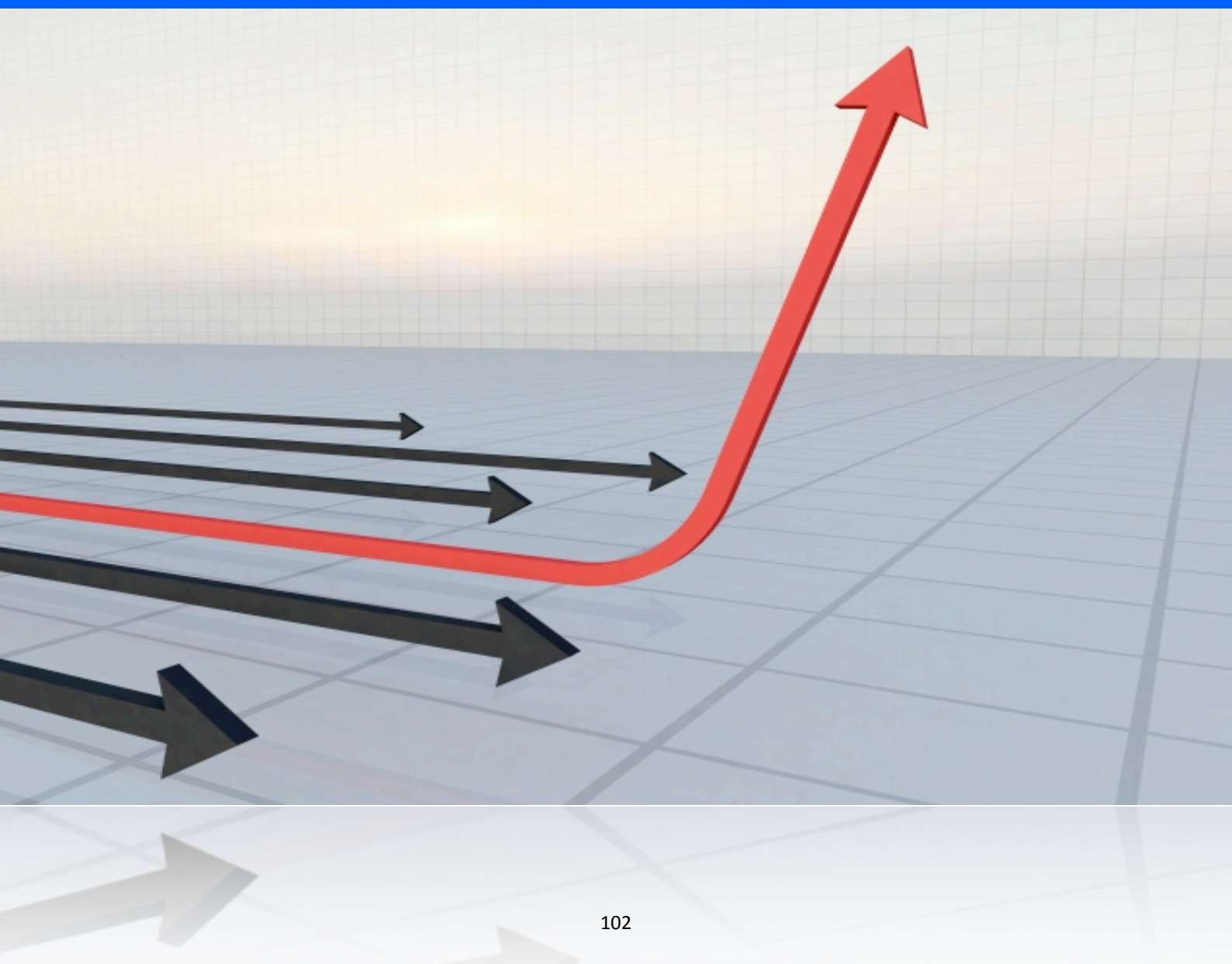
Estos aspectos de índole legal se presentan en este documento dentro de los aspectos organizacionales.

3.4.5 Intervención Por Parte de la SSPD

De acuerdo a la información presente en la página de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, no se reportaron intervenciones ni planes de mejoramiento para la EEB por parte de la SSPD durante el año 2009.

4. Indicadores y Referentes de Evaluación de Gestión

Referentes de Evaluación de Gestión
Indicadores y



4 Indicadores y Referentes de Evaluación de Gestión

La AEGR contempla la verificación y evaluación de los indicadores de gestión aplicables a EEB, con base en los estados financieros al 31 de diciembre de 2009 para la unidad de transmisión de energía y los referentes publicados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Estos indicadores están definidos en la Resolución SSPD 20061300012295 de 2006 y en concordancia con la resolución 072 del 29 de octubre de 2002, expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), donde se establece la metodología, los parámetros y los modelos de carácter obligatorio que permiten evaluar su gestión y resultados.

Para los cálculos de éstos indicadores, la Vicepresidencia Financiera de EEB, separó la información financiera de la Unidad de Negocios de Transmisión, razón por la cual las cifras utilizadas para los indicadores financieros de la actividad de transmisión no coinciden con los datos consolidados reportados por la Empresa en el informe reportado a través del SUI (Sistema Único de Información), para el año 2009.

El anexo contiene el Plan Contable detallado para el servicio de transmisión de energía que soporta los indicadores evaluados, según lo reportado al SUI.

La siguiente tabla presenta el resultado de los indicadores de evaluación de la gestión y sus respectivos referentes establecidos por la SSPD, con base en los códigos y nombres de las cuentas del Plan de Contabilidad que se deben utilizar para el cálculo de los indicadores. Los indicadores técnicos y comerciales no aplican para el negocio de Transmisión de Energía.

CUADRO RESUMEN DE INDICADORES DE GESTION					
Grupo de Transmisión de Engría (T)	Aplica Referente?	Resultados EEB 2008	Referente	Resultados EEB 2009	Cumple Referente? 1 = SI 2 = NO 3 = N/A
Rotación Cuentas por Cobrar (días)	NO	-	N.A	-	-
Rotación Cuentas por Pagar (días)	SI	14	30	9	1
Razón Corriente (Veces)	SI	3.70	2.00	21.40	1
Margen Operacional (%)	SI	67.28%	74.67%	69.82%	2
Cubrimiento de Gastos Financ. (Veces)	SI	1.00	6.00	1.00	3

Fuente: Departamento de Contabilidad EEB, Balance General y P&G Unidad de Transmisión 2009, Información cargada por EEB al SUI

4.1 Rotación Cuentas por Pagar (días)

Este indicador mide la gestión de la Entidad Prestadora en el pago oportuno de los insumos necesarios. El siguiente cuadro presenta las cuentas PUC, las cifras utilizadas y la metodología para determinar este indicador.

ROTACION CUENTAS POR PAGAR		
	2009 PUC	2008 PUC
Cuentas por Pagar Cuentas PUC	2401+2406	
Cuentas por Pagar	\$955	\$1,546
Costo de Ventas Cuentas PUC	6210+6360	
Costo de Ventas	\$38,983	\$40,092
Rotación CxP (Fórmula)	Rotación CxP = (CxP / Costo de Ventas) x 365	
Rotación CxP	9	14
Variación con 2008	▼	-5
Referente	30	30
Diferencia con Referente	-21	-16

Fuente: Departamento de Contabilidad EEB, Balance General y P&G Unidad de Transmisión 2009 (Millones COP)

La rotación de cuentas por pagar refleja una disminución en 5 días en el tiempo promedio que está utilizando EEB para pagar sus deudas con proveedores, pasando de 14 días en el año 2008 a 9 días en el 2009. El resultado para este último año estuvo 21 días por debajo del referente establecido por la SSPD. Esta disminución obedece principalmente a menores depósitos recibidos por parte de KFW y Fondatt para la adecuación del edificio de la Calle 13.

4.2 Razón Corriente (veces)

Indica el cubrimiento que tiene EEB de sus obligaciones de corto plazo. El siguiente cuadro presenta las cuentas PUC, las cifras utilizadas y la metodología para determinar este indicador.

SOLVENCIA: RAZON CORRIENTE		
	2009 PUC	2008 PUC
Activo Corriente Cuentas PUC	11+12+14+15	
Activo Corriente	\$77,407	\$24,939
Pasivo Corriente Cuentas PUC	2 (Porción Corriente)	
Pasivo Corriente	\$3,617	\$6,742
Razón Corriente (Formula)	RC=Activos Corrientes / Pasivos Corrientes	
Razón Corriente	21.40	3.70
Variación con 2008		17.70
Referente	2.00	2.00
Diferencia con Referente	19.40	1.70

Fuente: Estados Financieros Reportados por EEB 2009 Unidad de Transmisión (Millones de COP)

La razón corriente de la Unidad de Transmisión, se encuentra muy por encima del referente establecido para el año 2009 (2.00), pasando de 3,70 veces en el año 2008 a 21.40 veces en el año 2009. Esto significa que por cada peso que la entidad debe a corto plazo, cuenta con \$21,40 pesos de sus activos realizables para respaldar la obligación. Esta variación obedece principalmente al aumento en el activo corriente debido al incremento en el efectivo de \$244 millones en el 2008 a \$53,275 millones para el cierre de 2009.

4.3 Margen Operacional (%)

EBITDA corresponde a la utilidad antes de intereses, impuestos, depreciaciones, amortizaciones y resultados no operacionales (Earning Before Interest, Taxes, Depreciation, Amortization). El siguiente cuadro presenta las cuentas PUC, las cifras utilizadas y la metodología para determinar este indicador.

MARGEN OPERACIONAL		
	2009 PUC	2008 PUC
EBITDA Cuentas PUC	(42+43-51-53-62-63)+ (510209+510210+510211+510212+510213+5340+5344+5345 +750562+7520)+ (5330+5331+7515)+ (5313+7565)	
EBITDA	\$64,465	\$61,084
Ingresos Operacionales (PUC)	42+43	
Ingresos Operacionales	\$92,333	\$90,786
Margen Operacional (Fórmula)	MO = (EBITDA / Ingresos Operacionales) x 100	
Margen Operacional	69.82%	67.28%
Variación con 2008		2.53%
Referente	74.67%	74.67%
Diferencia con Referente	-4.85%	-7.39%

Fuente: Estados Financieros Reportados por EEB 2009 Unidad de Transmisión (Millones de COP)

El margen operacional presentó un incremento de 2.53% pasando de 67,28% en el 2008 a 69,82% en el 2009, sin embargo, este indicador se encuentra 4.85% por debajo del referente establecido por la CREG que se encuentra en el 74,67% para el 2009.

En el documento de Informe de Gestión de la VT 2009, publican este mismo indicador llamado "Margen EBITDA" en 75.78% y uno llamado "Margen Operacional" en 55.35%, La diferencia en las cifras se debe a que la EEB internamente excluye las contribuciones FAER y PRONE del cálculo ya que dichas contribuciones no dependen de la gestión del negocio. La EEB calcula estos indicadores de la siguiente forma:

Margen Operacional (Fórmula)	MO = [Ingresos Operacionales-Costos de Producción (incluye costos asignados del corporativo)] / Ingresos Operacionales-FAER-PRONE) x 100
Margen EBITDA (Fórmula)	ME = [Ingresos Operacionales-Costos de Producción (incluye costos asignados del corporativo) +Depreciaciones+Amortizaciones] / Ingresos Operacionales-FAER-PRONE) x 100

Para el cálculo de los indicadores internos, EEB no excluye de los gastos los impuestos operativos (PUC 7565), ni ninguno de los valores asignados por el corporativo (PUC Cuentas 5).

4.4 Cubrimiento de Gastos Financieros (veces)

Informa sobre la capacidad de generación de fondos por parte de la empresa para el pago de los gastos financieros. La siguiente fórmula se utiliza para hallar el indicador:

$$\text{Cubrimiento de Gastos Financieros} = \frac{\text{EBITDA}}{\text{Gastos Financieros}}$$

La CREG en el Anexo 2 de la Resolución CREG 072 de 2002, modificado por la Resolución CREG 034 de 2004, establece que el Referente para este indicador no podrá ser inferior a uno punto dos (1.2), y si los gastos financieros son iguales a cero y el EBITDA es positivo, el indicador toma el valor de uno (1).

De acuerdo a los estados financieros suministrados por el Departamento de Contabilidad de EEB, se observa que los gastos financieros de EEB están relacionados con actividades diferentes al negocio operacional de transmisión, por lo cual éstos son iguales a cero (\$0.00).

4.5 Concepto General de la Evaluación de Gestión y Resultados

- El indicador financiero que presentó el cambio más significativo frente al año 2008 fue la razón corriente. Este indicador incrementó a 21.40 por el aumento en el efectivo en un 21755% con relación al anterior período (2008). Este indicador cumple con el referente.
- El indicador de rotación de cuentas por pagar disminuyó en 5 puntos frente al año 2008 lo cual significa que la cuenta con los suficientes activos corrientes para cumplir las obligaciones a corto plazo y que cumple con el referente establecido.
- El margen operacional es de 69.82% para el año 2009 frente a 67.28% del año 2008, lo que significa una mejora en 2.53%, sin embargo el indicador se encuentra por debajo del referente establecido por la SSPD.

5. Indicadores de Clasificación por Nivel de Riesgo

Riesgo

Clasificación por Nivel de
2. Indicadores de



5 Indicadores Clasificación por Nivel de Riesgo y Concepto

General Nivel de Riesgo

La siguiente tabla presenta el cálculo de los indicadores clasificación por nivel de riesgo, definidos en la resolución SSPD 12295 de 2006 en concordancia con la Resolución CREG 034 de 2004. Ningún ente regulador ha establecido referentes para estos indicadores por lo tanto se hace el análisis con respecto a indicadores obtenidos en periodos anteriores.

INDICADORES DICIEMBRE 2006 a 2009. NEGOCIO DE TRANSMISION					
Indicador	Variación 2008-2009	2009	2008	2007	2006
Periodo de Pago Pasivo de Largo Plazo	▲	0.04	0.00	0.00	0.00
Rentabilidad del Activo	▼	16.28%	17.36%	13.86%	16.76%
Rentabilidad del Patrimonio	▲	16.53%	13.25%	10.06%	11.62%
Rotación Activos Fijos	▲	0.35	0.30	0.23	0.31
Capital de Trabajo sobre Activos	▲	19.00%	6.34%	4.86%	13.13%
Servicio de Deuda sobre Patrimonio	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Flujo de Caja sobre Servicio de Deuda	-	0.00%	0.00%	0.00%	1.00%
Flujo de Caja sobre Activos	▼	6.09%	16.24%	-11.02%	5.32%
Ciclo Operacional	-	N/A	N/A	N/A	N/A
Patrimonio sobre Activo	▲	98.45%	98.10%	98.56%	97.57%
Pasivo Corriente sobre Pasivo Total	▼	58.89%	100%	100%	100%
Activo Corriente sobre Activo Total	▲	19.49%	7.20%	13.73%	15.45%

5.1 Periodo de Pago Pasivo de Largo Plazo

PERIODO DE PAGO PASIVO DE LARGO PLAZO	
	2009 PUC
EBITDA (PUC)	(42+43-51-53-62-63)+ (510209+510210+510211+510212+510213+5340+5344+5345 +750562+7520)+ (5330+5331+7515)+ (5313+7565)
EBITDA	\$64,465
Pasivo Total (PUC)	2
Pasivo Total	\$6,142
Pasivo Corriente (PUC)	2 (Porción Corriente)
Pasivo Corriente	\$3,617
Impuesto de Renta (PUC)	531301
Impuesto de Renta	0
Periodo de Pago Pasivo de Largo Plazo (Formula)	(Pasivo Total-Pasivo Cte.)/(EBITDA- Impto Renta)
Periodo de Pago Pasivo de Largo Plazo	0.04

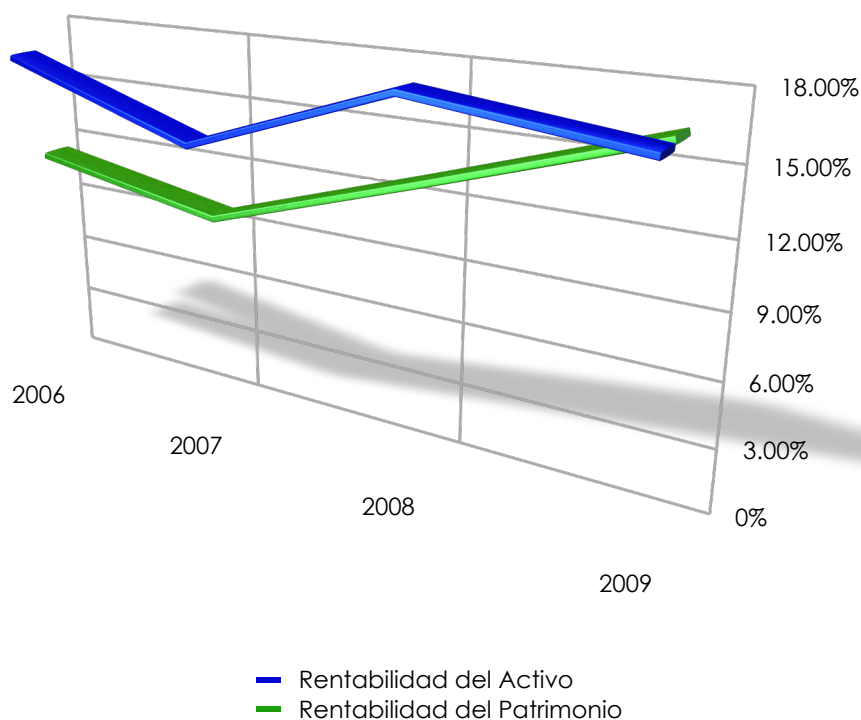
Este indicador incremento de 0.00 en el 2008 a 0.04 para el 2009 por el cambio en la cuenta PUC 2910 "Ingresos Recibidos por Anticipado" que fueron aplicados como "No Corriente" dentro del Pasivo.

5.2 Rentabilidad del Activo y del Patrimonio

RENTABILIDAD DEL ACTIVO	
	2009 PUC
EBITDA (PUC)	(42+43-51-53-62-63)+ (510209+510210+510211+510212+510213+5340+5344+5345 +750562+7520)+ (5330+5331+7515)+ (5313+7565)
EBITDA	\$64,465
Activo Total (PUC)	1
Activo Total	\$396,094
Fórmula	(EBITDA / Activo Total) *100
Rentabilidad del Activo	16.28%

RENTABILIDAD DEL PATRIMONIO	
	2009 PUC
EBITDA (PUC)	(42+43-51-53-62-63)+ (510209+510210+510211+510212+510213+5340+5344+5345 +750562+7520)+ (5330+5331+7515)+ (5313+7565)
EBITDA	\$64,465
Gastos Financieros PUC	5801+5802
Gastos Financieros	\$0
Impuesto de Renta (PUC)	531301
Impuesto de Renta	0
Patrimonio	3
Patrimonio	\$389,953
Formula	$((EBITDA - \text{Gastos Financieros} - \text{Imppto Renta}) / \text{Patrimonio}) * 100$
Rentabilidad Del Patrimonio	16.53%

Gráfica - Rentabilidad del Activo y del Patrimonio

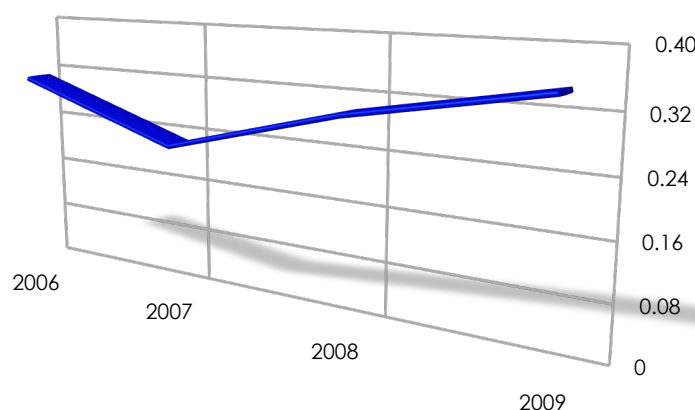


Tanto la rentabilidad del Activo como del Patrimonio han tenido un comportamiento similar en el periodo 2006-2008. Ambos indicadores tuvieron un declive para el 2007, seguido de un incremento en el 2008. Para el año 2009 la rentabilidad del patrimonio incrementó de 13.25% en el 2008 a 16.53% para el 2009. En cuanto a la rentabilidad del activo disminuyó a 16.28 en el 2009.

5.3 Rotación de Activos Fijos

ROTACION DE ACTIVOS FIJOS	
	2009 PUC
Ingresos Operacionales (PUC)	42+43
Ingresos Operacionales	\$92,333
Activo Fijo (PUC)	16
Activo Fijo	\$260,347
Fórmula	Ingresos Operacionales / Activo Fijo
Rotación de Activos Fijos	0.35

— Rotación Activos Fijos



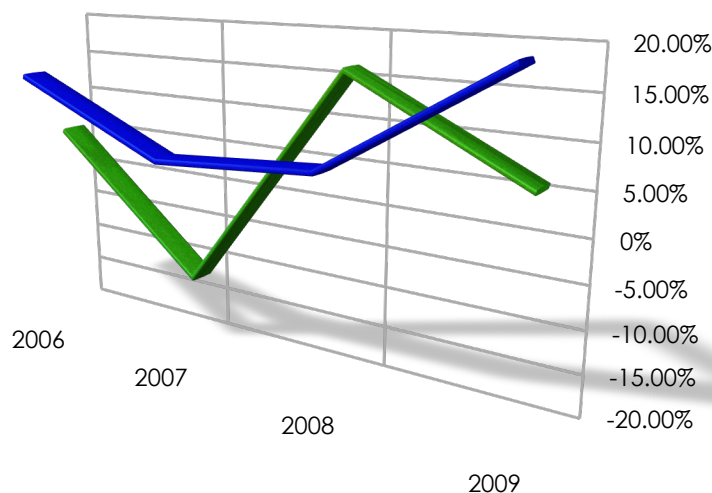
La rotación de activos fijos se ha mantenido estable en el rango 0.29 a 0.35 durante el periodo 2006 a 2009 con excepción de una disminución en el indicador del año 2007.

5.4 Capital de Trabajo sobre Activo y Flujo de Caja sobre Activo

CAPITAL DE TRABAJO	
	2009 PUC
Capital de Trabajo (PUC)	12+14+15-2401-2406-25 (solo porción corriente)
Capital de Trabajo	\$75,259
Activo Total (PUC)	1
Activo Total	\$396,094
Fórmula	$(\text{Capital de Trabajo} / \text{Activo Total}) * 100$
Capital de Trabajo	19.00%

FLUJO DE CAJA SOBRE ACTIVOS	
	2009 PUC
Flujo de Caja (PUC)	EBTIDA - (Capital de Trabajo - Capital de Trabajo del año Anterior) - (Activo Fijo - Activo Fijo del Año Anterior)
Flujo de Caja	\$24,122
Activo Total (PUC)	1
Activo Total	\$396,094
Fórmula	$(\text{Capital de Trabajo} / \text{Activo Total}) * 100$
Flujo de Caja Sobre Activos	6.09%

— Capital de Trabajo sobre Activos
— Flujo de Caja sobre Activos



El capital de trabajo presentó un declive del 2006 al 2007 y posteriormente un incremento para alcanzar un indicador de 19% en el 2009. El flujo de caja sobre los activos ha presentado grandes variaciones en el periodo 2006 a 2009 entre -11% a 16%, cerrando el 2009 con un indicador en 6.09%.

5.5 Servicio de la deuda sobre el patrimonio y Flujo de Caja sobre servicio de la deuda

SERVICIO DE DEUDA SOBRE EL PATRIMONIO	
	2009 PUC
Servicios de Deuda (PUC)	5801+5802+23 (cta 23 es cte y del 2008)
Servicios de Deuda	\$0
Patrimonio	3
Patrimonio	\$389,953
Fórmula	(Servicio de Deuda / Patrimonio)*100
Servicio de Deuda Sobre el Patrimonio	0.00%

FLUJO DE CAJA SOBRE SERVICIO DE DEUDA	
	2009 PUC
Flujo de Caja (PUC)	EBTIDA - (Capital de Trabajo - Capital de Trabajo del año Anterior) - (Activo Fijo - Activo Fijo del Año Anterior)
Flujo de Caja	\$24,122
Servicios de Deuda (PUC)	5801+5802+23 (cta 23 es cte y del 2008)
Servicios de Deuda	\$0
Fórmula	(Flujo de Caja / Servicio de Deuda)*100
Flujo de Caja Sobre Servicio de la Deuda	0.00%

Debido a que la EEB no tiene Servicio de Deuda para el servicio de Transmisión de Energía, el Servicio de la deuda sobre el patrimonio y el flujo de caja sobre servicio de la deuda presentan el indicador en

cero (0.00). Estos indicadores han sido constantes para el periodo 2006 a 2009.

5.6 Pasivo Corriente sobre Pasivo Total

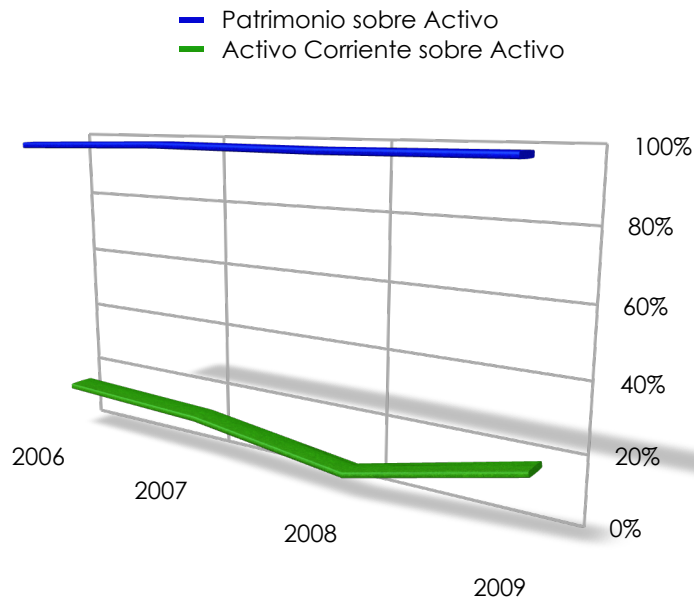
PASIVO CORRIENTE SOBRE PASIVO TOTAL	
	2009 PUC
Pasivo Total (PUC)	2
Pasivo Total	\$6,142
Pasivo Corriente (PUC)	2 (Porción Corriente)
Pasivo Corriente	\$3,617
Fórmula	$(\text{Pasivo Cte.}/\text{Pasivo Total}) \times 100$
Pasivo Corriente Sobre Pasivo Total	58.89%

Este indicador incremento de 0.00% en el 2008 a 58.89% para el 2009 por el cambio en la cuenta PUC 2910 "Ingresos Recibidos por Anticipado" que fueron aplicados como "No Corriente" dentro del Pasivo.

5.7 Patrimonio sobre Activo y Activo Corriente sobre Activo

PATRIMONIO SOBRE ACTIVO	
	2009 PUC
Patrimonio	3
Patrimonio	\$389,953
Activo Total (PUC)	1
Activo Total	\$396,094
Fórmula	$(\text{Patrimonio} / \text{Activo Total}) * 100$
Patrimonio Sobre Activo	98.45%

ACTIVO CORRIENTE SOBRE ACTIVO TOTAL	
	2009 PUC
Activo Corriente (PUC)	11+12+14+15
Activo Corriente	\$77,210
Activo Total (PUC)	1
Activo Total	\$396,094
Fórmula	$(\text{Activo Corriente} / \text{Activo Total}) * 100$
Activo Corriente Sobre Activo Total	19.49%



El indicador de patrimonio sobre activo ha permanecido relativamente estable en el periodo 2006 a 2009 en un rango de 97.5% y 98.5% sin fluctuaciones relevantes. Por su lado, el activo corriente sobre el activo total presentó una disminución en el periodo 2006 a 2008 de 15.45% a 7.2%, con un cambio favorable para el periodo 2009 cerrando con un indicador en 19.49%, el máximo presente durante este periodo.

5.8 Calidad de la Información

La AEGR determina que: Las cifras y la información utilizada por EEB para la obtención de indicadores clasificados por nivel de riesgo, refleja la realidad del negocio de transmisión de EEB para el año 2009.

5.9 Concepto General del Riesgo

Según los parámetros y lineamiento establecidos por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través de la Resolución SSPD 20061300012295 de 2006 y las Resolución CREG 072 de 2002 modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, se identifican los riesgos existentes para EEB con base en los resultados de los indicadores de nivel de riesgo que puedan poner en peligro la viabilidad y sostenibilidad de EEB.

CALIFICACION DE RIESGO	
Nivel de Riesgo	Observaciones
	<p>La AEGR ha determinado clasificar a la Empresa de Energía de Bogotá con nivel de riesgo bajo (A). Esto obedece al buen nivel general de indicadores presentados para el servicio de Transmisión de Energía.</p> <p>En general, puede notarse que los resultados de EEB, son favorables en lo respectivo a los aspectos financieros de liquidez, solvencia y rentabilidad, lo que indica que la Empresa está en capacidad de responder sus obligaciones de corto plazo.</p> <p>Por lo anterior y de acuerdo con las cifras reportadas en los estados financieros se concluye que EEB es una empresa viable, con adecuados índices de rentabilidad y solvencia, cuyo conocimiento del negocio le permite administrar eficientemente su liquidez con un nivel bajo de endeudamiento.</p>

6. Matriz de Riesgo

6. Matriz de Riesgo



Matriz de Riesgos						
Macro Proceso	Proceso	Riesgos	Probabilidad de Ocurrencia	Magnitud del Impacto	Control	
ADMINISTRATIVO						
1	11	Admon Personal	Insatisfacción del personal	1	1	1
FINANCIERO						
2	21	Planeación Financiera	Inexistencia de un plan estratégico	1	1	1
2	21		Falta de alineación de las proyecciones financieras con el plan estratégico de la empresa	1	1	1
			Disminución del margen Operacional	1	1	1
2	21		Incumplimiento de objetivos y metas	1	1	1
2	22	Contabilidad	La información contable no refleje la realidad de la compañía	1	1	1
2	22		Vulnerabilidad del sistema contable	1	1	1
2	22		Errores por ausencia de procedimientos	1	1	1
2	22		Incumplimiento de obligaciones o requerimientos legales	1	1	1
2	23	Presupuesto	Incumplimiento en la ejecución presupuestal	1	1	1
2	24	Gestión de Tesorería	Incumplimiento de proyecciones flujo de caja	1	1	1
2	24		Disminución del ciclo operacional de la empresa	1	2	1
2	24		Incumplimiento de políticas de inversión	1	2	1
2	24		Fraude en Pagos a terceros	1	1	1
2	25	Gestión Deuda y Capital	incremento en porcentaje de endeudamiento de la empresa	1	1	1
2	25		Deterioro en el patrimonio de los accionistas	1	1	1
2	26	Otros	Inadecuado manejo del sistema de costos que no permita identificar el costo de las actividades	1	1	1
2	26		Falta de investigación y análisis que exponga el portafolio de inversiones a los riesgos de mercado, solvencia y de liquidez.	1	1	1
TECNICO Y OPERATIVO						
3	31	Mantenimiento en redes y equipos	Falla en la prestación del servicio por control inadecuado a las actividades de mantenimiento efectuadas por parte de contratistas	1	2	1
3	31		Fallo en los equipos de comunicación por falta de mantenimiento	1	2	1

Matriz de Riesgos						
Macro Proceso	Proceso	Riesgos	Probabilidad de Ocurrencia	Magnitud del Impacto	Control	
3	31		Incumplimiento al programa de mantenimientos presentado al CND	1	2	1
3	32		Sobrecostos en la ejecución o demoras en la entrada en operación de proyectos	2	1	1
3	32		No contar con espacios para la ampliación de red existente (limitaciones institucionales)	1	2	1
3	32	Inversiones	Colapso en la operación del sistema y en la administración del Mercado por no implementar los proyectos de inversión, limitando de canales de comunicación.	1	2	1
3	32		Incumplimiento normativo y/o regulatorio por retrasos en la implementación de los proyectos de inversión	1	2	1
3	33		Eventos de interrupción en el SIN por fallas en la coordinación de comunicaciones en sala de control	1	2	1
3	33	Calidad del servicio	Eventos de interrupción en el SIN por falla del EDAC debido a fallas en las comunicaciones	1	2	1
3	33		Amplificación de las oscilaciones de potencia que generen eventos de frecuencia	1	2	1
3	34	Calidad de la Potencia	Colapsos del sistema de potencia	1	3	1
3	34		No cumplimiento de requisitos legales	1	2	1
3	35	Pérdidas técnicas de energía	Inestabilidad geotécnica de predios de torre, puntos calientes	2	2	1
COMERCIAL						
4	43	Pérdidas no técnicas de energía	Fallas en los aparatos de medida en las fronteras comerciales del STN	1	2	1
4	44	Recaudo	Inadecuada gestión de cobro de cartera	1	1	1
4	45	Facturación	Errores en el proceso de registro de SIC y LAC por fallas en sistemas de información o errores humanos	1	2	1
4	46	Atención al Usuario	Calidad deficiente del servicio a grupos de interés	1	2	1
4	46		Fallas en los canales de comunicación con los clientes	1	1	1
EXTERNOS						
5	51	Precios de Energía	Diferencias entre el valor LAC y el calculado por la empresa para ingresos por transmisión	1	2	1
5	52		No lograr la aprobación de la Fusión TCG y TGI por parte de la Superfinanciera antes del 2010	2	1	1
5	52	Regulatorios	Cambios en la legislación tributaria que impliquen un mayor pago de impuestos	1	2	1
5	52		Disminución de ingresos para la Empresa por cambios regulatorios	2	2	1

Matriz de Riesgos					
Macro Proceso	Proceso	Riesgos	Probabilidad de Ocurrencia	Magnitud del Impacto	Control
5	52	Inestabilidad regulatoria que afecte ingresos, respaldo de garantías	1	3	1
5	53	Vencimiento de términos judiciales por aviso extemporáneo de demandas y acciones constitucionales	2	2	1
5	53	Invasión de franjas de servidumbres por terceros	3	2	1
5	53	Debilidades en la gestión de servidumbres (no legalizaciones)	1	2	1
5	53	Sanciones ambientales por no adoptar normatividad	1	2	1
5	53	Sanciones de autoridades de regulación, vigilancia y control	1	2	1
5	53	Incumplimiento de compromisos adquiridos con comunidades campesinas, indígenas y autoridades locales en materia de gestión social	1	1	1
5	54	Eventos de la naturaleza con consecuencias catastróficas (desastres)	1	2	1
5	54	Atentados terroristas contra la infraestructura de transmisión	2	2	1
5	54	Retención ilegal del personal de la Empresa o Contratistas	1	2	1
5	54	Retención ilegal del personal de la Empresa o Contratistas (secuestros y extorsiones)	1	2	1

7. Calidad de la Información

INFORMACIÓN
7. Calidad de la



7 Calidad de la Información

La AEGR determina que las cifras y la información cargada por EEB al SUI corresponde a la dictaminada por el Revisor Fiscal y la presentada en este informe.

Verificación de Estados Financieros contra cifras reportadas al SUI					
Tipo de información solicitada	Normatividad que lo soporta	Fecha de corte	Fecha límite de entrega o periodicidad	Forma de envío	Fecha de Cargue y Soporte
Plan de cuentas - PUC.	Resolución 33635 del 28 de diciembre de 2005. Resolución 25985 del 25 de julio de 2006	Semestra I	(I semestre) 31 de julio y (II semestral) 15 febrero año siguiente.	Cargue masivo	12/02/2010
Sistema de costos y Gastos por Actividades	Resolución 33635 del 28 de diciembre de 2005. Resolución 25985 del 25 de julio de 2006	Semestra I	(I semestre) 31 de julio y (II semestral) 15 febrero año siguiente.	Cargue masivo	12/02/2010
Reporte Complementario de Información Financiera de los prestadores de servicios públicos domiciliarios a través del Sistema Único de Información SUI. Cuentas por cobrar	Resolución 2395 de 2005 - Resolución 6465 modificada por 2885 del 6 de febrero de 2007, modificada por resolución 2485 del 30 de enero de 2008.	Semestra I	(I semestre) 31 de julio y (II semestral) 28 febrero año siguiente.	cargue masivo y formulario en línea	12/02/2010
Cuentas por Pagar	Resolución 2395 de 2005 - Resolución 6465 modificada por 2885 del 6 de febrero de 2007, modificada por resolución 2485 del 30 de enero de 2008.	Semestra I	(I semestre) 31 de julio y (II semestral) 28 febrero año siguiente.	cargue masivo y formulario en línea	12/02/2010
Flujo de Caja Proyectado	Resolución 2395 de 2005 - Resolución 6465 modificada por 2885 del 6 de febrero de 2007, modificada por resolución 2485 del 30 de enero de 2008.	Anual	28 de febrero del año siguiente (resolución 2485 SSPD de 2008)	cargue masivo y formulario en línea	24/02/2010

Verificación de Estados Financieros contra cifras reportadas al SUI					
Tipo de información solicitada	Normatividad que lo soporta	Fecha de corte	Fecha límite de entrega o periodicidad	Forma de envío	Fecha de Cargue y Soporte
Conceptos flujo de caja	Resolución 2395 de 2005 - Resolución 6465 modificada por 2885 del 6 de febrero de 2007, modificada por resolución 2485 del 30 de enero de 2008.	Anual	28 de febrero del año siguiente (resolución 2485 SSPD de 2008)	cargue masivo y formulario en línea	23/02/2010
Estado de Resultados Proyectados	Resolución 2395 de 2005 - Resolución 6465 modificada por 2885 del 6 de febrero de 2007, modificada por resolución 2485 del 30 de enero de 2008.	Anual	28 de febrero del año siguiente (resolución 2485 SSPD de 2008)	cargue masivo y formulario en línea	24/02/2010
Balances Proyectados	Resolución 2395 de 2005 - Resolución 6465 modificada por 2885 del 6 de febrero de 2007, modificada por resolución 2485 del 30 de enero de 2008.	Anual	28 de febrero del año siguiente (resolución 2485 SSPD de 2008)	cargue masivo y formulario en línea	24/02/2010
Inscripción, actualización y cancelación de los prestadores de servicios públicos domiciliarios en el RUPS	Resolución 16965 DE Agosto 10 de 2005, Resolución 27015 del 2007	Anual	Antes del 1 de febrero de cada año	cargue masivo - físico	24/02/2010

8. Control Interno

8° CONTROL INTERNO

8 Sistema de Control Interno

Nuestro concepto sobre el estado de desarrollo del sistema de control interno, se obtuvo con base en el resultado de pruebas selectivas de las evidencias que soportan el grado de desarrollo; sin embargo, debido a las limitaciones inherentes de cualquier sistema de control interno, errores o irregularidades pueden ocurrir y no ser detectados. Mantener un control interno con un grado de desarrollo adecuado, está sujeto a riesgos por cambios en las condiciones operativas, estratégicas y/o de tecnología e informática o que el grado de cumplimiento con las políticas y procedimientos pueda disminuir.

El marco conceptual del control interno que las empresas del Grupo de Energía de Bogotá adoptan, corresponden al modelo COSO.

- Ambiente de control (principios y valores, compromiso y respaldo de la alta dirección, cultura del diálogo).
- Administración del riesgo (valoración, manejo y monitoreo del riesgo).
- Actividades de control (esquema organizacional, planeación, procesos, políticas, procedimientos, desarrollo del talento humano, mecanismos de verificación y evaluación y auditoría interna).
- Información y Comunicación (Sistemas de información operacional y financiera).
- Monitoreo (Comité de Auditoría, planes de mejoramiento y seguimiento)

Así mismo la EEB S.A. ESP, adoptó el Modelo Estándar de Control Interno – MECI- como una mejor práctica para su gestión.

8.1 AMBIENTE DE CONTROL

8.1.1 Principios y Valores

El Código de Buen Gobierno compila los principios éticos, políticas, valores, normas y directrices empresariales que orientan todas las actuaciones de EEB S.A. ESP. El marco de actuación esta compuesto por:

- El marco de referencia corporativo. La gestión empresarial de EEB se guía por su marco de planeación, dirección y actuación de Gestión Integral Estratégica, la cual permite deliberar, focalizar y priorizar adecuadamente, el accionar de la empresa². Integrado por el direccionamiento estratégico, misión, visión, los principios y valores, el Sistema Integrado de Gestión.
- Actividades. La EEB está integrada por dos áreas de negocio, la transmisión de energía y el transporte de gas.

Este código es socializado al interior de la empresa y se encuentra publicado en la página Web de la empresa, con acceso a todas las personas, el cual en febrero de 2010 está siendo modificado para actualizarlo con base al nuevo PEC y composición portafolio de inversiones principalmente.

Anualmente la presidencia presenta un informe llevado a cabo por la Dirección de Control Interno sobre el cumplimiento del Código de Buen Gobierno, como resultado de las auditorias internas y externas, el sistema de indicadores de medición de gestión – SIMEG, la gestión integral de riesgos, la gestión empresarial, entre otros. El informe correspondiente al año 2009 se presenta en la Asamblea General de Accionistas, para marzo de 2010. En la Asamblea General de

² Código de Buen Gobierno

Accionistas del año 2009 se concluyó que el cumplimiento del Código de Buen Gobierno para el año 2008 fue satisfactorio.

Existe el Comité de Gobierno Corporativo creado según acta de Junta Directiva No. 1428 del 13 de diciembre de 2007, cuyo objetivo es propender porque los accionistas y el mercado en general tengan acceso de manera completa, veraz y oportuna a la información de la Sociedad que deba revelarse. Integrado por tres (3) miembros de la Junta Directiva, designados por ésta, al menos uno (1) de ellos miembro independiente de la misma. El Comité de Gobierno Corporativo se reunirá cada vez que sus miembros lo consideren necesario por convocatoria del Presidente del comité y en todo caso al menos una vez por año. A diciembre de 2009, no se evidenció reuniones del comité.

Durante el año 2009, se realizó una (1) reunión del comité de Gobierno Corporativo, según consta en acta No. 002 del febrero 23 de 2009. Los temas tratados fueron: Informe de los hechos relevantes en el año 2008 en relación con Gobierno Corporativo, Informe de Evaluación del Gobierno Corporativo de EEB año 2008 y por último, se presentó el plan de actividades a desarrollarse en el año 2009 en relación con el Gobierno Corporativo.

8.1.2 Compromiso y respaldo de la alta dirección

Se evidenció en las actas de Asamblea, Junta Directiva, Comité de Presidencia, Comité de Auditoría, el compromiso de la Presidencia y del equipo directivo para lograr los objetivos propuestos, llevando a cabo el control y seguimiento respectivo.

8.1.3 Cultura del diálogo

Entre los mecanismos de medición, seguimiento y evaluación están: indicadores, informes de gestión, comités, auditorías y planes de mejoramiento, entre otros.

Opinión

Frente al componente de ambiente de control del sistema de control interno, el Código de Buen Gobierno compila los principios éticos, políticas, valores, normas y directrices empresariales que orientan las actuaciones de la empresa. Se evidencia el compromiso de la alta dirección para el logro de los objetivos estratégicos.

8.2 Administración del Riego

La EEB tiene adoptado el sistema de administración de riesgos de negocio. La política de Administración de Riesgos, tiene como objetivo establecer los lineamientos que todos los niveles organizacionales de EEB y del grupo deben seguir en materia de administración de riesgos estratégicos, de procesos y proyectos. Esta política involucra los criterios para la valoración de riesgos, la definición de las medidas de administración de riesgos, las funciones y responsabilidades para la administración de riesgos, entre otros.

En mayo de 2009, en Comité de Auditoría se presentó y aprobó el plan de gestión de riesgos del año 2009 a nivel de grupo en EEB, TGI y TCG Perú.

Dentro de las actividades llevadas a cabo durante el año 2009 están:

- Actualización del mapa de riesgos estratégicos; de acuerdo con la identificación y valoración se adoptaron las medidas para su mitigación.

- En julio de 2009 se realizó monitoreo del proceso con cada dueño de riesgos, en el cual se mide el avance en la implementación de las acciones de mitigación. Así mismo se realizó visita a REP Perú con el fin de identificar puntos de mejoras a la metodología de EEB, de acuerdo con la metodología del Grupo ISA.
- Fortalecimiento del sistema y cultura de gestión de riesgos en las empresas del Grupo Energía de Bogotá, a nivel de procesos, a través de jornadas de capacitación y talleres de identificación y valoración de Riesgos, dirigidos a empleados del Grupo EEB.
- Identificación y valoración de riesgos a nivel de las perspectivas de procesos internos y aprendizaje del Balanced Scorecard del Grupo.
- Cierre de brechas de conocimiento en materia de gestión de riesgos.
- Realización de talleres o mesas de trabajo para reforzar habilidades para la identificación y valoración de riesgos.
- En septiembre de 2009, se adquirió el software especializado Enterprice Risk Aessor “ERA” para automatizar el proceso la Gestión de Riesgos y Auditoría Interna.

Trimestralmente en Comité de Auditoría se presenta un informe de gestión de riesgos en el cual se presentan las actividades llevadas a cabo y el cumplimiento del plan. En el Comité de Auditoría de noviembre de 2009 concluyen:

- A la fecha no se han materializado eventos de riesgos que hayan afectado el logro de los objetivos estratégicos de EEB.
- Se han tomado las medidas necesarias en la mitigación de los riesgos descritos.

En enero de 2009 en Comité de Presidencia según acta No. 001, se establece que el seguimiento al cumplimiento del mapa de riesgos lo debe hacer la presidencia y no la Dirección de control interno, razón por la cual ha sido labor del Comité de Presidencia su revisión, lo que se evidenció en las actas del Comité.

En el mapa de riesgos 2009 – 2013 se identificaron un total de 40 riesgos estratégicos, de los cuales 3 son extremos, 4 son altos, 25 moderados y 8 bajos.

Dentro de la perspectiva procesos internos se encuentra el objetivo “*Gestionar integralmente el riesgo*” con los siguientes indicadores:

- **Calificación del sistema de gestión de riesgo**, cuya meta para el año 2009 es de 4,6. Como parte de la AEGR 2009 se aplica la encuesta de control interno con el objetivo de verificar el conocimiento y percepción general sobre aspectos que integran el sistema de control, dentro de los aspectos evaluados está el sistema de gestión de riesgos, dando como resultado 4.56, cumpliendo con la meta definida por la empresa.

El resultado de la autoevaluación realizada con base en los requerimientos de la resolución reglamentaria No. 024 de abril 4 de 2003 de la Contraloría de Bogotá, arrojó como resultado para el componente administración de riesgos el 91%.

El resultado ha sido el reflejo de las actividades llevadas a cabo durante el año 2009, como se evidencia en las revisiones efectuadas de las actas de Junta Directiva, Comité de Presidencia, Comité de Auditoría, informes de cumplimiento de Código de Buen Gobierno, Informe de Gestión año 2009.

- **Porcentaje de implementación de acciones propuestas**, cuya meta es el 91%. Las medidas se empezaron a implementar a partir de abril

de 2009, se observa que se efectuó seguimiento permanente para lograr el resultado alcanzado, por parte de la Dirección de Control Interno con los dueños de proceso responsables por la implementación de medidas.

A diciembre de 2009 presenta cumplimiento del 91%:

Programadas	Cumplidas	Desviadas	Atrasadas
33	30	2	1
100%	91%	6%	3%

Fuente: presentación Comité de auditoría febrero de 2010.

- **Efectividad en la mitigación de los riesgos críticos**, cuya meta es del 71% 5 de 7 riesgos críticos que deberían moverse en la matriz de riesgo a la valoración menor esperada, de acuerdo con las acciones planteadas.

El resultado a diciembre de 2009, fue del 71%, presentando cumplimiento. Los dos riesgos estratégicos que no presentan movimiento positivo en su valoración son:

1. Devaluación del peso frente al dólar. En el 2010 se seguirá con el proceso de contratación de las coberturas para TGI por US\$300MM.
2. Ganar convocatoria UPME 500K. En marzo de 2010 se presentará oferta para la convocatoria UPME 500.

Así mismo esta definida la iniciativa **“Desarrollo de procesos y herramientas para el control de los riesgos”** en la cual esta incluida:

- Sistematización de la administración de riesgos mediante la implementación de un software especializado en el que se integren los procesos de riesgos, control, auditoría y MECI. Este proyecto agilizará la toma de decisiones en la administración de los riesgos corporativos.

A diciembre de 2009 presenta cumplimiento, quedando pendiente su puesta en marcha en el año 2010.

- Evaluación externa acerca de los riesgos asociados el área de sistemas y tecnología de la información con énfasis en los sistemas integrados corporativos. En el mes de noviembre de 2009 se presentó informe de auditoría contratado con KPMG, al Comité de Presidencia y al Comité de auditoría, en el año 2010 se trabajará en las recomendaciones surgidas de la auditoría.

En informe de gestión del año 2009, se expresa que de acuerdo con el objetivo estratégico *Gestionar Integralmente el Riesgo*, “existe una clara tendencia a un siguiente nivel de madurez en el Sistema de Gestión de Riesgos”, esto como resultado de la implementación del software adquirido para automatizar el proceso de la gestión de riesgos y auditoría interna.

Opinión

Se observa el compromiso de la Alta Dirección en la adopción y mantenimiento de la política de riesgos en la empresa a todo nivel, y la responsabilidad de monitorear las actividades identificadas para administrar los riesgos estratégicos.

Durante el año 2009 se evidenció el cumplimiento del objetivo estratégico *Gestionar Integralmente el Riesgo*, a través de las diferentes actividades realizadas que han logrado que se encuentre en un estado avanzado de madurez, implementando para el año 2010 la automatización del sistema de administración de riesgos de negocio.

8.3 Actividades de Control

Este componente del Sistema de Control interno, comprende las políticas, documentación de procesos, aseguramiento de la calidad, divulgación y aplicación de la legislación y regulación, instrumentos de control de gestión, entre otros.

8.3.1 Políticas

En la EEB se encuentran definidas las políticas empresariales las cuales son: la política de responsabilidad social corporativa del Grupo de Energía de Bogotá, la política de administración de riesgos de la EEB, política de control interno grupo EEB, políticas corporativas Grupo Energía de Bogotá: Política de calidad y servicio, política ambiental, política de gestión social, política ciudadanía corporativa, política colaboradores, política gobierno corporativo, política de proveedores y contratistas, política de comunicación. Estas políticas se encuentran publicadas en la página Web de la empresa. Durante el año 2009 se ajustaron y definieron las siguientes políticas:

- **Política de seguridad**

La Política de Seguridad, con la cual se busca identificar los riesgos a los que se encuentra expuesto el Grupo EEB, prevenirlos y reaccionar de manera oportuna y efectiva ante los posibles escenarios de crisis, la política se emitió en el mes de agosto de 2009. La política se sustenta en cuatro pilares fundamentales: Seguridad en el Direccionamiento Estratégico, Seguridad de los Recursos, Aseguramiento en los Procesos y Seguridad en la Gestión del Riesgo.

- **Política de abastecimiento**

Dentro del Modelo Global de Abastecimiento Costo-Efectivo, en el marco del Plan Estratégico Corporativo, fue definida la política de abastecimiento, la cual dentro de sus objetivos esta implementar acciones para asegurar la planeación periódica del abastecimiento, mediante la apropiación de las mejores prácticas.

- **Políticas de comunicación grupo empresarial a nivel interno y externo.**

Se revisó y modificó la política de comunicación, aprobada en Comité de Presidencia del 24 de agosto de 2009, cuya socialización se realizó en septiembre de 2009.

Una vez efectuadas las actividades de unificación de marca, y con los resultados de la encuesta de reputación corporativa, se definió la política y se acordó la contratación de la estrategia de comunicación externa.

- **Política de Control Interno**

En septiembre de 2009 la Junta Directiva de EEB aprobó la Política de Control Interno del Grupo Energía de Bogotá, que fue ajustada a los requerimientos de la Superintendencia Financiera de Colombia.

8.3.2 Sistema de gestión integral

Los procesos y procedimientos se encuentran documentados en el sistema de gestión integral, en el manual de calidad, el cual es socializado a los empleados a través de la intranet.

En el mes de mayo de 2009, en las sedes de Bogotá y Pitalito, se llevó a cabo el primer ciclo de auditorías externas con la firma Buerau Veritas Certification. Esta firma auditó las cuatro normas en las que EEB se encuentra certificada; ISO 90001-2008 (Calidad), OHSAS 18001-2007 (Salud y Seguridad), ISO 14001-2004 (Gestión Ambiental) y GP 1000 2004. En el caso de ISO 9001-2008, la auditoría fue de recertificación y para las otras tres normas de seguimiento, lo cuál culminó favorablemente para las cuatro normas.

En noviembre de 2009, se llevó a cabo la auditoría externa al Sistema Integrado de Gestión de la Empresa, por parte de la entidad

certificadora Bureau Veritas Certification, dentro de la cual no se presentó ninguna No Conformidad, dentro del informe de auditoría.

Los resultados del Sistema Integrado de Medición de Gestión – Simeg, son revisados en el Comité de Presidencia.

8.3.3 Divulgación y aplicación de la legislación y regulación

Dentro del PEC se encuentra el objetivo estratégico *Gestionar las condiciones de los negocios desde el punto de vista legal y regulatorio*, asociada a la iniciativa el *Conocimiento regulatorio a nivel nacional e internacional* la cual se observa esta enfocada principalmente a la resolución CREG 22/2009, para la nueva metodología de remuneración del sector gas que no ha sido expedida por la CREG, y por tanto no pudo desarrollarse el expediente tarifario correspondiente, como estaba previsto para el cuarto trimestre.

Para este mismo objetivo a nivel de la Vicepresidencia Técnica se tiene definido el indicador *Seguimiento de la agenda regulatoria*, el cual se observa que en el BSC presenta cumplimiento, realizando las actividades originadas de la regulación.

Con base en las revisiones efectuadas por esta AEGR, no observamos situaciones que evidencien actuaciones en desconocimiento de la normatividad, ni fuera de lo establecido en su objeto social.

8.3.4 Desarrollo del talento humano

Dentro del mapa estratégico de la EEB, en la perspectiva de aprendizaje y crecimiento, se tienen definidos los siguientes objetivos:

- Contar con un talento humano para sostener el crecimiento
- Fortalecer la cultura organizacional
- Contar con tecnología e información que soporten la estrategia

Cada uno de estos objetivos con indicadores e iniciativas definidas.

El grupo Energía de Bogotá tiene definida la política de colaboradores por medio de la cual establece los lineamientos con los que las empresas del Grupo desarrollan la gestión del recurso humano.

Evaluación de desempeño

Dentro de la perspectiva de aprendizaje y crecimiento, objetivo *Contar con un talento humano para sostener el crecimiento* esta definido el indicador *Cumplimiento del desempeño* el cual busca establecer el cumplimiento de las metas de gestión acordadas entre Jefe y Colaborador. El indicador es anual, en el año 2008 el resultado fue de 106% y para el año 2009 de 109%, resultado del cumplimiento de los objetivos trazados y del entendimiento de los mismos, lo cual se refleja en el BSC, estados financieros.

La calificación es individual y es ponderada para cada persona; y se toma como base para el pago de la compensación variable que es pagada a todos los empleados de manera anual, no constitutivo de salario, por el logro de los resultados corporativos, individuales y de equipo, frente a las metas acordadas.

Evaluación de competencias

En la perspectiva de aprendizaje y crecimiento, objetivo *Contar con un talento humano para sostener el crecimiento* esta definido el indicador *Competencia: reducción de la brecha en grupo objetivo*, cuya formula es la diferencia entre el perfil y el resultado. Su medición es anual y comenzó a implementarse para el año 2009. Así mismo está definida la iniciativa *Reducir las brechas en competencias del grupo*, a través de la cual se realizaba seguimiento a la implementación de la evaluación.

Se definió la descripción de cargos y la descripción de las competencias requeridas por las personas, definiendo un modelo propio de competencias para la EEB, el cual fue presentado en Comité de Presidencia como consta en el acta No. 17 del 11 de mayo de 2009. Se llevaron a cabo talleres de divulgación para la evaluación de competencias y se realizó la medición de las competencias gerenciales y corporativas para todos los trabajadores con la metodología 360°, con la cual se obtuvo la línea base dando como resultado el 78%. Para el año 2010 se realizará el plan de acción para disminuir las brechas encontradas.

El trabajo fue llevado a cabo con las firmas Metric para el análisis cuantitativo (dueños del software) y con Gking para el análisis cualitativo.

Capacitación

En la perspectiva de aprendizaje y crecimiento, objetivo *Contar con un talento humano para sostener el crecimiento* esta definido el indicador *Cumplimiento plan de capacitación*, cuya meta es cumplimiento del 100% del plan y la iniciativa *Plan de formación y desarrollo*, cuyo objetivo es desarrollar planes para los colaboradores que contribuyan a mejorar sus competencias.

El Plan fue aprobado por la Presidencia y Comité Administrativo, el cual incluye programas de formación (especializaciones, gerencia de proyectos, programas de alta dirección), institucionales (reinducción a partir de la nueva estructura, formación de inspectores norma 14001 y 18001), mejoramiento de actitudes (formación de líderes, programa Doing The Job), entrenamiento específico (técnicos, jurídicos, contables, entre otros) y gestión ambiental.

A diciembre de 2009, presenta un cumplimiento del 100% del plan de capacitación, en el que se realizaron 71 eventos con cobertura del

100% de las personas. Como resultado de la iniciativa se cuenta con perfiles de cargo actualizados, fichas de instrucción por cada persona y con la identificación por cargo de las brechas y necesidades en competencias técnicas, que servirán de base para la definición del plan de capacitación del año 2010.

De acuerdo con lo establecido en el Comité de Presidencia del 10 de agosto de 2009, se mejoraron las políticas de capacitación para especializaciones y diplomados, en la cual se definen los perfiles de selección.

En la encuesta de control interno aplicada por esta Auditoría Externa de Gestión y Resultados – AEGR- muestra que el 77% de los empleados entrevistados (33 de 43) dice conocer el programa de capacitación y haber participado en el mismo.

Incentivos

Todo empleado al servicio de la EEB, recibe como remuneración un componente fijo y uno variable. El componente variable consiste en el pago de una cantidad anual, no constitutivo de salario, por el logro de resultados corporativos, individuales y de equipo de proyecto cotejado frente a los compromisos y metas previamente acordadas, este ligado al resultado de la evaluación de desempeño.

Los empleados (convencionados y no convencionados) cuentan con beneficios como: préstamos de vivienda, préstamos de emergencia, pago del 100% de la incapacidad, centro vacacional, servicios adicionales de salud con Cafesalud, auxilios educativos.

En programas de bienestar se realizaron eventos deportivos, vacaciones recreativas, celebraciones de días especiales durante el año, entre otros. Para los pensionados se ofreció un programa con diferentes actividades recreativas, de formación, lúdicas e

integración social en las que participaron 120 pensionados y sus familias.

Clima organizacional

En la perspectiva de aprendizaje y crecimiento, objetivo *Fortalecer la cultura organizacional* cuyo objetivo es fomentar un buen clima organizacional, una comunicación efectiva y actuar acorde con la misión, visión y valores corporativos, se encuentra definido el indicador *Encuesta Great Place to Work*, cuya meta para el año 2009 es 70,6%.

La firma Great Place to Work llevó a cabo en el mes de septiembre de 2009 una primera evaluación de la valoración del ambiente laboral, arrojando como resultado 66,6 pasando de una valoración del Índice de Ambiente Laboral – IAL - que demanda atención en el 2008 a un índice satisfactorio.

La segunda evaluación fue realizada entre diciembre de 2009 y enero de 2010 cuyo resultado del IAL para el año 2009 es de 77,9%. Los resultados serán presentados al Comité de Presidencia para después socializarlo dentro de la empresa y determinar las acciones a llevar a cabo.

Dentro del objetivo *Fortalecer la cultura organizacional* se encuentra definida la iniciativa *Mejoramiento del clima organizacional*, como respuesta a los resultados de la encuesta del año 2008 que fue de 61,6%. Asociada a esta iniciativa están las siguientes iniciativas:

- *Desarrollar e implementar la estrategia de comunicación interna – valores.* La Dirección de Relaciones Externas contrato a la firma Image People para la elaboración del diagnóstico y la estrategia de comunicación interna en EEB (para lo cual se realizaron encuestas a los colaboradores, en el mes de enero de 2009), que fue presentada en Comité de Presidencia el 13 de abril de 2009.

Posteriormente se procedió con la revisión y modificación de la política de comunicación, la elaboración del manual de crisis, los procedimientos asociados con comunicaciones internas y los medios sugeridos tanto para el corporativo como para las unidades de negocio, que fueron presentados y aprobados en Comité de Presidencia el 24 de agosto de 2009.

Durante el tercer trimestre de 2009 se implementó el medio de comunicación corporativo a nivel interno denominado *Entérate* y se desarrolló la plataforma tecnológica para la distribución de la información vía página web.

- *Plan de mejoramiento establecido en la medición del clima organizacional.* Con el objetivo de mejorar la calificación resultado de la medición del clima organizacional de EEB para lograr un nivel de excelencia, se realizaron reuniones por áreas para mostrar los resultados específicos los días 29 y 30 de abril, se entregaron a la Vicepresidencia de Transmisión y a la Secretaria General las guías de líder para la formulación del plan de acción de los puntos a mejorar. Se realizaron entre otras, reuniones con grupos focales (no profesionales y área de subestaciones) para conocer la percepción sobre el tema y se realizaron los planes de acción con las áreas que presentan mayores opciones de mejoramiento.

Para la iniciativa de *Mejoramiento de clima organizacional* también se han llevado a cabo:

- Definición de la estrategia de comunicaciones externas como factor importante para fortalecer el clima organizacional.
- Para la divulgación de la estrategia de comunicación interna y externa, se realizó lanzamiento de medio de comunicación corporativo (audiovisual) y relanzamiento de página web.

El resultado final del Índice de Ambiente Laboral, logró superar ampliamente la meta, donde se observa el cumplimiento de las acciones definidas dentro del objetivo estratégico.

8.3.5 Autoevaluación de control y gestión

Durante el año 2009 se han desarrollado e implementado estrategias para fomentar y fortalecer la cultura de autocontrol y autoevaluación por medio de:

- Código de Ética.
- Código de Buen Gobierno.
- Plan Estratégico Corporativo – PEC.
- Balanced Score Card - BSC
- Sistema Integrado de Medición de Gestión – SIMEG.
- Certificación ISO 9001 Aseguramiento de la Calidad; ISO 14001 Gestión, Ambiental; OHSAS 18001 Seguridad y salud ocupacional; NTCGP 1000.
- Programa de Evaluación de la Gestión del Desempeño y Desarrollo del Talento Humano.
- Decisiones de Presidencia.
- Informe mensual de Contratación.
- Seguimiento a Empresas Participadas.
- Manuales de procedimiento.
- Sistema de Información SAP R/3, versión 6.0, Porfin, Ada, Citrix, lotus notes, entre otros.
- Comités de Presidencia, Contratación, Inversiones, Control Interno, Financiero, Relaciones Externas, Ambiental.
- Comité de Auditoría de la Junta Directiva.
- Comité de Gobierno Corporativo de la Junta Directiva.
- Estatuto de Contratación y Manual de Interventoría

Se revisaron actas del Comité de Presidencia, conformado por el Presidente, los Vicepresidentes, Directores de área y la Secretaria General. Dentro de la agenda se presentan las solicitudes de

contratación, seguimiento proyectos, revisión compromisos adquiridos en el comité, revisión temas de junta directiva, aprobaciones de viajes, capacitaciones, entre otros.

Así mismo, se tuvo acceso a las actas de Comité de Auditoría que se reúne trimestralmente, en el cual se realiza seguimiento al plan de auditoría, al sistema de administración de riesgos, a las contrataciones, a solicitudes de entes de control, entre otros.

EEB ha realizado autoevaluación a la gestión de riesgos estratégicos ante el Comité de Auditoría, quienes concluyen que en general registran positivamente la manera como se ejerce el control interno y la gestión de riesgos en la compañía.

Como parte de la AEGR 2009 se aplica la encuesta de control interno con el objetivo de verificar el conocimiento y percepción general sobre aspectos que integran el sistema de control. En el año 2008 el resultado de la encuesta arrojó un total de 4.46 sobre una escala de 5, para el año 2009 la encuesta presenta un resultado de 4.62, lo que evidencia mejora con un sistema de control interno calificado adecuado.

La encuesta realizada fue basada en el formato propuesto por la SSPD con ajustes a la realidad de EEB, y revisada previamente con el área de control interno de la EEB. Se realizaron 43 encuestas cuyos resultados por los componentes del COSO son los siguientes:

Tabla 12 Calificación autoevaluación 2009		
Componente	2008	2009
Actividades de control	4,63	4,69
Administración del riesgo	4,5	4,56
Ambiente de control	4,55	4,53
Información y Comunicación	4,33	4,73
Monitoreo	4,4	4,83
Total	4,46	4,62

Fuente: Encuesta 2009 conocimiento y percepción general CI realizada por la AEGR

Comparado con el año 2008 se observa mejora en cada uno de los componentes como resultado de las acciones llevadas a cabo por la empresa y que se detallan en cada punto de este informe, según lo observado y lo evidenciado por esta auditoría.

El resultado de la autoevaluación realizada con base en los requerimientos de la resolución reglamentaria No. 024 de abril 4 de 2003 de la Contraloría de Bogotá, fue del 88% que corresponde dentro de la calificación a un Alto Desarrollo del Sistema de Control Interno.

La EEB S.A. ESP, remitió la Encuesta Código País el día 29 de abril de 2009. El Código País de Mejores Prácticas Corporativas es una herramienta autorregulatoria dirigida al fortalecimiento de las prácticas de Gobierno Corporativo en Colombia, a fin de generar un mayor ambiente de confianza al interior del mercado de capitales nacional. Ésta herramienta autorregulatoria está diseñada para los emisores de valores, de adopción voluntaria y cuenta con el instrumento de apoyo de la Encuesta Código País de carácter obligatorio para los emisores de valores, que se diligencia en el mes de abril y se publica en la página Web de cada empresa emisora, como se pudo evidenciar en la página Web de la EEB.

8.3.6 Evaluación independiente

La evaluación del sistema de control interno se lleva a cabo a través de la Junta Directiva, comité de auditoría, comité de presidencia y comité de Gobierno Corporativo. En el comité de auditoría de mayo de 2009 se aprobaron modificaciones al reglamento del comité de auditoría basado en la nueva estructura de la organización, entre las que están la deliberación con la presencia de 2 miembros.

La Superintendencia Financiera de Colombia – SFC- emitió la CE 014 de 2009 “Instrucciones relativas a la revisión y adecuación del Sistema de Control Interno – SCI - por medio de la cual se establece un marco

conceptual y normativo definiendo el sistema de control interno como elemento fundamental del gobierno corporativo que deben cumplir las entidades supervisadas. La circular establece unos requerimientos de los cuales la EEB en su momento debía demostrar su cumplimiento dentro de un cronograma de fechas establecido, enviando a la SFC, dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al vencimiento de cada uno de los plazos definidos, una certificación acerca del cumplimiento de la meta respectiva. Para asegurar el cumplimiento de estos requerimientos en el tiempo establecido se contrato con un consultor para validar cada una de las etapas y entregables a la SFC.

Posteriormente fue expedida la CE 038 de 2009 de la SFC, modificando la CE 014 de 2009, ampliando plazos para presentar la certificación, y especificando que aplica para las entidades sometidas a inspección y vigilancia de la Superintendencia Financiera, la EEB al ser una empresa vigilada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios no le aplica la CE 014 de 2009, por lo tanto se solicitó revocar decisión de la Junta Directiva de modificar el reglamento de auditoría.

En cumplimiento de la CE 060 de 2008 de la SFC, se elaboró el manual del sistema integral para la prevención y control del lavado de activos y de la financiación del terrorismo - SIPLA -, aprobado en Junta Directiva de noviembre de 2009 acta No. 1454 y designado como oficial de cumplimiento al Director de Control interno.

EEB S.A. E.S.P. cuenta con la Dirección de Control Interno, cuya misión es proporcionar servicios de aseguramiento (auditoría) y consultoría independientes y objetivos, concebidos para agregar valor y mejorar las operaciones de la EEB. El estatuto de la dirección de control interno emitido en diciembre de 2008, define la misión, el alcance, roles y responsabilidades, autoridad, normas para el ejercicio de auditoría, código de ética, enmarcando de esta manera la función de la auditoría interna.

El plan de auditoría del año 2009 fue aprobado por el Comité de Auditoría el 11 de diciembre de 2008, para el cual tuvieron en cuenta eventos presentados en la operación en el año 2008 y recomendaciones del comité de presidencia y comité control y auditoría. Este plan incluye evaluación de ciclos operacionales, auditorías de cumplimiento, gestión de riesgos corporativos, Gobierno Corporativo, proyectos especiales, informes y seguimiento. Se lleva a cabo seguimiento al plan de manera trimestral en el comité de auditoría, a diciembre de 2009, el plan presentó cumplimiento de la meta con el 101%, al llevarse a cabo una auditoría adicional por fuera del plan.

Como resultado de las auditorías internas llevadas a cabo, se definieron planes de mejoramiento, acordados con los dueños de las actividades o proceso auditado, definiendo tiempo y responsable.

En el año 2009 la Dirección de Control Interno de EEB a través de la iniciativa del PEC *Implementación de estándares internacionales de auditoría*, desarrolló el plan de adopción de las “Normas Internacionales de Auditoría Interna”. Para lo cual contrató a la firma INTELLITY-PROTIVITY CONSULTING, quien identificó el nivel de cumplimiento por parte de la EEB, de los requisitos establecidos por las citadas Normas, obteniendo como resultado un cumplimiento del 70.62%, e indican las brechas y recomendaciones que se deben cerrar en el 2010 con el fin de cumplir con las normas.

Opinión

EEB para el logro de sus objetivos busca el desarrollo del talento humano enmarcado en su política de colaboradores, llevando a cabo la evaluación de desempeño, la evaluación de competencias, definiendo y llevando a cabo el plan de capacitación, evaluando el clima organizacional.

Se evidencia que son utilizados los medios de autoevaluación y control dentro de la empresa, reflejados en los resultados de la autoevaluación llevada a cabo por la AEGR a cada uno de los componentes del COSO y su mayor puntaje respecto al año 2008.

Se observó que EEB maneja la autoevaluación del control y gestión a través de los diferentes comités, informes de gestión, definición y seguimiento de indicadores del BSC, hace la evaluación del sistema de control interno la cual incluye el plan de auditoría, en el comité de auditoría y comité de presidencia.

8.4 Información y Comunicación

En la perspectiva aprendizaje EEB tiene el objetivo *Contar con tecnología e información que soporten la estrategia*, de manera integra, confiable, vigente y costo efectiva para apoyar la gestión oportuna y el crecimiento de la organización, medido a través de los indicadores:

- *Satisfacción del usuario de tecnologías de información*, con una meta del 84%. En diciembre de 2009 se realizó la encuesta de satisfacción dando como resultado un 90%, superando la meta establecida, reflejo de las acciones de soporte que la oficina de sistemas ha realizado encaminadas a garantizar la satisfacción de los usuarios, a través de una atención oportuna de solicitudes del 99,69%.
- *Disponibilidad de los servidores*, cuyo resultado a diciembre de 2009 es de 99,90% cumpliendo con la meta del 99,84%, aplicando medidas como realización de actualizaciones periódicas, respuesta oportuna a las fallas que se han presentado.

- *Cumplimiento del plan estratégico de tecnología de información (PETI).* El PETI del Grupo para el período 2009-2013, se presentó ante el Comité de Presidencia el 19 de octubre de 2009, cumpliendo con la meta de ejecución de los proyectos definidos.

Así mismo la iniciativa asociada a este objetivo es *Consolidación de sistemas de información*, con las siguientes iniciativas, cuyos resultados se encuentran reportados en el BSC:

- *SAP.* Con corte a 31 de diciembre de 2009 cumplió con el 100% de las actividades previstas.
- *Desarrollar sistema de información gerencial.* El diagnóstico, selección e interventoría en la implantación de un sistema de información gerencial para las empresas controladas del grupo, fue contratado con KPMG, a 31 de diciembre de 2009 se encuentra con un resultado *poco desfasado en tiempo* de las actividades previstas, respecto a adjudicación del software.
- *Plan estratégico de información – PETI.* A 31 de diciembre de 2009 ha cumplido con el 100% de las actividades previstas.

El seguimiento a indicadores e iniciativas se lleva a cabo en las reuniones trimestrales RAE, en el Comité de presidencia y en la Junta Directiva.

De acuerdo con los resultados del clima organizacional la EEB revisó y modificó la política de comunicación, aprobada en Comité de Presidencia del 24 de agosto de 2009. Aspectos detallados en el punto de *Desarrollo Talento Humano*.

Dentro del plan de medios internos se encuentran principalmente los diferentes comités, correo electrónico, intranet, informes de gestión y dentro de los medios externos están la página Web, periódicos, participación eventos, material promocional e informe de gestión.

En el PEC en la perspectiva procesos internos se encuentra el objetivo *Posicionar el grupo empresarial*, diseñando, articulando y poniendo en marcha una estrategia que permita posicionar el grupo frente a los diferentes grupos de interés, medido a través del indicador “medición de reputación corporativa” y de la iniciativa “reconocimiento del entorno y grupo de interés”.

La medición de reputación corporativa se realizó a través de la aplicación de una encuesta a varios grupos de interés durante el mes de agosto de 2009 con la firma Centro Nacional de Consultoría, que arrojó como resultado un nivel de reputación del 79%, el cual fue presentado al Comité de Presidencia en diciembre de 2009. De acuerdo con los resultados se procederá con la formulación de la estrategia de comunicación externa, a través de la contratación de una consultoría en el año 2010.

EEB ingresó en el año 2009 al Monitor Empresarial de Reputación Corporativa, MERCO, ocupando el lugar 56; y el número 7 en el sector de Servicios Públicos. Esta medición es complementaria a la encuesta de reputación corporativa, y estos dos estudios conformarán la línea base para la medición de reputación del Grupo Empresarial en 2010.

Con corte a 30 de junio se terminó la unificación de marca a través del desarrollo de los logotipos de Grupo Energía de Bogotá, EEB, TGI, TCG, TCG Perú, DECSA, Fundación GEB. En cuanto actividades de posicionamiento de la marca El Grupo ha tenido activa participación en: 2 Foros Universitarios Mujeres por Colombia, III Encuentro internacional de Fotografía, Latinamerican Emerging Markets Forum, Colombia Responsable, Integración Regional en Latinoamérica y el Caribe, Congreso Andesco.

Opinión

EEB cuenta en su plan estratégico con los objetivos, indicadores e iniciativas que le permiten hacer seguimiento a los objetivos relacionados con la información y la comunicación. La política de comunicaciones fue redefinida definiendo su marco de actuación a nivel interno y externo.

8.5 Monitoreo

COMITÉ DE AUDITORIA

En el período, se efectuaron cuatro (4) reuniones del Comité de Auditoría, los días 17 de febrero, 21 de mayo, 20 de agosto y 24 de noviembre de 2009. En la revisión de las actas respectivas se observa cumplimiento del funcionamiento del mismo.

PLANES DE MEJORAMIENTO

Los planes de mejoramiento surgen como resultado de las diferentes evaluaciones realizadas por el área de control interno, por la gestión integral de riesgos, el sistema de gestión integral, así como de las efectuadas por la Revisoría Fiscal, Contraloría de Bogotá, Auditoría Externa de Gestión y Resultados.

Se observó que la Dirección Control Interno lleva a cabo seguimiento mensual de los planes de mejoramiento definidos para cada auditoría en Excel, cuyo resultado se mide a través del indicador *Cumplimiento planes de mejoramiento*, el cual a diciembre de 2009 presentó un cumplimiento del 99%. El control al seguimiento de estos planes se lleva a cabo en el Comité de Auditoría.

Opinión

Se observó que EEB maneja la autoevaluación del control y gestión a través de los diferentes comités, reuniones de grupo primario, informes de gestión, definición y seguimiento de indicadores del BSC, hace la evaluación del sistema de control interno la cual incluye el plan de auditoría, en el comité de auditoría y comité de presidencia. Se definen oportunidades de mejora como resultado de las auditorías llevadas a cabo dentro del plan de auditorías, las cuales se evidenciaron son consignadas y se les hace seguimiento mensual en Excel.

Conclusión General

El Sistema de Control Interno de la EEB presenta un grado de desarrollo alto, integrado a la política de calidad de la empresa, coherente con las políticas y procedimientos. Los colaboradores se encuentran orientados en sus funciones y metas a los objetivos de la organización y la dirección es comprometida con el mejoramiento continuo de la entidad; Para la administración del riesgo cuenta con la identificación, valoración, manejo y monitoreo del riesgo asociados a la respectiva caracterización de los macroprocesos donde se incluye la acción de mitigación para cada riesgo.

ANEXO 1

ANEXO 1

ANEXO 1

ENCUESTA DE CONTROL INTERNO

Nombre del Jefe de Control Interno o del Auditor:	Gestión y Auditoría Especializada Ltda
Empresa	Emrpesa de Energía de Bogotá
Teléfono	+57 1 6230986
Email	gae@gae.com.co
Fecha Evaluación	Febrero de 2010

SUBSISTEMAS, COMPONENTES Y ELEMENTOS DEL SISTEMA DE CONTROL INTERNO

1. SUBSISTEMA DE CONTROL ESTRATÉGICO:

1. ¿Existe una metodología de Identificación de riesgos que se aplique a los niveles que conforman la organización?

SI X NO _____

Si la respuesta es SI continúe con la pregunta 2. De lo contrario suspenda el diligenciamiento de la encuesta.

2. ¿Respecto de los riesgos asociados a la prestación del servicio, cual es el grado de desarrollo de los elementos constitutivos del riesgo? Marque con una X de acuerdo con el grado de desarrollo para cada elemento:

ELEMENTO DEL RIESGO	GRADO DE DESARROLLO		
	Inexistente	Poco adecuado	Adecuado
Agente generador del riesgo			X
Circunstancias de tiempo			X
Circunstancias de lugar			X
Circunstancias de modo			X
Impacto del riesgo			X
Probabilidad del riesgo			X

3. ¿Las actividades de la prestación del servicio tienen definidos los riesgos?

- a) Nunca
- b) En algunas ocasiones
- c) Casi Siempre
- d) **Siempre**

4. ¿En la organización se trabaja en la identificación y administración de riesgos? Para la respuesta seleccione una de las siguientes opciones:

a) La Oficina de Control Interno o su equivalente ejecuta acciones de verificación tradicional, sin el apoyo decidido del gerente y muy lejos de los conceptos de administración del riesgo.

b) Si bien el concepto es conocido de manera general, no se desarrolla en las dependencias y la Oficina de Control Interno lo hace dentro de conceptos de auditoría convencional, con poca incidencia en la alta gerencia.

c) Se conoce el concepto de administración de riesgos, pero aún se percibe como una tarea de la Oficina de Control Interno. En todo caso el tema es conocido por la alta gerencia.

d) Existe una cultura organizacional que comprende formalmente que es necesario identificar y prevenir riesgos, pero es apoyada básicamente por la alta gerencia, pero en los demás niveles es aún incipiente.

2. SUBSISTEMA DE CONTROL DE GESTIÓN:

5. ¿Existe valoración de los riesgos identificados?. Para la respuesta seleccione una de las siguientes opciones:

- a) Orientada a temas marginales y sin rigor técnico.
- b) Orientada a riesgos de poco impacto frente al negocio y su metodología carece de rigor técnico.
- c) Orientada a riesgos pero que no tocan la esencia del negocio, salvo excepciones y sin rigor técnico.
- d) Orientada a los riesgos críticos del negocio, pero sin alto rigor técnico.
- e) Orientada a los riesgos críticos del negocio, con alto rigor técnico.**

6. ¿Se diseñan controles para los riesgos identificados?. Para la respuesta seleccione una de las siguientes opciones:

- a) Nunca
- b) En algunas ocasiones
- c) Solo en el caso que lo soliciten entes de control externo (SSPD, Contraloría, etc)
- d) Casi siempre
- e) **Siempre**

7. ¿Los controles que se diseñan se implementan?

- f) Nunca
- g) En algunas ocasiones
- h) Casi Siempre
- i) **Siempre**

8. ¿Se efectúan pruebas a los controles?

- a) Nunca
- b) En algunas ocasiones
- c) Casi Siempre
- d) **Siempre**

9. ¿Los controles han contribuido a la prevención y administración de los riesgos? Para la respuesta seleccione una de las siguientes opciones:

- a) Suelen ser formales, sin impacto en el mejoramiento y prevención de riesgos.
- b) Suelen ser formales, y con aporte marginal en el mejoramiento y prevención de riesgos.
- c) En algunas ocasiones aportan en el mejoramiento y prevención de riesgos.
- d) **Comúnmente efectivos en el mejoramiento y prevención de riesgos.**
- e) Siempre efectivos en el mejoramiento y prevención de riesgos.

10. ¿Existe seguimiento al tratamiento de los riesgos? Para la respuesta seleccione una de las siguientes opciones:

- a) Nunca
- b) En algunas ocasiones
- c) Solo en el caso que lo soliciten entes de control externo (SSPD, Contraloría, etc.)
- d) Casi Siempre
- e) **Siempre**