



cutting through complexity™

Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP - EEB

Informe de Auditoría Externa de Gestión y Resultados 2011 en cumplimiento de la Resolución 20061300012295 de 2006 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Abril de 2012



Contenido

I. Concepto del Auditor Externo de Gestión y Resultados

II. Arquitectura Organizacional

III. Análisis y Evaluación de Puntos Específicos

Plan Estratégico Corporativo – PEC

Gestión Financiera

Gestión Técnica y Operativa

Gestión Comercial

Gestión Legal y Ambiental

Oportunidad de la Información Reportada por el Prestador al SUI

IV. Indicadores y Referentes de la Evaluación de la Gestión

V. Indicadores Clasificación por Nivel de Riesgo

VI. Sistema de Control Interno

VII. Viabilidad Financiera

VIII. Anexos

No. 1 Plantilla Indicadores y Referentes

No. 2 Matriz de Riesgos

No. 3 Plantilla de Indicadores Clasificación por Nivel de Riesgos

No. 4 Encuesta del Sistema de Control Interno de la ESPD

I. Concepto del Auditor Externo de Gestión y Resultados

20 de abril de 2012

Señores

Administración de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P., y
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
Bogotá D.C.

Siguiendo los lineamientos de la normatividad vigente para la Auditoría Externa de Gestión y Resultado y en especial las Leyes 142 de 1994 y 689 de 2001, Resoluciones 321 de 2003 y 20061300012295 de 2006 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD¹; así como las Resoluciones CREG² 05, 19 y 23 de 1996, 072 de 2002, 034 de 2004 y sus resoluciones modificatorias de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, en este documento presentamos el resultado de nuestra evaluación a la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP (en adelante EEB), en los siguientes aspectos:

- Arquitectura Organizacional
- Análisis y Evaluación de Puntos Específicos:
 - Planeación Estratégica
 - Gestión Financiera
 - Gestión Técnica y Operativa
 - Gestión Comercial
 - Gestión Legal y Ambiental
 - Calidad de la Información Reportada por el Prestador al SUI³
- Indicadores y Referentes de la Evaluación de la Gestión
- Indicadores Clasificación por Nivel de Riesgo
- Sistema de Control Interno
- Viabilidad Financiera

El manejo integral de la Empresa es responsabilidad de la administración. Nuestra responsabilidad como Auditores Externos consiste en expresar un concepto sobre el resultado de la revisión. Nuestro alcance no incluyó el examen de los Estados Financieros de EEB, al y por el año

¹ SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

² CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

³ SUI: Sistema Único de Información

comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2011. Por lo tanto, no expresamos opinión sobre los mismos.

Nuestra auditoría fue realizada de acuerdo con las normas internacionales de auditoría y de aseguramiento, de conformidad con las leyes y demás normas emitidas por la SSPD y la CREG enunciadas anteriormente. A continuación presentamos nuestras conclusiones.

1. Arquitectura Organizacional

En abril de 2011 se formalizó una reducción de capital por \$204.721 millones, cuyo reembolso a los accionistas se pagó con recursos líquidos disponibles. Como consecuencia, el valor nominal de cada acción se redujo de \$7.744 a \$5.360. Posteriormente, se procedió a realizar el fraccionamiento (Split) de la acción, procedimiento por el cual cada acción equivaldría a cien (100) acciones y su valor nominal sería dividido entre cien (100), pasando de \$5.360 a \$53,60.

En noviembre de 2011, se realizó una capitalización, mediante emisión de acciones ordinarias en cuya operación se adjudicaron 594.020.517 acciones aumentando el capital suscrito y pagado en \$31.839 millones, para un total de \$492.111 millones y el número de acciones a 9.181.177.017 con un valor nominal de \$53,6 por acción. El aumento en la prima en colocación de acciones es por valor de \$740.387.

Producto de esta capitalización, la composición accionaria cambió con respecto al 2010. Bogotá, Distrito Capital disminuyó su participación del 81,5% en 2010 al 76,3% en 2011, manteniendo su participación mayoritaria y el control de la Empresa.

Durante el año 2011 no se observaron cambios relevantes en la estructura organizacional y modelo del negocio de la Empresa frente al año anterior.

2. Análisis y Evaluación de Puntos Específicos

2.1. Plan Estratégico Corporativo - PEC

El cumplimiento de los catorce (14) objetivos estratégicos se miden por indicadores de gestión y son comparados frente a la meta establecida, bajo la metodología Balanced Score Card en las reuniones de análisis estratégico – RAE´s con una frecuencia trimestral.

El plan estratégico corporativo tiene 35 indicadores de los cuales el 71,6% se ha cumplido al 31 de diciembre, mientras 17,2% tienen un progreso superior al 80% y 31 proyectos de los cuales 21 tuvieron cumplimiento y 7 proyectos tuvieron progreso superior al 80%.

2.2. Gestión Financiera

Se observa un crecimiento del 7,2% en los activos de la Empresa, representado principalmente en las inversiones de capital indirectas realizadas en Promigas, Cálidda en Perú y capitalización de Trecca en Guatemala y adquisición de un porcentaje accionario en TGI S.A. E.S.P. Como parte del desarrollo financiero se destacan las siguientes iniciativas para el logro de los objetivos:

- La vinculación de inversionistas para fortalecer la estrategia de expansión y captación de nuevos recursos.
- Aumento de la liquidez y valoración de EEB por venta de acciones.
- Mayor disposición de recursos para financiar proyectos futuros y en ejecución.
- Un mejor nivel de la capacidad de endeudamiento.

La mayor fuente de generación de ingresos proviene de inversiones permanentes que representan una participación del 41,6% sin valorizaciones y del 77,6% con valorizaciones.

| Indicador | Año 2010 | Año 2011 | Resultado 2010 Vrs. 2011 |
|-----------------------------|----------|----------|--------------------------|
| Liquidez (Prueba Acida) | 1.38 | 2.12 | Mejora |
| Solvencia (Razón Corriente) | 1.39 | 2.16 | Mejora |
| Rentabilidad Activo ROA | 11% | 3% | Disminuye |
| Rentabilidad Patrimonio ROE | 15% | 4% | Disminuye |
| Endeudamiento | 27% | 20% | Mejora |
| Causal de Disolución | 1069% | 1689% | Mejora |

Se observa una posición de liquidez y solvencia fuerte y creciente, ya que dichos indicadores aumentaron el 55% para el año 2011, respecto del año 2010. En el caso de los indicadores de rentabilidad, el año 2010 puede considerarse atípico, dado que las principales empresas donde se mantuvo inversiones de capital (Emgesa, Codensa y Gas Natural) realizaron un cierre extraordinario a septiembre de 2010, el cual generó anticipación de ingresos por dividendos con lo que mejoró el resultado final del ejercicio 2010. En 2011, los indicadores de rentabilidad están volviendo a su normalidad.

El manejo de la deuda de EEB es utilizada en su mayoría para financiar de manera parcial y temporal la compra de Calidda y Promigas, utilizando finalmente parte de los recursos obtenidos a través la emisión de acciones de EEB para repagar la deuda de corto plazo contratada como consecuencia de esta transacción.

2.3. Gestión Técnica y Operativa

Mantenimiento en redes y equipos

Durante el año, la Empresa desarrolló actividades de mantenimiento predictivo (caracterizaciones), preventivo (mediciones, pruebas) y correctivo, para conservar la infraestructura eléctrica de acuerdo con las políticas y procedimientos de calidad. El cumplimiento del programa de mantenimiento fue del 100% para todos los meses del año 2011.

Inversiones

El total de inversión asociados con la infraestructura de transmisión de energía durante el año 2011 fue de \$6.070 millones. El proyecto UPME-01-2009 Reactores Suroccidente, representa el 47,4% del total de la ejecución, seguido por el proyecto del Sistema de Transmisión Troncal Chile con el 16,6% y los proyectos correspondientes a la iniciativa de modernización de infraestructura corresponden al 16,8% de las inversiones ejecutadas.

Pago de Compensaciones

Con base en los indicadores de calidad definidos para la actividad de transmisión por la CREG, la disponibilidad del sistema de transmisión a 31 de diciembre de 2011 fue de 99.97%, superior a las metas fijadas por la CREG y por la Empresa. EEB ha tenido que compensar la suma de \$1'861.900 lo que corresponde al 0.0021% del valor de los ingresos acumulados a diciembre de 2011 recibidos por la Empresa.

2.4. Gestión Comercial

El total de la cartera en cuanto al negocio de transmisión tiene un valor a diciembre de 2011 de \$18.517 millones, donde el 91,2% corresponde a cartera corriente por uso de red nacional. La cartera por administración de centros de control y despacho y en bolsa, se encuentra vencida por más de 360 días y equivale al 4% de la cartera, la cual se encuentra provisionada en su totalidad de acuerdo a la política.

Las contribuciones que realiza EEB son para el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Rurales Interconectadas, FAER y el Programa de Normalización de Redes Eléctricas, PRONE, las cuales son utilizadas por el Ministerio de Minas y Energía para ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica en el país. En total las contribuciones del año 2011, ascendieron a \$ 9.866 millones siendo un 9,62% superior al año anterior lo que se debe principalmente a la actualización del valor unitario de las contribuciones y de los parámetros que determinan los mismos (generación despachada y energía transportada por el STN).

2.5. Gestión Legal y Ambiental

EEB mediante la Vicepresidencia Administrativa identifica, registra y evalúa el cumplimiento de los requisitos legales y otros aplicables. La Oficina de Litigios y Pensiones de la Secretaria General ejecutan controles con los procesos en contra de EEB los cuales los clasifican por instancia y se asigna una calificación de riesgo (Remoto, Eventual y Probable).

Las instancias que representan la mayor cuantía en el valor total de los casos de EEB son por indemnizaciones por hechos, omisiones u operaciones administrativas, jurisdicción civil ordinaria y por nulidad de actos administrativos que versen sobre asuntos contractuales. El valor de los casos desfavorables del 2011 fue de \$2.286 millones, mientras en 2010 fue de \$1.046 millones.

EEB tiene dentro de sus principales compromisos, mitigar los riesgos ambientales producto de las labores de operación técnica y administrativa, mediante el plan de manejo ambiental, donde la gestión para el corredor sur y sistema Bogotá cerró el 2011 con un 90,91%. El corredor central cerró con el 100% de implementación del PMA y el corredor suroccidente cerró con el 98,98%.

Los resultados asociados a la implementación de medidas de mitigación y compensación de los impactos ambientales son evaluados a través del Procedimiento GSA-P-GA-001 Gestión Ambiental para la Infraestructura de Transmisión.

La Empresa realizó la recertificación ambiental con cero hallazgos y cero no conformidades realizado por BVQI (Bureau Veritas Quality Internacional) Colombia Ltda.

2.6. Oportunidad de la Información Reportada por el Prestador al SUI

La información utilizada para el cálculo de cada uno de los Indicadores de Clasificación por Nivel de Riesgos y los Indicadores de Gestión y Referentes fue transmitida oportunamente al SUI, y

cumple con el requerimiento de la SSPD a través de la Resolución SSPD 33635 de 2005, y la Resolución SSPD 25985 de 2006.

3. Indicadores y Referentes de la Evaluación de la Gestión

Para el proceso de cálculo de indicadores financieros al 31 de diciembre de 2011, en EEB se identificaron los valores que corresponden al negocio regulado de transmisión.

| Indicadores Financieros | Año 2010 | | Año 2011 | |
|---|-----------|-----------|-----------|------------|
| | Indicador | Referente | Indicador | Diferencia |
| Rotación Cuentas por Cobrar (Días) | No Aplica | No Aplica | No Aplica | No Aplica |
| Rotación Cuentas por Pagar (Días) | 15 | 30 | 18 | 11.7 |
| Razón Corriente (Veces) | 4.28 | 1.50 | 14.28 | 12.8 |
| Margen Operacional (%) | 68.05% | 74.67% | 65.6% | 9.03% |
| Cubrimiento de Gastos Financieros (Veces) | 1 | 6.00 | 1 | 0.0 |

De acuerdo a los resultados de los indicadores del año 2011, EEB cumple con los referentes financieros establecidos por la SSPD, excepto el Margen Operacional, el cual es calculado por EEB con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 034 de 2004. Así mismo, EEB cumplió con el referente del indicador Técnico-Administrativos de Atención Solicitud de Conexión.

4. Indicadores Clasificación por Nivel de Riesgo

EEB cuenta con un área encargada de la gestión de los riesgos cuyo objetivo es garantizar la continuidad del grupo empresarial y el cumplimiento de sus objetivos corporativos, a través de la aplicación de las prácticas de gestión de riesgos y hacer seguimiento a las acciones encaminadas a controlarlos. La Gerencia de Planeación Corporativa es la responsable de la gestión de los riesgos, consistente en identificar, evaluar, consolidar, monitorear y comunicar los riesgos que puedan afectar el cumplimiento de los objetivos estratégicos y los procesos de la Empresa.

A partir de los resultados de los indicadores de clasificación por nivel de riesgos, se puede observar que la Empresa ha mantenido estable la estructura financiera del negocio de trasmisión y dichos indicadores no presentan variaciones significativas. Asimismo, los resultados de los siguientes indicadores son favorables: Rentabilidad sobre Activos, Rentabilidad sobre Patrimonio. La operación de la Empresa genera un flujo de caja positivo, el cual le permite cumplir con sus obligaciones y el activo está respaldado por el patrimonio, lo cual quiere decir que el financiamiento de la operación de la Empresa ha sido con recursos propios.

De acuerdo al resultado de la evaluación del Sistema de Control Interno, al resultado de la identificación de los riesgos (Matriz de Riesgos) y al resultado de los Indicadores de Clasificación por Nivel de Riesgo, concluimos que Nivel de riesgo de EEB es A, es decir, el nivel de riesgo es Bajo.

5. Sistema de Control Interno

De acuerdo al resultado del análisis de las respuestas de los empleados entrevistados, el análisis de la información entregada por EEB y consultada en la Intranet y en la página Web de EEB y de las pruebas corroborativas que efectuamos, se determinó que el nivel de madurez del Sistema de Control Interno en la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP, es de 4.67 sobre 5, es decir, el

nivel de madurez es adecuado. Se observa que EEB ha desarrollado y mantiene una estructura de control interno que le permite conducir de manera ordenada sus operaciones y contribuye con el logro de sus objetivos empresariales, dando una seguridad razonable en cuanto al cumplimiento de normas, políticas y procedimientos. Es importante indicar que debido a las limitaciones inherentes de un sistema de control, el sistema de control de la Empresa puede llegar a no prevenir o detectar desviaciones importantes. Así mismo, la evaluación sobre efectividad para periodos futuros está sujeta al riesgo de que los controles pueden volverse inadecuados debido a cambios en las condiciones o que el grado de cumplimiento de políticas y procedimientos puede deteriorarse.

6. Viabilidad Financiera

Analizamos el modelo de proyecciones financieras de EEB a cinco años (de 2011 a 2015), así como las diferentes variables y supuestos utilizados. Estas proyecciones fueron suministradas por EEB y elaboradas por la Gerencia de Planeación Financiera de EEB.

Del análisis de la situación financiera actual y de las proyecciones a cinco años, se observa un crecimiento progresivo y acelerado de los ingresos operacionales por transmisión de energía a un factor de crecimiento de 7,1% por año y de un 35% de los ingresos no operacionales dado que las Inversiones permanentes proyectan duplicarse de un 35% en el 2011 a un 74% en el 2015.

De acuerdo al análisis de la proyección, EEB obtendrá ingresos crecientes por Dividendos y Participaciones a una tasa de 14% en las empresas no controladas y por método de participación en las empresas controladas se estima un crecimiento del 16,2% durante los próximos 5 años.

La caja requerida principalmente para la ejecución de proyectos de inversión y pago de dividendos, es cubierta por los flujos generados anualmente y por el saldo en caja.



Orlando Delgadillo A.
Representante
Consortio KPMG – Auditoría de Gestión

II. Arquitectura Organizacional

En este capítulo presentamos los cambios organizacionales más importantes de la Empresa, ocurridos durante el año 2011, según lo observado a nivel de las actas de la Junta Directiva, organigrama, modelo de procesos, entrevistas con la División de Recursos Humanos y otros documentos internos.

1. Tipo de sociedad

Durante el 2011, no se presentaron cambios relacionados con el tipo de sociedad según lo reportado en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos (RUPS) del 9 de diciembre de 2011 y a los estatutos sociales de EEB

capítulo I, donde menciona que 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.

2. Capital (Autorizado, suscrito, pagado)

El siguiente es el capital autorizado, suscrito y pagado al 31 de diciembre de 2011:

| Capital Autorizado, Suscrito y Pagado 2011 | | | |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|
| Concepto | 2010 | a Nov. 2011 | a Dic - 2011 |
| Capital Autorizado | 2.370.000.000.000 | 2.370.000.000.000 | 2.370.000.000.000 |
| Capital Suscrito | 664.992.650.200 | 460.271.588.400 | 492.111.088.111 |
| Capital Pagado | 664.992.650.200 | 460.271.588.400 | 492.111.088.111 |
| Número de acciones | 85.871.565 | 8.587.156.500 | 9.181.177.017 |
| Valor nominal acción | 7.744 | 53,60 | 53,60 |

Fuente: Certificado de Cámara y Comercio Bogotá, 15 de Diciembre 2011 y Gerencia de Contabilidad

EEB recibió fondos en efectivo, resultado de la reducción de capital efectuada por Emgesa S.A. E.S.P. en el 2010, empresa en la que EEB cuenta con una participación del 51,5%. Con base en lo anterior, la Asamblea General de Accionistas de EEB en reunión extraordinaria celebrada el 26 de Julio de 2010, aprobó una reducción de capital por \$204.721 millones. La Empresa obtuvo la autorización por parte del Ministerio de la Protección Social y la Superintendencia de Sociedades de acuerdo con la Resolución No. 341-0124-54 expedida el 18 de enero de 2011. La reducción del capital fue formalizada en abril de 2011, y su reembolso a los accionistas se realizó con recursos líquidos disponibles. Como consecuencia, el valor nominal de cada acción se redujo de \$7.744 a \$5.360.

Adicionalmente, la Asamblea General de Accionistas aprobó disminuir el valor nominal de la acción a fin de darle mayor liquidez, y transmitir al mercado que la acción no es muy costosa comparada con otras opciones del mercado. Como consecuencia, se procedió a realizar el fraccionamiento (Split) de la acción, procedimiento por el cual cada acción equivaldría a 100 acciones y su valor nominal sería dividido entre cien, pasando de \$5.360 a \$53,60.

En julio de 2011 la Junta Directiva autorizó a la Presidente para someter a consideración de la Asamblea de Accionistas una capitalización de la Empresa, mediante emisión de acciones ordinarias sin sujeción al derecho de preferencia y sin el derecho residual consagrado en los estatutos y la modificación a los estatutos sociales, por lo cual la Asamblea de Accionistas, en acta 060 del mes de agosto aprobó la emisión de 594.020.517 acciones aumentando el capital Suscrito y Pagado a \$492.111 millones con un número de acciones de 9.181.177.017 y manteniendo el mismo valor nominal de la acción por \$53,6 con el fin de:

- Vincular inversionistas extranjeros de países importantes dentro de la estrategia de expansión de la Empresa.
- Favorecer la liquidez de la acción en bolsa y la adecuada valoración de EEB.
- Disponer de recursos para financiar parcialmente los proyectos actuales de EEB valorados en USD 956 millones aproximadamente.
- Mejorar los indicadores de los bonos emitidos por EEB en el mercado internacional, para mejorar la capacidad de endeudamiento.

La Junta Directiva aprobó en el acta 1481 del mes de septiembre, el precio de suscripción por acción de 1.300 pesos moneda corriente. El monto de los recursos recibidos por la Empresa como resultado del proceso de la emisión de nuevas acciones fue de \$772.227 millones.

3. Composición accionaria

Por la composición y el origen de su capital, EEB es una sociedad constituida con aportes estatales y de capital privado, de carácter u orden distrital. Los accionistas junto con su participación en el capital de EEB, al 31 de diciembre 2011, se presentan a continuación:

| Composición Accionaria | | | |
|----------------------------|-------|-------|-----------|
| Accionista | 2010 | 2011 | Variación |
| Bogotá, Distrito Capital | 81,5% | 76,3% | (5,2%) |
| Ecopetrol | 7,4% | 6,9% | (0,5%) |
| Fondo de pensiones / Otros | 7,2% | 13,2% | 6,0% |
| Corficolombiana | 3,8% | 3,6% | (0,2%) |
| Otros * | 0,1% | 0,1% | 0,0% |

* *Financiera Energética Nacional (FEN), Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá S. A. y Empresa de Telecomunicaciones de Bogotá S. A. ESP*

Producto de la emisión de acciones realizada en noviembre de 2011, la composición accionaria cambió con respecto al 2010. Bogotá, Distrito Capital disminuyó su participación del 81,5% en 2010 al 76,3% en 2011, manteniendo su participación mayoritaria y el control de la Empresa. Se destaca el aumento de la participación accionaria de los fondos de pensiones, empleados, ex empleados y las personas naturales que compraron acciones llegando a un 13,2%.

4. Órganos de Dirección, Administración, y Fiscalización

De acuerdo con la revisión de las Actas de Junta Directiva y de Asamblea de Accionistas, se evidenció que los órganos de dirección dieron cumplimiento y actuaron alineados con las atribuciones y responsabilidades definidas en los estatutos sociales de la Empresa.

En el 2010 se designó a la firma Deloitte & Touche Limitada, como Revisor Fiscal de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP., para los ejercicios de 2010 y 2011.

Según el certificado de Cámara de Comercio de Bogotá los miembros de Junta Directiva de la Empresa son las siguientes personas:

| Miembros Junta Directiva | |
|--|--------------------------------|
| Junta Directiva | Suplentes |
| Primer renglón: Clara Eugenia López Obregón | Juan Antonio Nieto Escalante |
| Segundo Renglón: Yuri Chillan Reyes | Ricardo Sánchez Ángel |
| Tercer Renglón: Cristina Arango Olaya | Beatriz Helena Hincapié Molina |
| Cuarto Renglón: Pedro Arturo Rodríguez Tobo | Maria Fernanda Sánchez |
| Quinto Renglón: Antonio José Urdinola Uribe | Ricardo Lozano Forero |
| Sexto Renglón: Claudia Lucia Castellanos Rodríguez | Boris Villa Gallo |
| Séptimo Renglón: Luis Carlos Sarmiento Gutiérrez | Mauricio Cárdenas Muller |
| Octavo Renglón: Alberto Carrasquilla Barrera | Roberto Ospina Pulido |
| Noveno Renglón: Ruth Mary Abril Arévalo | Guillermo Pérez Suarez |

Fuente: Certificado Cámara de Comercio de Bogotá – 15 de diciembre 2011

Los representantes legales de EEB, al 31 de diciembre de 2011 son:

| | |
|---------------------------------|-------------------------------|
| Presidente | Mónica de Greiff Lindo |
| Primer Suplente del Presidente | Henry Navarro Sánchez |
| Segundo Suplente del Presidente | Jorge Armando Pinzon Barragan |
| Tercer Suplente del Presidente | Mario Trujillo Hernández |

5. Ideas Rectoras y Acciones Organizacionales

Las ideas rectoras de EEB tuvieron algunas modificaciones con respecto al año anterior. A continuación se enuncian:

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 y de infraestructura nacional e internacional, con responsabilidad global, prácticas de clase mundial y un equipo humano innovador y eficiente.

A la misión de la organización se le agregó participación en el sector de infraestructura y también se cambió responsabilidad social por responsabilidad global y se eliminó equipo de alta calidad.

Visión:

Ser en el año 2024 el primer grupo transportador independiente de gas natural en América Latina, actor relevante en transmisión y distribución de energía eléctrica y gas natural nacional e internacional, con participación importante en otros negocios del sector energético y reconocido como grupo de clase mundial.

Se observó cambios en la visión con motivo del direccionamiento al negocio de distribución de energía eléctrica y de gas natural apuntando al reconocimiento como grupo de clase mundial.

Valores Institucionales

No se observaron cambios en los valores de la Empresa para el año 2011.

6. Modelo Organizacional

No se observa cambios relevantes en la estructura organizacional de EEB frente al año anterior.

7. Niveles de delegación

Según el certificado de Cámara y Comercio, no se realizaron cambios en el nivel de delegación de la Empresa. Esta delegación pretende dar mayor agilidad en la toma de decisiones y aprobación de contratos. Actualmente los niveles de delegación vigentes son:

| Niveles de Delegación Otorgados | |
|---|----------------|
| Cargo | Valor en SMMVL |
| Presidente | Hasta 70.000 |
| Vicepresidente de Transmisión | 2.000 |
| Secretario General | 500 |
| Director de la Oficina de Relaciones Externas | 500 |

| | |
|--|-----|
| Vicepresidente Financiero | 500 |
| Vicepresidente Administrativo | 500 |
| Vicepresidente de Portafolio Accionario y Planeación Corporativa | 500 |

Fuente: Certificado Cámara de Comercio de Bogotá – 29 de noviembre 2011

8. Número de empleados vinculados

La siguiente es la composición del número de empleados por tipo de contratación al 31 de diciembre del 2011 en comparación con el año 2010.

| Empleados | | |
|------------------------------------|------|------|
| Concepto | 2010 | 2011 |
| Activos | 143 | 153 |
| Sena y Practicantes Universitarios | 12 | 12 |

Fuente: Reporte de Nómina diciembre 2010-2011

Se observó un aumento en el número de empleados activos, de los cuales siete tienen contrato indefinido y 3 con contrato a término fijo. Los empleados con contrato indefinido hacen parte del área administrativa de la Empresa mientras dos de los empleados con contrato a término fijo son de la Oficina de Operación y Mantenimiento de Subestaciones. Según el acta de Junta Directiva 1465 del 30 de septiembre de 2010 se aprobó tener a 160 integrantes en la planta, debido que la Empresa se ha expandido, reflejando una mayor carga de trabajo. La Empresa cumple con los convenios que debe tener con el Servicio Nacional de Aprendizaje SENA con cinco aprendices y con siete practicantes universitarios bajo la modalidad de aprendizaje en el desarrollo de actividades propias de la Empresa.

9. Sistemas de Gestión de la Calidad

Se evidenció en el Acta de Junta Directiva 1480 que durante los días comprendidos entre el 24 de agosto hasta el 6 de septiembre de 2011 se llevó a cabo la recertificación del Sistema de Gestión Ambiental ISO 14001, Sistema de Seguridad y Salud Ocupacional OHSAS 18001, Sistema de Gestión de Calidad ISO 9001 y la Norma Técnica de Calidad en la Gestión Pública NTCGP 1.000 realizado por BVQI (Bureau Veritas Quality Internacional) Colombia Ltda, la cual en su informe final concluyó que la Empresa cuenta con Sistemas de Gestión implantados y consolidados. Por consiguiente otorgó a EEB la recertificación de las normas. La auditoría cubrió los 21 procesos del Sistema de Gestión que se realizan en las instalaciones de la sede calle 73 y calle 61 (Bogotá), el almacén Pitalito (Huila), la subestación Tunal (Bogotá) y la subestación Altamira (Huila).

Dentro de la auditoría realizada hubo cero (0) no conformidades, cero (0) oportunidades de mejoras, cero (0) observaciones y siete (7) aspectos destacados, mencionados en el acta 1480 de la Junta Directiva:

1. La planeación estratégica, el diseño y desarrollo del proyecto “Reactores Suroccidente”, así como la operación y el mantenimiento del sistema de transmisión.
2. La identificación y evaluación de oportunidades de inversión y el seguimiento a la gestión de las empresas participadas.
3. La administración de riesgos alineada a la planeación estratégica.
4. El establecimiento de las competencias de cada cargo y la cultura organizacional a través de un modelo de liderazgo que lidera el proceso Gestión Humana

5. El enfoque de Responsabilidad Social Empresarial.
6. El buen estado y funcionamiento de la infraestructura técnica y locativa en todas las instalaciones administrativas de la Empresa.
7. El cumplimiento de requisitos legales propios del negocio, los requisitos ambientales y de seguridad y salud ocupacional.

Bureau Veritas Certificación, recomendó realizar una auditoría de seguimiento para los años 2012 y 2013 en el Sistema de Gestión Integrado para los negocios de Transmisión de Energía Eléctrica y el Portafolio Accionario, y hacer la recertificación en el año 2014 para su renovación por otros tres (3) años.

Conclusiones

- La estructura organizacional y el modelo operativo de la Empresa se mantiene, no se observaron cambios a los mismos.
- No se observaron actuaciones que nos hicieran suponer que la Empresa obró fuera de la normatividad o fuera de lo establecido en su objeto social.
- En abril de 2011, se materializó una reducción de capital por \$204.721 millones, el reembolso de estos recursos a los accionistas se realizó con excedentes de liquidez disponibles.
- La Empresa redujo el valor nominal de la acción para transmitir al mercado que la acción no es costosa en comparación con otras opciones del mercado.
- La Empresa obtuvo recursos del mercado de capitales por \$772.227 millones a través de la emisión de acciones, principalmente adquiridas por los fondos de pensiones, quienes aumentaron su participación al 13,2% de capital social.
- La Empresa reafirma su misión y visión al año 2024, resultando su interés en tener una mayor presencia internacional y en ser reconocida como un grupo de clase mundial.
- La Empresa mantiene sus certificaciones en los sistemas de Gestión de Calidad ISO 9001, OSHAS 18001, ISO 14001 y en NTCGP 1.000.



III. Análisis y Evaluación de Puntos Específicos

1. Plan Estratégico Corporativo - PEC

A continuación presentamos la estructura del plan estratégico corporativo en el cual se encuentra el direccionamiento estratégico de la Empresa, reflejada en los objetivos por perspectiva, mediciones, indicadores y metas para el año 2011.

1.1. Direccionamiento Estratégico

El direccionamiento estratégico de EEB define los lineamientos estratégicos para focalizarse hacia donde se quiere llegar, los cuales están divididos en cuatro perspectivas (Financiera, Cliente, Interna y Aprendizaje y Crecimiento) y así lograr el cumplimiento de la visión de la Empresa. Los lineamientos estratégicos de EEB para la perspectiva financiera son los siguientes:

- Generación permanente y creciente de valor y dividendos para los accionistas
- Liquidez de las acciones del grupo
- Vinculación de nuevos accionistas
- Estructura financiera optima, eficiente y dinámica
- Crecimiento sostenido y rentable

Los lineamientos para la perspectiva de clientes son los siguientes:

- Reconocimiento como grupo de clase mundial y con responsabilidad global
- Expansión de operaciones en Latinoamérica.

Para la perspectiva de procesos internos los lineamientos son:

- Gestión con prácticas de clase mundial
- Modelo estandarizado de gestión para las empresas del grupo
- Aprovechamiento de sinergias en el Grupo Empresarial
- Gestión con responsabilidad global
- Innovación y diversificación en negocios y portafolio

Y los lineamientos para la perspectiva de Aprendizaje y Crecimiento son:

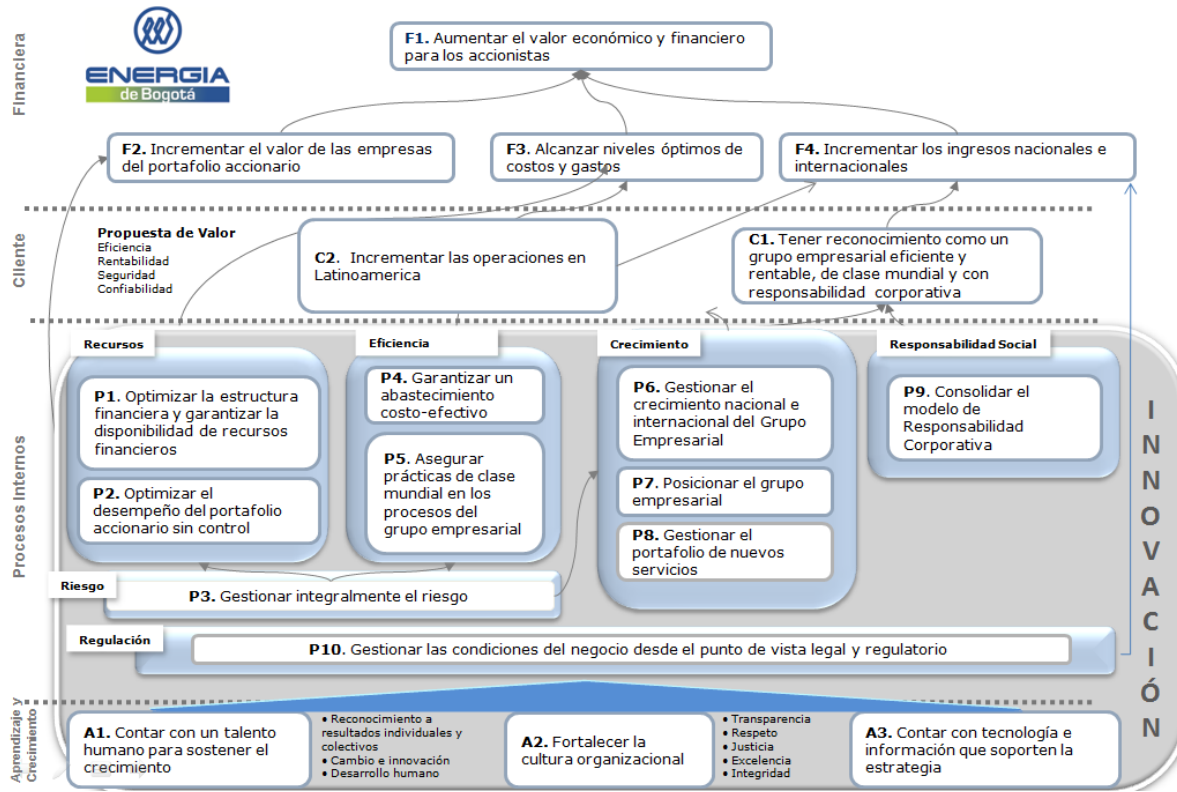
- El mejor Grupo Empresarial para trabajar
- Equipo de trabajo comprometido, competente motivado y con proyección
- Tecnología de información del Grupo Empresarial consolidada, estandarizada e integrada

En los lineamientos se destaca la expansión de operaciones en Latinoamérica y gestión con prácticas de clase mundial y se reafirma el propósito de tener operaciones en Latinoamérica con reconocimiento de clase mundial.

Dentro del despliegue estratégico está claramente descrito en dónde la Empresa quiere competir, con qué y en qué competir con su propuesta de valor corporativo como la eficiencia, rentabilidad, seguridad y confiabilidad.

1.2. Mapa Estratégico

El mapa estratégico es la guía de mando que dirige la Empresa al alcance de la visión constituido por cuatro perspectivas y diecinueve objetivos estratégicos como se muestra a continuación:



Fuente: Oficina de Planeación

Para el año 2011 existieron modificaciones en tres objetivos con respecto al año 2010, debido a los cambios realizados en la misión y visión del año 2011 los cuales son los siguientes:

| Modificaciones objetivos estratégicos | |
|---|---|
| Objetivo 2010 | Objetivo 2011 |
| F3. Optimizar los costos y gastos | F3. Alcanzar niveles óptimos de costos y gastos |
| C1. Tener reconocimiento como un Grupo Empresarial eficiente y rentable, de clase mundial y con responsabilidad social corporativa. | C1. Tener reconocimiento como un Grupo Empresarial eficiente y rentable, de clase mundial y con responsabilidad corporativa |
| P9. Consolidar el modelo de Responsabilidad Social Corporativa. | P9. Consolidar el modelo de Responsabilidad Corporativa |

Fuente: Oficina de Planeación 2011

1.3. Indicadores y Proyectos Estratégicos

Para cada uno de los objetivos estratégicos se miden sus cumplimientos por medio de indicadores de gestión que son evaluados con respecto a la meta establecida bajo la metodología Balanced Score Card en las reuniones de análisis estratégico – RAE´s, con una frecuencia trimestral. El cumplimiento de algunos objetivos específicos, es medido con base en el porcentaje de avance del proyecto con respecto a la meta establecida.

El cumplimiento de los indicadores se clasifica por colores, donde verde significa que se cumplió a tiempo y sobre lo presupuestado, amarillo significa un poco desfasado en tiempo y/o presupuesto, rojo cuando el indicador está desfasado en tiempo y/o en presupuesto y azul cuando el indicador no se ha iniciado o no fue posible medirlo.

Debido que no se observó una ponderación para cada indicador, iniciativa y proyectos del plan estratégico para poder evaluar la gestión del mismo, se analizó el cumplimiento de las metas donde 81 es la suma del consolidado de los indicadores, iniciativas y proyectos y el 71,6% se han cumplido a la fecha del 31 de diciembre, mientras el 17,2%, no alcanzó la meta pero tuvieron una gestión superior al 80%. El 2,5% no cumplió con la meta establecida y el 8,6% no se han iniciado o su fecha de finalización no ha culminado.

Para la perspectiva financiera se cumplieron todos los indicadores debido a un mejor resultado operacional, menor ejecución de gastos de administración del 6,9%, dividendos decretados por Codensa en el mes de diciembre, un EBITDA 54,5% por encima de la meta establecida, ingresos de transmisión 6,8% más que en año 2010 y los ingresos operacionales de Cálidda estuvieron un 23% por encima del presupuesto debido al gran desempeño de distribución de gas natural.

Los indicadores de la perspectiva del cliente se cumplieron debido principalmente al resultado de la encuesta de reputación e impacto social y por el crecimiento operacional en Latinoamérica.

Entre las principales actividades en la perspectiva de proceso internos, está la capitalización realizada para reducir el apalancamiento requerido para financiar la adquisición de acciones de Cálidda y Promigas. Se lograron 3 ampliaciones en el sistema REP y se ganó la concesión Trujillo – Chiclayo. Se obtuvo una calificación del sistema de gestión de riesgo de 4,66; sistematización en ERA de las auditorías realizadas durante el 2011; ahorros en CAPEX y OPEX; se lograron 13 estrategias de abastecimiento de bienes y servicios y cumplimiento de las actividades de la estrategia de comunicación externa.

Para la perspectiva de aprendizaje se logró la definición y ejecución del plan de desarrollo de talento humano gracias a los resultados satisfactorios en el Management Assesment para realizar la valoración del talento de EEB. Se realizó la medición de ambiente laboral con la participación del 96,6% de los trabajadores cuya calificación superó la meta propuesta y se desarrolló el sistema integrado de gestión documental y archivo en el entorno electrónico.

El seguimiento al PEC se realiza trimestralmente, como resultado de esta actividad se genera el informe de seguimiento, el cuadro actualizado de los indicadores de cada proyecto y la ficha de seguimiento, en donde se plasma el estado de avance del proyecto y los inconvenientes presentados. Se observó un programa dinámico donde se reporta las actividades de avance por cada indicador, iniciativa y proyectos señalando fechas, presupuesto ejecutado y las causas por retrasos de actividades.

Conclusiones

- Los objetivos del plan estratégico corporativo y las metas establecidas por la Empresa de Energía de Bogotá, se están cumpliendo, acercándose a la visión de la Empresa.
- El 71,6% del total de los indicadores, iniciativas y proyectos del Plan Estratégico Corporativo lograron el cumplimiento con respecto al tiempo y presupuesto otorgado mientras el 17,3% no alcanzó la meta y ha tendido una gestión superior al 80%. El 2,5% no cumplieron con la meta establecida y el 8,6% no se han iniciado o su fecha de finalización no ha culminado.
- Se realizan seguimientos del plan estratégico trimestralmente, permitiendo visualizar los logros y dificultades que se estén presentando para tomar acciones de mejoras y así no desviar el cumplimiento del plan de la Empresa.
- Dentro del Plan Estratégico Corporativo existe un objetivo relacionado con el marco regulatorio el cual demuestra el compromiso que tiene la Empresa de cumplir con los parámetros exigidos por los entes regulatorios del gobierno.

2. Gestión Financiera

Esta evaluación de puntos específicos comprende el análisis a los principales aspectos económicos relacionados con la Gestión Financiera de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP., y los lineamientos de la normatividad vigente para las Auditorías Externas de Gestión de Resultados y en especial las Leyes 142 de 1994 y 689 de 2001 y la Resolución 20061300012295 de 2006 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliados – SSPD; así como la Resolución 072 de 2002 modificada por la 034 de 2004 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

2.1. Balance General

Activos

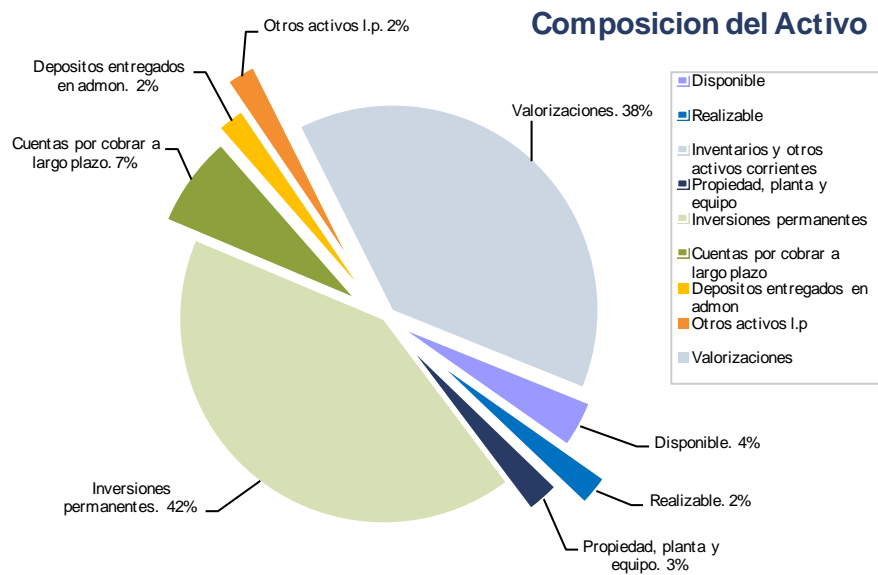
El activo total de la Empresa de Energía de Bogotá (EEB) crece 7,2% y su estructura se mantiene estable a diciembre 31 de 2011 en comparación con el mismo período del año 2010. Sus mayores recursos están invertidos en el activo no corriente por valor de \$9.809 mil millones (94%), representados en Inversiones Permanentes por \$4.345 mil millones (42%) y en las valorizaciones por \$4.022 mil millones (38%) principalmente.

| Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. Balances Generales (En Millones de Pesos Colombianos) | | | | | | |
|--|------------------|-------------|-------------------|-------------|------------------------------|-----------------------------|
| Activos | Diciembre 2010 | % | Diciembre 2011 | % | Variación \$ Dic 10 - Dic 11 | Variación % Dic 10 - Dic 11 |
| Activo Corriente | | | | | | |
| Efectivo | 126,425 | 1% | 254,568 | 2% | 128,144 | 101% |
| Inversiones | 140,644 | 1% | 126,070 | 1% | (14,574) | -10% |
| Deudores | 944,834 | 10% | 244,658 | 2% | (700,176) | -74% |
| Inventarios | 8,548 | 0% | 11,253 | 0% | 2,705 | 32% |
| Otros activos | 479 | 0% | 562 | 0% | 83 | 17% |
| Total Activo Corriente | 1,220,930 | 13% | 637,110 | 6% | (583,819) | -48% |
| Activo No Corriente | | | | | | |
| Inversiones | 3,430,448 | 35% | 4,344,974 | 42% | 914,525 | 27% |
| Deudores | 715,421 | 7% | 754,296 | 7% | 38,875 | 5% |
| Propiedad, planta y equipo | 269,146 | 3% | 264,278 | 3% | (4,868) | -2% |
| Depositos entregados en Adm on | 218,908 | 2% | 204,943 | 2% | (13,965) | -6% |
| Otros Activos | 131,908 | 1% | 217,888 | 2% | 85,980 | 65% |
| Valorizaciones | 3,755,261 | 39% | 4,021,451 | 39% | 266,190 | 7% |
| Total Activo No Corriente | 8,521,093 | 87% | 9,807,830 | 94% | 1,286,737 | 15% |
| Total Activos | 9,742,023 | 100% | 10,444,941 | 100% | 702,918 | 7.2% |

Fuente: Estados Financieros 2010 y 2011, Gerencia de Contabilidad

Durante el período de diciembre de 2010 a diciembre de 2011, las operaciones mostraron un aumento en los activos totales de EEB por \$703 mil millones (7,2%), principalmente por inversión en empresas nacionales e internacionales, método de participación de sus filiales y las valorizaciones por inversiones en otras empresas.

Por otra parte, el activo operacional catalogado como Propiedad, Planta y Equipo, contribuye en un 3% al desarrollo de la actividad de Transmisión de Energía Eléctrica, siendo ésta la segunda fuente de generación de ingresos de la Empresa.



Fuente: Estados Financieros 2010 y 2011, Gerencia de Contabilidad

A continuación presentamos un análisis de los movimientos más representativos:

- **Deudores Corto Plazo (Realizables):** Se observó una disminución de \$915 mil millones, los cuales corresponden a reintegros de depósitos del fideicomiso del proyecto TGI (Fidubogotá) por valor de \$441 mil millones y pago de dividendos recibidos por \$546 mil millones. Adicionalmente, durante el año 2011 se decretaron dividendos a favor de EEB por valor de \$347 mil millones.
- **Inversiones Permanentes:** Es el rubro de mayor peso dentro la estructura financiera de la Empresa, dado que tiene una participación de \$4,345 mil millones equivalentes a un 42% del total de los activos de la Empresa. Se observa un crecimiento en las inversiones de EEB por \$915 mil millones, un 27% más que el año anterior, como parte de la estrategia corporativa de crecimiento y vinculación de inversionistas para garantizar la expansión e incremento de las utilidades de la Empresa.

EEB ejecutó las siguientes operaciones financieras para cumplir con el plan estratégico y financiero de la Empresa:

- a. Adquirió vehículos de inversión de Promigas por \$450 mil millones aproximadamente, dando cumplimiento a la estrategia de ampliación de sus líneas de negocio en energía eléctrica y gas.
 - b. Tomó el control indirecto de la empresa extranjera Cálidda “Distribuidora de Gas de Lima y Callao” por \$209 mil millones durante el año 2011.
 - c. Realizó una operación de capitalización a la empresa TRECSA por valor de \$105 mil millones aproximadamente.
 - d. Adquirió acciones de TGI OPA por \$31 mil millones durante el año 2011.
- **Valorizaciones,** Durante el período de diciembre 2010 a diciembre de 2011, las valorizaciones crecieron en \$266 mil millones; un 7% frente al año anterior, debido a la diferencia contable por actualización.

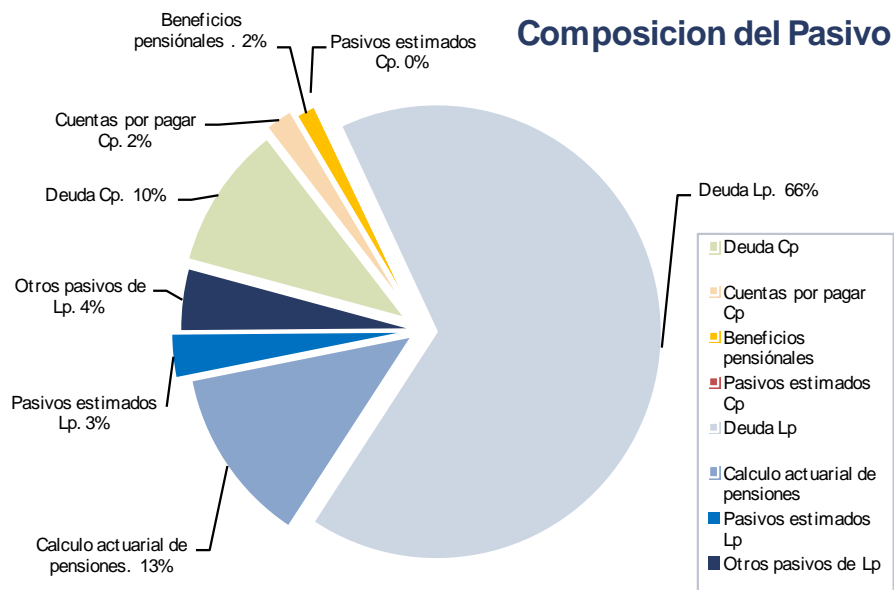
Pasivos

La estructura del pasivo total de la EEB se redujo en el año 2011 por valor de \$500 mil millones equivalente al 19% frente al 2010. Sus mayores obligaciones están concentradas en el pasivo no corriente por valor de \$1.836 mil millones (86%), donde sobresale el rubro de obligaciones financieras a largo plazo por \$1,411 mil millones, el cual está compuesto por Deuda Externa de LP por \$1,380 mil millones, Contratos Leasing por \$1 mil millones y operaciones de Cobertura Financiero por \$30 mil millones, principalmente.

| Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. | | | | | | |
|--|------------------|-------------|------------------|-------------|------------------------------|-----------------------------|
| Balances Generales | | | | | | |
| (En Millones de Pesos Colombianos) | | | | | | |
| Pasivos | Diciembre 2010 | % | Diciembre 2011 | % | Variación \$ Dic 10 - Dic 11 | Variación % Dic 10 - Dic 11 |
| Pasivo Corriente | | | | | | |
| Obligaciones Financieras Cp | 120,935 | 5% | 219,555 | 10% | 98,620 | 82% |
| Cuentas por Pagar | 718,216 | 27% | 39,810 | 2% | (678,406) | -94% |
| Obligaciones Laborales | 1,581 | 0% | 2,381 | 0% | 800 | 51% |
| Pasivos Estimado | 2,727 | 0% | 3,041 | 0% | 314 | 12% |
| Pensiones de Jubilación | 27,041 | 1% | 25,865 | 1% | (1,177) | -4% |
| Beneficios Complement. A Pens. | 5,089 | 0% | 4,256 | 0% | (833) | -16% |
| Total Pasivo Corriente | 875,589 | 33% | 294,907 | 14% | (580,681) | -66% |
| Pasivo No Corriente | | | | | | |
| Obligaciones Financieras Lp | 1,420,713 | 54% | 1,478,520 | 69% | 57,807 | 4% |
| Pasivos Estimados y Provisiones | 64,480 | 2% | 63,580 | 3% | (900) | -1% |
| Pensiones de Jubilación | 233,608 | 9% | 233,875 | 11% | 266 | 0% |
| Cuotas Partes Pensionales (Neto) | 1,787 | 0% | 24,325 | 1% | 22,538 | 1261% |
| Beneficios Complementarios Pens. | 35,088 | 1% | 35,783 | 2% | 695 | 2% |
| Total Pasivo No Corriente | 1,755,677 | 67% | 1,836,083 | 86% | 80,406 | 5% |
| Total Pasivos | 2,631,266 | 100% | 2,130,990 | 100% | (500,276) | -19.0% |

Fuente: Estados Financieros 2010 y 2011, Gerencia de Contabilidad

- Al analizar el movimiento de las **Obligaciones Financieras a Corto Plazo**, se observa un incremento en los préstamos de banca comercial interna por \$110 mil millones. Así mismo, se pagaron intereses los cuales corresponden a deuda pública extranjera de banca comercial por \$17 mil millones principalmente.



Fuente: Estados Financieros 2010 y 2011, Gerencia de Contabilidad

- Cuentas por Pagar CP:** Se observó una disminución por \$678.406 millones en el año 2011 de las cuentas por Pagar a CP, debido al pago de los dividendos decretados en diciembre de 2010 y que corresponden al ejercicio comprendido entre el 01 de enero y el 31 de octubre de dicho año.
- Obligaciones Financieras Largo Plazo:** EEB realizó una colocación de bonos en el exterior por un total de USD\$ 610 millones, con una tasa de 6,125%, a un plazo de 10 años. Esta operación permitió sustituir la deuda y reducir el costo financiero de la misma.

Al analizar los resultados del nivel de endeudamiento de EEB, se observa una posición del servicio de deuda estable, apoyado en niveles de endeudamiento controlados y acordes con las estrategias financieras del negocio. EEB durante el periodo 2011 ha reducido su nivel de endeudamiento total en 6,61% puntos.

| Nivel de Endeudamiento | Nivel de Endeudamiento | |
|-----------------------------|------------------------|----------------|
| | Diciembre 2010 | Diciembre 2011 |
| Endeudamiento a Corto Plazo | 8.99% | 2.82% |
| Endeudamiento a Largo Plazo | 18.02% | 17.58% |
| Indice de Deuda a Capital | 22% | 20% |
| Endeudamiento Financiero | 16% | 16% |
| Endeudamiento Total | 27.01% | 20.40% |

Fuente: Estados Financieros 2010 y 2011, Gerencia de Contabilidad

- Calculo Actuarial:** El total de los pasivos estimados a largo plazo se componen por las cuentas de pensiones de jubilación y beneficios complementarios a pensiones por \$300 mil millones y pasivos estimados y provisiones por \$67 mil millones a diciembre 31 de 2011.

Patrimonio

El patrimonio de la empresa creció en \$1,203 mil millones (16,9%) frente al año 2010, debido a la capitalización realizada por valor de \$772,227 millones.

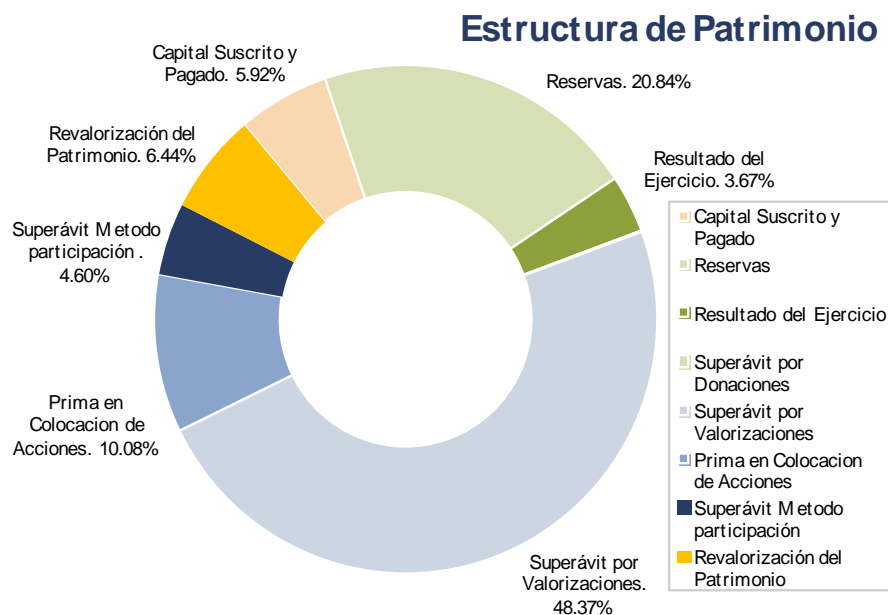
| Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. Balances Generales (En Millones de Pesos Colombianos) | | | | | | |
|--|------------------|-------------|------------------|-------------|------------------------------|-----------------------------|
| Patrimonio | Diciembre 2010 | % | Diciembre 2011 | % | Variación \$ Dic 10 - Dic 11 | Variación % Dic 10 - Dic 11 |
| Patrimonio | | | | | | |
| Capital Suscrito y Pagado | 664,993 | 9% | 492,111 | 6% | (172,882) | -26% |
| Reservas | 1,730,516 | 24% | 1,732,876 | 21% | 2,361 | 0% |
| Resultado del Ejercicio | 2,361 | 0% | 305,294 | 4% | 302,934 | 12833% |
| Resultado de Ejercicios Anteriores | 0 | 0% | 0 | 0% | 0 | 0% |
| Superávit por Donaciones | 6,655 | 0% | 6,655 | 0% | 0 | 0% |
| Superávit por Valorizaciones | 3,755,261 | 53% | 4,021,451 | 48% | 266,190 | 7% |
| Prima en Colocación de Acciones | 97,412 | 1% | 837,799 | 10% | 740,387 | 760% |
| Superávit Metodo de Participación | 317,994 | 4% | 382,197 | 5% | 64,204 | 20% |
| Revalorización del Patrimonio | 535,567 | 8% | 535,567 | 6% | 0 | 0% |
| Total Patrimonio | 7,110,757 | 100% | 8,313,951 | 100% | 1,203,193 | 16.9% |

Fuente: Estados Financieros 2010 y 2011, Gerencia de Contabilidad

- **Capital Suscrito y Pagado:** se observó un aumento ocasionado por la capitalización realizada durante el año y a su vez por la reducción de capital llevada a cabo en el mismo periodo, así:
 - Reducción de capital efectuada por parte de Emgesa por \$204,721 millones.
 - Emisión de acciones que generó recursos del mercado de capitales por \$772,227 millones de los cuales, \$740,387 se registraron como prima en colocación de acciones.
 - Se incremento por \$266 mil millones el Superávit por valorización de acciones las cuales corresponden a las inversiones efectuadas por EEB.

| Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. Composición Accionaria Diciembre 2011 | | |
|---|-------------------|-------------------|
| | Diciembre 2010 | Noviembre 2011 |
| Capital Autorizado | 2,370,000,000,000 | 2,370,000,000,000 |
| Capital Suscrito | 664,992,650,000 | 492,111,088,111 |
| Capital Pagado | 664,992,650,000 | 492,111,088,111 |
| Número de acciones | 85,871,565 | 9,181,177,017 |
| Valor Nominal | 7,744 | 53.6 |

Fuente: Estados Financieros 2010 y 2011, Gerencia de Contabilidad



Fuente: Estados Financieros 2010 y 2011, Gerencia de Contabilidad

2.2. Estado de Resultados

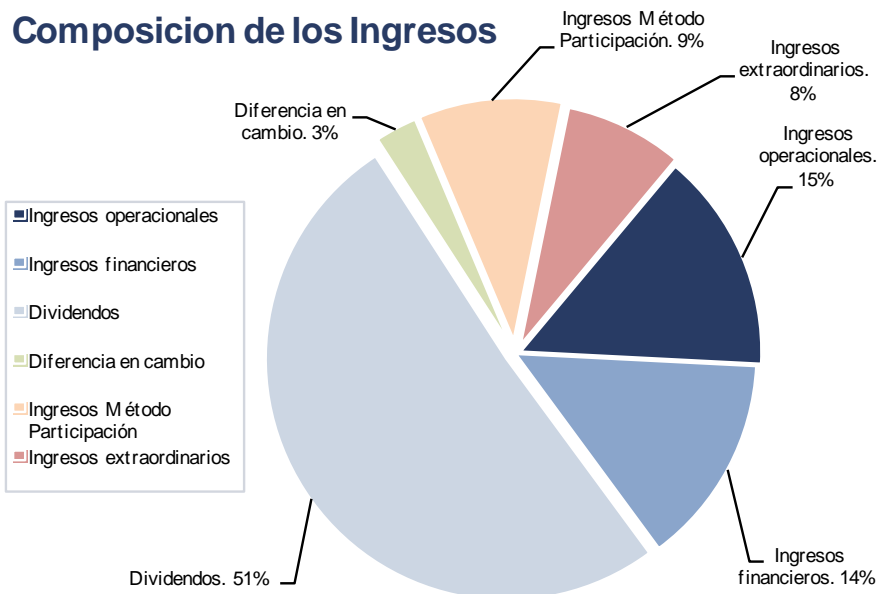
La utilidad neta de EEB reflejó una disminución de \$788 mil millones aproximadamente (72.1%), al pasar de \$1,092 mil millones en el año 2010 a \$305 mil millones para el año 2011, representado principalmente en los ingresos no operacionales de EEB.

| Empresa de Energia de Bogota S.A. E.S.P. Estado de Resultados (En Millones de Pesos Colombianos) | | | | | | |
|--|------------------|--------------|----------------|-------------|------------------------------|-----------------------------|
| | Diciembre 2010 | % | Diciembre 2011 | % | Variacion \$ Dic 10 - Dic 11 | Variacion % Dic 10 - Dic 11 |
| Ingresos | | | | | | |
| Ingresos Operacionales | 93,390 | 100% | 99,294 | 100% | 5,904 | 6% |
| Costos de ventas | 39,094 | 42% | 43,157 | 43% | 4,063 | 10% |
| Utilidad Bruta | 54,297 | 58% | 56,137 | 57% | 1,841 | 3% |
| Gastos Operacionales | | | | | | |
| Gastos de Administracion | 6,117 | 7% | 7,278 | 7% | 1,161 | 19% |
| Otros Ingresos | 321 | 0% | 812 | 1% | 491 | 153% |
| Utilidad Operacional | 48,500 | 52% | 49,671 | 50% | 1,170 | 2% |
| Ingresos No Operacionales | 1,391,618 | 1490% | 581,221 | 585% | (810,397) | -58% |
| Gastos no operacionales | 331,458 | 355% | 325,578 | 328% | (5,880) | -2% |
| Utilidad Antes de Impuestos de | 1,108,660 | 1187% | 305,314 | 307% | (803,346) | -72% |
| Impuestos de Renta | 15,716 | 17% | 20 | 0% | (15,696) | -100% |
| Utilidad Neta del Ejercicio | 1,092,944 | 1170% | 305,294 | 307% | (787,650) | -72.1% |

Fuente: Estados Financieros 2010 y 2011, Gerencia de Contabilidad

La mayor parte de los ingresos obtenidos por EEB, provienen en un 51% por Dividendos de las empresas Emgesa, Codensa, Gas Natural, Isa, Isagen, Emsa y Banco Popular por \$347 mil

millones, por otra parte se observó que EEB obtuvo \$96 mil millones aproximadamente (14%) en el año 2011 por concepto de rendimientos financieros.



Fuente: Estados Financieros 2010 y 2011, Gerencia de Contabilidad

Ingresos, Costos y Gastos

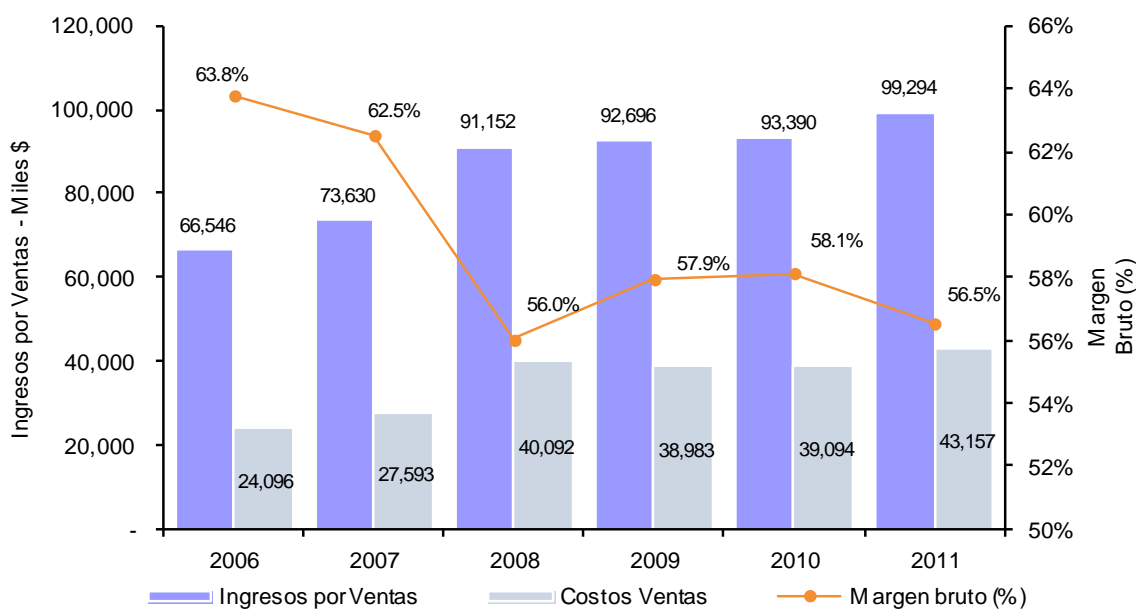
Los ingresos operacionales a 31 de diciembre de 2011 ascienden a \$99,294 millones, incluyendo los ingresos por concepto de FAER y PRONE, correspondiendo al 8,02% del total de ingresos del Sistema de Transmisión Nacional – STN y superiores en un 6% a los ingresos del año 2010.

Durante el año 2011 los ingresos operacionales se incrementaron en \$5,904 millones, como consecuencia de la aplicación de la metodología de remuneración definida por la CREG para los activos y de las variaciones en los parámetros que indexan los ingresos de sus operaciones de transmisión de energía eléctrica de la siguiente manera:

| Crecimiento de los Ingresos Operacionales por Transmisión / Comparativo | | | | |
|---|----------|---------------|----------|---------------|
| Nacional / Internacional | 2010 | | 2011 | |
| | Millones | % Crecimiento | Millones | % Crecimiento |
| Sistema de Transmisión Bogotá | 75,644 | 1,88% | 80,280 | 6.13% |
| Interconexión con Ecuador | 8,811 | -10.7% | 9,424 | 6.96% |
| Línea Mocoa - Jamondino | 3,818 | 4,12% | 4,198 | 9.98% |
| Termocandelaria | 3,269 | -0.12% | 3,317 | 1.45% |
| Capacitivas | 1,749 | 200% | 1,885 | 7.80% |

Fuente: Estados Financieros 2010 y 2011, Gerencia de Contabilidad

Al analizar en su conjunto los ingresos operacionales y los costos de transmisión de energía eléctrica, se observa un crecimiento leve y estable durante los últimos 6 años, dado que estos han crecido en las mismas proporciones entre un factor de 2% al 10% promedio año. Por otra parte los costos asociados al negocio de transmisión de energía para el año 2011 alcanzaron un valor de \$43,157 millones equivalente al 10% más de los costos del año 2010, esto se explica por un incremento en los gastos asignados de administración por concepto de donación atribuibles al negocio de transmisión de energía eléctrica por valor de \$940 millones.



Fuente: Estados Financieros 2007 a 2011, Gerencia de Contabilidad

La utilidad neta del ejercicio de EEB durante el período de diciembre de 2010 a diciembre de 2011, ha tenido una reducción de \$787,650 millones equivalente a un 72,1% e inferior al año 2010. Entre los principales cambios se destaca:

- Una diferencia en cambio desfavorable para EEB ya que pasó de un valor positivo en el 2010 a un valor negativo este año, dado que el peso en el año 2010 se revaluó en (-11,9%), en el mismo periodo del año 2011 la moneda local se devaluó (+0.6%).
- Por medio de la Resolución 6282-0968 del 29 de agosto de 2011, la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacional (DIAN) reconoce el saldo a favor por \$14,207 millones
- La disminución de los dividendos e intereses ganados en empresas nacionales e internacionales por \$703,632 millones.
- Emgesa, Codensa y Gas Natural decretaron dividendos a final del 2010 en base a un corte anticipado de Estados Financieros del mismo año, por valor de \$704,349 millones.

EVA (Valor Económico Agregado)

Para efectuar el cálculo del Eva, se toma el costo promedio de capital ponderado de 11,50%, decretado en la resolución CREG 083 de 2008 para el sector de transmisión de energía eléctrica.

De acuerdo a los resultados financieros de la Empresa de Energía de Bogotá, se observa una posición financiera estable y creciente. Los niveles de retorno e inversión son controlados y sobrepasan las expectativas del sector, ya que al año 2011 EEB invierte \$606,482 millones a un costo de 11,50% del sector de transmisión de energía eléctrica, generando un rendimiento de \$235,549 millones (38,84%), el cual sobrepasa el referente de la industria regulada y la resolución CREG 083 de 2008. En el resultado del ejercicio se incluyen los ingresos por dividendos generados por

| EVA (Valor Económico Agregado) | |
|--------------------------------|----------------|
| | Diciembre 2011 |
| Capital invertido | 606,482 |
| Activos fijo netos | 264,278 |
| Capital de trabajo | 342,203 |
| Activo Corriente | 637,110 |
| Pasivo Corriente | 294,907 |
| Resultado de Ejercicio | 305,294 |
| ROIC | 50.34% |
| WACC | 11.50% |
| Creación de Valor | 38.84% |
| EVA | 235,549 |

Fuente: Estados Financieros 2011, Gerencia de Contabilidad
Resolución CREG 083 de 2008

inversiones realizadas en empresas públicas y privadas.

De acuerdo a lo anterior, se concluye que la mayor fuente de generación de beneficios obtenidos por EEB provienen de inversiones efectuadas durante los últimos años, ya que los ingresos operacionales por transmisión de energía aportan un 14,69% a las utilidades y otros ingresos no operacionales por dividendos contribuyen en un 50,96% del total de los ingresos generados por EEB durante el año 2011 por valor de \$681,327 millones en el año.

2.3. Indicadores Financieros

A continuación presentamos los resultados de los indicadores financieros, que reflejan la gestión en el manejo de los recursos financieros de la Empresa y el efecto de las decisiones tomadas durante el año.

Liquidez (Prueba Ácida),

El indicador de liquidez calculado por EEB tuvo como resultado 2,12 veces para el 2011. Dicho resultado es igual al calculado por la AEGR.

El resultado del indicador refleja una mejora en la capacidad de EEB para cubrir sus obligaciones de forma inmediata, dado que el resultado de la prueba ácida paso de 1,38 (2010) a 2,12 (2011) veces, esto se explica el pago del 65% de los dividendos decretados de enero a octubre por valor de \$458 mil millones correspondientes al año 2010 y el aumento de los niveles de liquidez por la capitalización realizada durante el año.

| Liquidez (Prueba Ácida) | | |
|--------------------------------|----------------|----------------|
| | Diciembre 2010 | Diciembre 2011 |
| Activo Corriente - Inventario | 1,212,382 | 625,858 |
| Pasivo Corriente | 875,589 | 294,907 |
| Liquidez (Prueba Ácida) | 1.38 | 2.12 |

Solvencia (Razón Corriente)

El indicador de solvencia tuvo como resultado 2,16 veces para el 2011.

Al igual que con la prueba ácida, la principal causa por la cual el resultado de la solvencia de EEB pasara de 1.39 a 2.16 veces es por el pago de dividendos decretados del año 2010 y la capitalización realizada principalmente.

| Solvencia (Razón Corriente) | | |
|------------------------------------|----------------|----------------|
| | Diciembre 2010 | Diciembre 2011 |
| Activo Corriente | 1,220,930 | 637,110 |
| Pasivo Corriente | 875,589 | 294,907 |
| Solvencia (Razón Corriente) | 1.39 | 2.16 |

Rentabilidad

Los indicadores de rentabilidad arrojaron como resultado 11,22% para el 2010 y 2,92% para el 2011.

Al analizar el resultado del indicador, se observa una reducción en la rentabilidad del activo debido que pasó de un 11,22% a 2,92%, este cambio se explica porque en el año 2010 puede considerarse atípico, dado

| Rentabilidad Activo | | |
|-------------------------|----------------|----------------|
| | Diciembre 2010 | Diciembre 2011 |
| Utilidad del Ejercicio | 1,092,944 | 305,294 |
| Activo Total | 9,742,023 | 10,444,941 |
| ROA (Porcentaje) | 11.22% | 2.92% |

que las principales empresas donde se mantenía inversiones de capital (Emgesa, Codensa y Gas Natural) realizaron un cierre extraordinario a septiembre de 2010, el cual genero anticipación de ingresos por dividendos con lo que mejoro el resultado final del ejercicio 2010. En 2011, los indicadores de rentabilidad están volviendo a su normalidad.

Al igual que la rentabilidad sobre el activo, la disminución que presentó la rentabilidad sobre el patrimonio, la cual paso de un 15.37% a 3.67% corresponde a una disminución de los ingresos operacionales tal y como se explicó en el análisis del ROA.

| Rentabilidad Patrimonio ROE | | |
|-----------------------------|----------------|----------------|
| | Diciembre 2010 | Diciembre 2011 |
| Utilidad del Ejercicio | 1,092,944 | 305,294 |
| Patrimonio | 7,110,757 | 8,313,951 |
| ROE (Porcentaje) | 15.37% | 3.67% |

La utilidad de la Empresa para el año 2011 refleja que de cada \$100 de inversión de la Empresa, están generando el 2,92% de utilidad del total del activo y de cada \$100 un 3.81% del total del patrimonio.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento de EEB paso de 27.01% a 20.40% para el año 2011. Se observa un mejor resultado y comportamiento del indicador de endeudamiento de la Empresa debido al cumplimiento de dos estrategias de EEB: Disponer de recursos para financiar

| Nivel de Endeudamiento | | |
|----------------------------|----------------|----------------|
| | Diciembre 2010 | Diciembre 2011 |
| Pasivo | 2,631,266 | 2,130,990 |
| Activo | 9,742,023 | 10,444,941 |
| Endeudamiento Total | 27.01% | 20.40% |

parcialmente los proyectos actuales de EEB y mejorar los indicadores de los bonos emitidos por EEB en el mercado internacional, para mejorar la capacidad de endeudamiento.

Causal de Disolución

El Código de Comercio en los artículos 370 y 457 establece las causales de disolución de una sociedad:

- Por pérdidas que reduzcan el Patrimonio Neto por debajo del 50% del Capital Suscrito.
- Cuando el 90% de las acciones inscritas llegue a pertenecer a un sola accionista.
- Por las causales indicadas en el art. 218.

De acuerdo a lo establecido en el marco regulatorio legal y comercial, se observó que EEB no se encuentra en causal de disolución dado que no se presenta ninguna de las situaciones anteriores.

| Causal de Disolución | | |
|-----------------------------|-----------------|-----------------|
| | Diciembre 2010 | Diciembre 2011 |
| Patrimonio Total | 7,110,757 | 8,313,951 |
| Capital Social | 664,993 | 492,111 |
| Referente | 50% | 50% |
| Causal de Disolución | 1069.30% | 1689.45% |

Conclusiones

- Los ingresos de EEB provienen de la prestación de servicios públicos regulados de los cuales el 15% corresponde a su actividad operacional y el 51% restante de dividendos generados por sus inversiones en sociedades como Emgesa, Codensa, Gas Natural, entre otras.
- La estrategia corporativa de EEB de crecimiento y vinculación de inversionistas para garantizar la expansión e incremento de las utilidades a generado un crecimiento de \$915 mil millones, principalmente por ampliación de líneas de negocio de energía y gas, ya que realizó una inversión en Promigas por \$450 mil millones y tomó el control indirecto de Cálidda por \$209 mil millones.
- Las empresas Emgesa, Codensa y Gas Natural decretaron dividendos a final del 2010 con base en un corte anticipado de Estados Financieros del mismo año, por valor de \$704,349 millones, lo cual hizo que se redujera las utilidades netas de EEB.
- Los indicadores de liquidez y solvencia, presentaron un resultado mejor al del año anterior, pues la liquidez fue de 2,12 veces y estuvo por encima del anterior en 1.38 y la solvencia generó un resultado de 2.16 veces, superior al cálculo en el 2010 en 1.39 el comportamiento de la liquidez y solvencia durante el año 2011 representa el pago de pasivos corrientes.
- EEB invirtió un capital de \$606,482 millones a un costo de 11,50% y el cual generó un rendimiento (Generación de Valor) de \$235,549 millones (50,34%) en el año 2011, sobrepasando en un 38,84% del referente de costo de capital de la industria regulada de Transmisión de energía eléctrica.

3. Gestión Técnica y Operativa

A continuación presentamos la gestión operativa de la Empresa de Energía de Bogotá que incluye los planes de mantenimiento de redes y equipos, las inversiones y calidad del servicio prestado donde la Empresa opera.

3.1. Mantenimiento en redes y equipos

La Empresa de Energía de Bogotá desarrolla actividades de mantenimiento predictivo (caracterizaciones), preventivo (mediciones, pruebas) y correctivo, para conservar la infraestructura eléctrica de acuerdo con las políticas y procedimientos de calidad, salud, seguridad industrial y medio ambiente para garantizar la continuidad del servicio de transporte de energía eléctrica mediante mecanismos de supervisión a la programación del mantenimiento (Inspecciones, alarmas), y así mismo atendiendo de manera oportuna las incidencias en el sistema de Transporte de energía eléctrica.

La Empresa de Energía de Bogotá tiene un contrato con la Empresa Instelec para la ejecución del mantenimiento de las líneas y con Siemens para el mantenimiento de subestaciones. EEB no ha tenido incumplimientos o inconvenientes con las Empresas encargadas de los mantenimientos durante el año 2011.

La Empresa de Energía de Bogotá tiene dividida sus operaciones en cuatro zonas y su infraestructura es la siguiente:

| Infraestructura EEB 2011 por zona | | |
|-----------------------------------|---------------|--------------|
| Zona | Subestaciones | Líneas (Klm) |
| Norte | 1 | 1,08 |
| Oriente | 1 | |
| Centro | 9 | 693,92 |
| Sur | 4 | 753,48 |
| Total | 15 | 1448,47 |

Fuente: Vicepresidencia de Transmisión

De igual manera, la Empresa cuenta con una compensación capacitiva de 285 MVAR y una compensación Inductiva de 75 MVAR, 50 bahías, 3 reactores y 5 capacitadores. También dispone de un Centro de Control de Transmisión (CCT) encargado de la coordinación, la supervisión y el control de la operación del sistema de transmisión. La Empresa mantuvo el mismo número de activos en su infraestructura para el año 2011 con respecto al año 2010.

La empresa inició oficialmente en el año 2010 la ejecución del programa de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) para su infraestructura eléctrica, desarrollándose durante el mismo año las actividades asociadas al grupo de líneas de transmisión. En el año 2011 se aplicó el modelo para grupo de mantenimiento de subestaciones donde se realizó la implementación en el módulo SAP de las estrategias de mantenimiento recomendadas en el modelo RCM, cargándose la totalidad del plan semestral de mantenimiento octubre de 2011 a abril de 2012.

Entre las principales actividades de mantenimiento para las subestaciones para el año 2011 fueron las siguientes:

- Limpieza y pruebas a los equipos de potencia de bahías de Compensación y a los bancos de condensadores de la Subestación Tunal.
- Mantenimiento a los mecanismos de operación y pruebas a los interruptores de potencia de las bahías de línea Guaca 1 y 2, San Mateo, Circo y acople Subestación Paraíso.

- Realización de pruebas de verificación de ajustes y de equipos de teleprotección entre los extremos de de las bahías de línea Guavio a Torca 1 y 2 en conjunto con ISA.
- Pruebas al esquema de protecciones de las bahías Tunal, Circo 1, Circo 2, Chivor 1, Chivor 2 en la Subestación Guavio.
- Realización de pruebas de verificación de ajustes y de equipos de teleprotección de la bahía de línea Guavio -Reforma en conjunto con ISA.
- Cambio de interruptor de potencia de la bahía de transformador 115/6.6 KV de la Subestación Sesquilé, debido a que la Empresa es la encargada del mantenimiento del campo de transformación a 115kV, se adelantó el cambio del interruptor de potencia 115kV de la bahía de transformación. Instalación sistemas de ventilación forzada y recirculación de aceite en los reactores de línea subestaciones Betania, Mocoa y Jamondino.
- Lavado en caliente, mantenimiento de seccionadores e interruptores en la subestación Termocandelaria.
- Pruebas al esquema de protecciones de las bahías Ternera 1, Ternera 2, Termocartagena 1 y Termocartagena 2 en la Subestación Termocandelaria.
- Limpieza y pruebas a los equipos de potencia de las bahías de compensación y los bancos de compensación de la subestación Belén.
- Pruebas al esquema de protecciones de las bahías de compensación de la Subestación Belén
- Para todas las subestaciones se realizó inspección termografía

El comparativo de activos intervenidos de las subestaciones con respecto al 2010 es:

| Mantenimiento de Subestaciones | | | | | | |
|--------------------------------|------------------|---------------------------|---------------------------|-----------------------------|-------------|--|
| Zona | Total de Activos | Activos Intervenidos 2010 | Activos Intervenidos 2011 | % Activos Intervenidos 2011 | % Variación | |
| Norte | 13 | 2 | 2 | 15,4% | 0,0% | |
| Oriente | 4 | 4 | 4 | 100,0% | 0,0% | |
| Centro | 81 | 42 | 41 | 50,6% | -2,4% | |
| Sur | 22 | 12 | 15 | 68,2% | 25,0% | |
| Total | 120 | 60 | 62 | 51,7% | 3,3% | |

Fuente: Vicepresidencia de Transmisión

Se observa una similitud en la cantidad de intervenciones en las zonas Norte, Oriente y Centro con respecto al año 2010. En la zona Norte solo se intervino al 15,4% del total de los activos debido que la zona solo tiene una subestación. Para la zona Centro se realizó mantenimientos a la mitad de sus activos de las 9 subestaciones, sin embargo, mantuvo la misma cantidad de intervenciones en relación con el año anterior. En la zona sur se observa un aumento de intervenciones del 25% de los activos de las 4 subestaciones que posee.

Las actividades de mantenimientos de las líneas de transmisión se dividen en dos grupos:

- Electromecánico, que abarca el mantenimiento propio de las líneas
- Gestión Geotécnica y Obras Civiles, el cual se basa en los estudios de caracterización geotécnica y diagnóstico de inestabilidad geomorfológica, además de los estudios y diseños especializados para torres que se requieren por el grado de inestabilidad.

Las actividades del mantenimiento electromecánico realizadas en el año 2011 fueron:

- Construcción de la obra civil de la variante de la torre 1 de la línea Guavio-Reforma-Tunal a 230 kV en la inspección de Mámbita-Ubalá-Cundinamarca, para mitigar el riesgo de colapso de la torre 1 y la indisponibilidad del circuito.
- Instalación desviadores de vuelo en dos guardas y cambio de aisladores rotos en las torres 201- 230- 252- 306 y 384 línea Betania – Jamondino. Reconexión cable de guarda torre 181 lado Altamira – Mocoa. Reparación conductor fase 3 línea Altamira – Mocoa torre 375. Reparación hilos rotos en la línea Betania - Jamondino. Limpieza aisladores torres Bota

- Caucana y Putumayo-Cambio de un amortiguador corrido a medio vano torre 174 línea Betania – Jamondino.
- Cambio de 2 aisladores rotos fase 3 Línea Betania - Altamira. Cambio de un separador del puente fase 3 torre 17 línea Betania - Altamira. Reconexión cabe de guarda torre 181 línea Betania – Altamira.
- Lavado de aisladores Cambio aislador roto T18. Línea Mocoa – Jamondino.
- Inicio del reemplazo del cable de guarda tipo OPGW de la infraestructura de las líneas Circo – Guavio 1 y 2.
- Reparación hilos rotos fase 3 vano 23_24 y fase 3 vano 26_27 Línea La Guaca – El Paraíso
- Reparación hilos rotos conductores de fase sobre la línea Guavio _ Tunal y Reforma-Tunal vano 288-289.

Entre las actividades de las obras de estabilización geotécnica que se realizaron en el año 2011, figuran las siguientes:

- Construcción de las obras de estabilización geotécnica de las torres 13, 14 y 14A de la Línea de Transmisión Guavio – Circo a 230 kV, se encuentra terminado.
- Construcción de las obras de estabilización geotécnica de la torre 17 de la Línea de Transmisión Guavio – Circo a 230 kV, se encuentra en ejecución.
- Se encuentran terminados los estudios y diseños de obras para garantizar la estabilidad de la torre 21 de la línea la Guaca – Paraíso a 230 kV y torre 288 de la línea Guavio – Reforma – Tunal a 230 kV.
- Se encuentra terminada la construcción de las obras de emergencia para el sitio de torre 288 líneas de transmisión Guavio – Reforma – Tunal a 230 kV
- En ejecución la construcción de las obras de estabilización geotécnica de la torre 68 y 80 de la Línea de Transmisión Guavio – Circo a 230 kV. Se encuentran terminadas las obras de protección geotécnica en torres 263, 290, 296 de la línea Betania-Jamondino, Altamira-Mocoa.
- Obras de estabilización geotécnica torre 470 y realces de pedestales en torres de la zona de la Reserva en el sector de la Tortuga de las líneas de transmisión a 230 kV Betania-Jamondino y Mocoa-Jamondino, se encuentra terminado
- Se encuentran terminadas las obras Protección geotécnica en las torres 251 y 252 de la línea Betania-Jamondino, Altamira-Mocoa. T251 y T252 BEJA-ALMO, se encuentra terminado.
- Se encuentran en ejecución las obras Protección geotécnica de las torres 373, 376 y 379 de la línea Betania-Jamondino, Altamira-Mocoa .
- Se encuentra en ejecución la construcción obras de estabilización geotécnica torre 444 de la línea Betania-Jamondino, Altamira-Mocoa..
- Se encuentra en ejecución la construcción obras de estabilización geotécnica torres 504-524-559 de Betania-Jamondino y torres 79-86-87 de Jamondino-Pomasqui.

El comparativo de kilómetros intervenidos de las Líneas de Transmisión con respecto al 2010 es:

| Mantenimiento de Líneas de Transmisión | | | | | |
|--|-------------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------------------|-------------|
| Zona | Km Totales líneas | Líneas Intervenidas 2010 (Klm) | Líneas Intervenidas 2011 (Klm) | % Líneas Intervenidas 2011 | % Variación |
| Norte | 1,08 | 0 | 0 | 0,0% | 0,0% |
| Centro | 693,92 | 569,92 | 417,52 | 60,2% | -26,7% |
| Sur | 753,48 | 593,19 | 453,91 | 60,2% | -23,5% |
| Total | 1448,47 | 1163,11 | 871,43 | 60,2% | -25,1% |

Fuente: Vicepresidencia de Transmisión

La Empresa disminuyó las intervenciones en las Líneas de Transmisión alrededor de un 25% en las zonas Centro y Sur, producto de la aplicación de la metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) y un análisis basado en las condiciones de las líneas, tiempos de fallas y si

estas actividades afectan o no las condiciones de servicio que debe ser aprobado por la CND (Centro Nacional de Despacho).

La ejecución realizada para el mantenimiento de la infraestructura de transmisión de la Empresa fue alrededor de \$2.000 millones con destino a la operación y mantenimiento de subestaciones y de \$2.800 millones con destino a líneas de transmisión, distribuidos en órdenes de servicio, ordenes de trabajo y contratos, para mantenimiento de servidumbre, electromecánicas y estabilizaciones.

El cálculo del indicador de cumplimiento del programa de mantenimiento CND, son los mantenimientos ejecutados sobre los programados cuyo valor del cumplimiento es del 100% para todos los meses de año 2011, al igual que el año pasado.

3.2. Inversiones

La Empresa de Energía de Bogotá cuenta con seis iniciativas de inversión, las cuales se detallan a continuación:

| Ejecución Inversión 2011 en millones de pesos | | | | | |
|---|--|---|-------------------|-------------|-----------|
| Iniciativa | Proyecto | Descripción | Avance cronograma | Presupuesto | Ejecución |
| Modernización de infraestructura | Modernización y reposición de protecciones | Cambio de 18 reles de protección en subestaciones Balsillas, Noroeste, Guavio e instalación de 3 Gateway de comunicaciones y 3 Switch Ethernet tipo Industrial. | 100% | 233,34 | 231,91 |
| | Reconfigurar el Sistema de Comunicaciones del CCT | Instalación de Fibra óptica, Adquisición de Equipos y Reconfiguración de la Red de Comunicaciones. | 58% | 1401,11 | 424,94 |
| | Ampliación del centro de control de transmisión | Debido a las modificaciones regulatorias en cuanto a la disminución de los tiempos de maniobra se hace necesario implementar el mando de los seccionadores desde nivel 3. | 70% | 372,00 | 363,95 |
| | Modernización de Sistemas de Control y Protección | Se modernizarán los sistemas de control y protección de las subestaciones de la zona centro, instalando elementos modernos para realizar el control local y remoto así como protecciones numéricas para bahías de línea y diferenciales de barra. | 18% | 0,00 | 0,00 |
| Obras para mitigar riesgos de indisponibilidad de activos | Variante torre 1 corredor sur | Realizar la adecuación del tramo de línea a la salida de la subestación Guavio de la Línea de Transmisión Guavio-Tunal para superar la dinámica de inestabilidad presentada en la actual torre 1 de dicha línea. | 75% | 186,00 | 286,19 |
| Prácticas de Clase Mundial | Consolidar el modelo de PMI para gerencia de proyectos | Desarrollar los lineamientos del PMI para gerenciar todos los proyectos de la Vicepresidencia de Transmisión. | 86% | 410,00 | 244,06 |
| | Plan de continuidad del negocio | Plan de Contingencia de la unidad de negocio para responder a un fallo de los sistemas o a una interrupción específica de operaciones. | | 106,00 | 0,00 |

| Ejecución Inversión 2011 en millones de pesos | | | | | |
|--|--|--|-------------------|-------------|-----------|
| Iniciativa | Proyecto | Descripción | Avance cronograma | Presupuesto | Ejecución |
| Plan Estratégico de Tecnologías de Información de la Vicepresidencia de Transmisión. | Plan Estratégico de Tecnologías de Información de la Vicepresidencia de Transmisión. | Seguimiento y ajustes al Sistema Integrado de Información para que garantice la flexibilidad e integridad de la información requerida para la gestión y toma de decisiones de la Unidad de Negocios. | 54% | 50,00 | 50,00 |
| Desarrollo de Proyectos | Proyecto UPME-01-2009 Reactores Suroccidente | Ejecutar en tiempo y presupuesto las actividades del Proyecto cumpliendo con el alcance y el Plan de Negocios de la oferta que se realizó para la Convocatoria Pública UPME-01-2009 para el diseño, adquisición de los equipos, construcción, puesta en servicio, operación y mantenimiento de tres (3) reactores inductivos de 25 Mvar cada uno, ubicados en las subestaciones de Altamira, Mocoa y San Bernardino a nivel de 230 kV. | 76% | 7714,95 | 2877,11 |
| Crecimiento del negocio | Presentar oferta a la convocatoria pública UPME-04 - 2009 | Presentar oferta a la convocatoria pública UPME-04 - 2009 Sogamoso. | 100% | 317,30 | 225,55 |
| | Participación en transmisión a nivel internacional | Identificar, participar y desarrollar oportunidades de inversión a nivel internacional que permitan el crecimiento en el sector de transmisión. | 100% | 243,00 | 205,39 |
| | Licitaciones Sistema de transmisión troncal CHILE | Desarrollar las actividades de preparación de oferta para participar en las licitaciones públicas internacionales realizada por el Ministerio de Energía de Chile para el año 2011. | 43% | 1104,42 | 1006,53 |
| | Elaboración ofertas a Convocatoria UPME-02-2009 S/E Armenia 230 kV | Desarrollar las actividades de preparación de oferta para participar en la Convocatoria pública internacional UPME-02-2009 S/E Armenia 230 kV y líneas de transmisión asociadas. | 76% | 65,00 | 80,81 |
| | Elaboración ofertas a Convocatoria UPME-01-2010 S/E Alferez 230 kV y líneas de transmisión asociadas | Desarrollar las actividades de preparación de oferta para participar en la Convocatoria pública internacional UPME-01-2010 S/E Alferez 230 kV y líneas de transmisión asociadas. | 13% | 10,00 | 15,00 |
| | Elaboración ofertas a Convocatoria UPME-05-2009 S/E Quimbo 230 kV y líneas de transmisión asociadas | Desarrollar las actividades de preparación de oferta para participar en la Convocatoria pública internacional UPME-05-2009 S/E Quimbo 230 kV y líneas de transmisión asociadas. | 20% | 101,00 | 59,35 |

Fuente: Vicepresidencia de Transmisión

El total de la ejecución de inversión del año 2011 para las iniciativas incluidas en el plan estratégico de la Vicepresidencia de Transmisión fue de \$6.070 millones donde se observa que los proyectos de mayor volumen de ejecución fueron el Proyecto UPME-01-2009 Reactores Suroccidente siendo el 47,4% del total de la ejecución, el segundo proyecto con mayor peso en la ejecución de inversión fue Licitaciones Sistema de transmisión troncal Chile con el 16,6%, y los proyectos correspondientes a la iniciativa de modernización de infraestructura corresponden al 16,8% de la ejecución. Todos los anteriores proyectos mencionados suman el 80% de la ejecución de las inversiones de la Empresa para el año 2011.

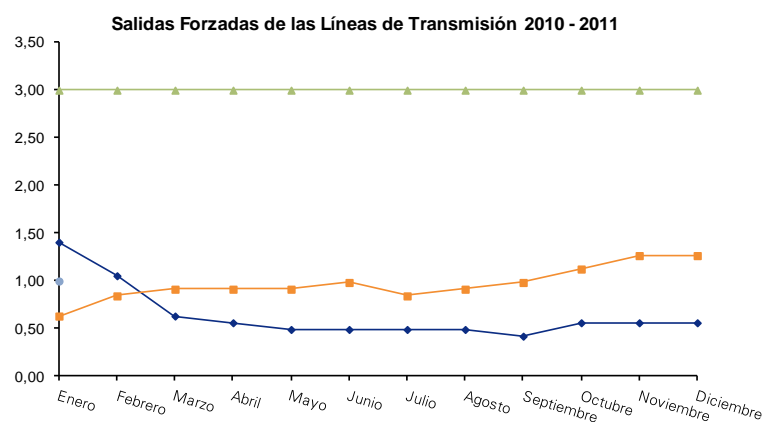
Se observa que los proyectos de inversión están direccionados con los objetivos estratégicos de la Vicepresidencia de Transmisión en relación con la modernización de la infraestructura para ser un transportador de energía de clase mundial e incrementar las operaciones en Latinoamérica.

Para el año 2010 se observó una ejecución de \$2.736,2 millones en inversiones conforme al plan estratégico de transmisión.

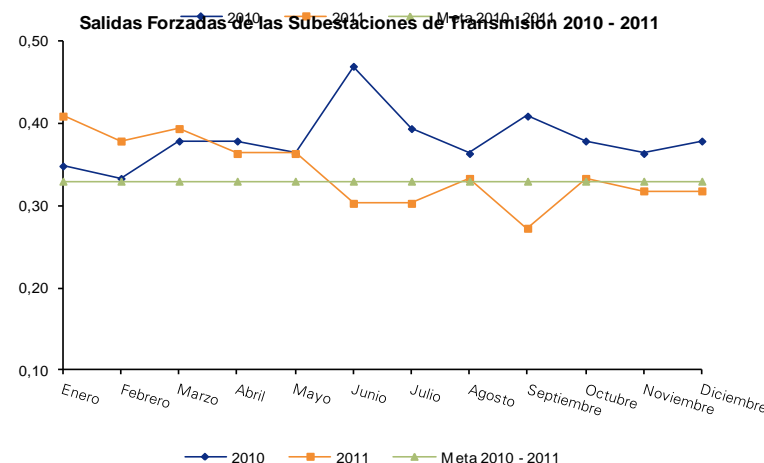
3.3. Interrupciones y duración de las mismas

La Empresa de Energía de Bogotá tiene indicadores relacionados con interrupciones para controlar la gestión de la disponibilidad del servicio de transmisión de energía los cuales son: salidas forzadas, tiempo de promedio de reposición de fallas y disponibilidad de señales, que para cada uno de estos indicadores se tienen metas para garantizar un buen servicio de transmisión.

Las salidas forzadas están divididas en salidas forzadas de las líneas de transmisión por cada 100 kilómetros y salidas forzadas de las subestaciones de transmisión. El comportamiento del índice de salidas forzadas de las líneas de transmisión con relación al número de eventos forzados del último año y la meta para los años 2010 y 2011 es la siguiente:



El indicador cumplió con la meta para el año 2011; no obstante, a partir del mes de marzo la Empresa presentó mayores eventos forzados con relación al año 2010 pasando en el año 2011 de 13 eventos en marzo a 18 eventos al final del año alcanzando 1,27 en el indicador. En noviembre y diciembre del año 2011 tuvieron la mayor variación del 125% con respecto al año anterior .

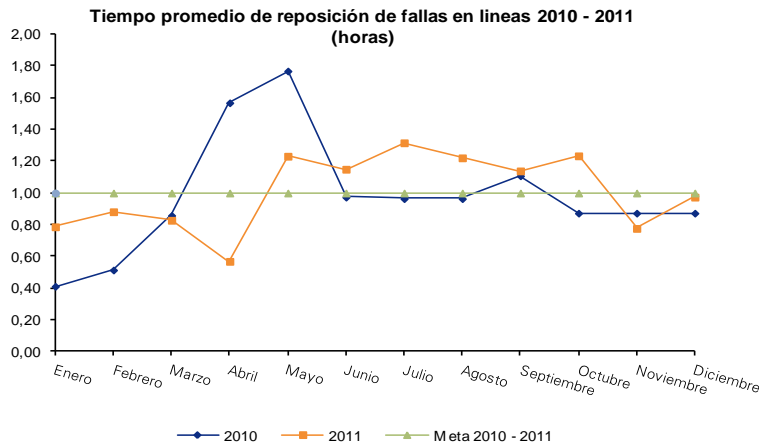


Para el cálculo del indicador de las salidas forzadas de las subestaciones de transmisión se divide el número de eventos forzados del último año en las subestaciones con las 66 bahías de la línea, donde la meta de este indicador para los años 2010 y 2011 es de 0,33. El comportamiento del indicador para los años 2010 y 2011 es el siguiente:

El indicador estuvo cumpliéndose a partir del mes de junio del año 2011 siendo destacable el mejoramiento del indicador pasando de 0,41 para el mes de enero a 0,32 para el mes de diciembre de 2011 reduciendo las interrupciones en un 22% durante el año 2011. Al cierre del año 2011 se mejoró en un 16% el indicador con respecto al año 2010.

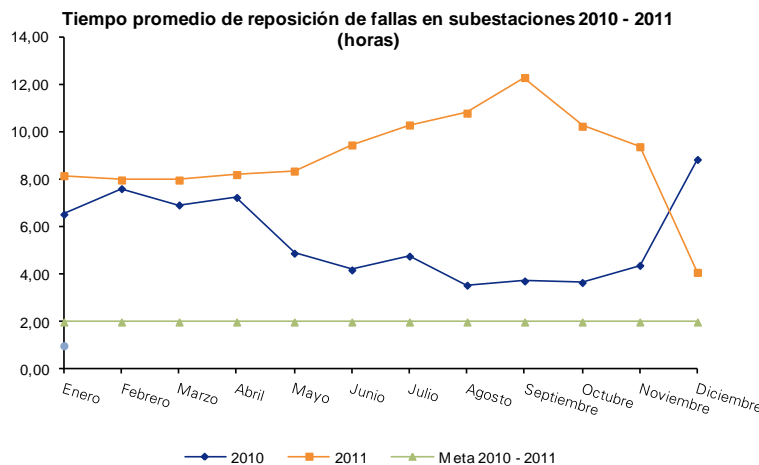
El indicador estuvo cumpliéndose a partir del mes de junio del año 2011 siendo destacable el mejoramiento del

El tiempo de reposición de fallas está dividido por líneas y subestaciones donde el comportamiento del tiempo promedio de reposición de fallas en líneas señala las horas que fueron empleadas para la reposición cuyo comportamiento para los años 2010 y 2011 es el siguiente:



A corte de diciembre para ambos años terminaron cumpliendo la meta. Los primeros cuatro meses del año 2011 el indicador se estaba cumpliendo; sin embargo, durante el período de mayo y octubre la Empresa reportó el valor del indicador por encima de la meta establecida, mientras que para el año 2010 solo 3 meses estuvieron arriba de la meta.

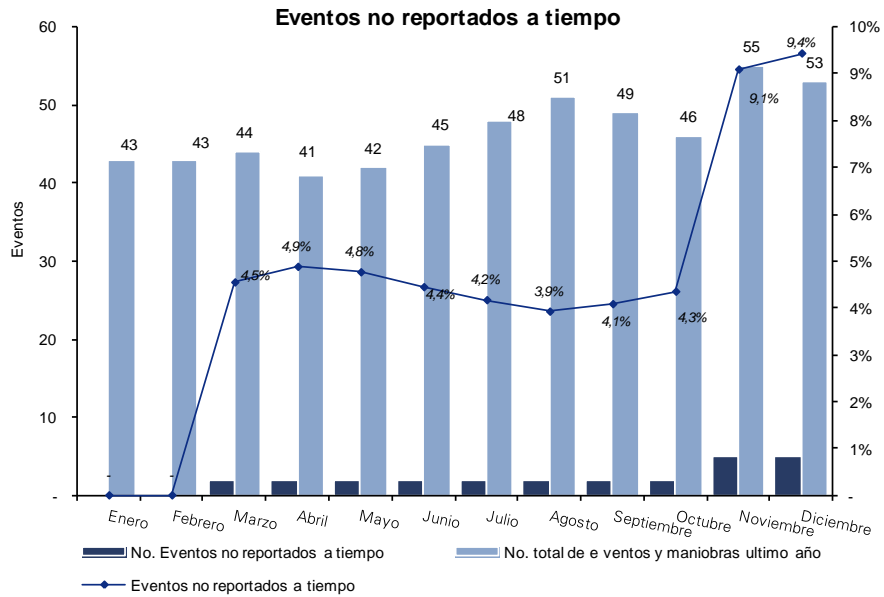
El indicador tiempo promedio de reposición de fallas en subestaciones calcula el tiempo total forzado a subestaciones el cual es dividido por el número de eventos forzados en el último año. El comportamiento del indicador para el año 2010 y 2011 fue el siguiente:



La Empresa estuvo en un 105% por encima de la meta al final del año 2011. En los dos años la meta del indicador no fue cumplida; no obstante, a partir del mes de octubre del 2011 el tiempo promedio de reposición de fallas se ha acercado notablemente a la meta de la Empresa, superando lo gestionado en el año 2010.

Como medida de la gestión técnica del Centro de Control de transmisión, se utiliza el indicador disponibilidad de señales (Red de comunicación) entre el centro de control de transmisión y el Centro Nacional de Despacho. Para el año 2011 los meses de enero y febrero el indicador fue de 96,92% y 85,64% respectivamente valores inferiores a la meta mensual del 97%; no obstante, el indicador alcanzó al final del año un porcentaje del 99,88%, mientras que para el año 2010 el indicador terminó con un 91,6%. El valor del indicador al 31 de diciembre de 2011 es del 96,75% acumulado, ligeramente inferior a la meta propuesta del 97%.

El tiempo máximo establecido para reportar un evento al CND es de 13 minutos después de la ocurrencia; observamos que durante el 2011 se presentaron 53 eventos acumulados, de los cuales 48 eventos fueron reportados dentro del nivel de servicio establecido y 5 eventos por fuera del tiempo. A continuación se presenta la evolución de eventos no reportados en el año 2011.



Para el año 2011 la Empresa de Energía de Bogotá atendió las siguientes emergencias:

- Cambio de 2 celdas de condensadores en el banco de condensadores de Noroeste
- Atención a la falla del mecanismo de operación del seccionador de línea de la bahía Ternera 1.
- Atención a la falla de la bobina de choque de la fase c del Banco de Condensadores 2 de Belén.
- Atención a la falla de la bobina de choque de la fase A del Banco de Condensadores 1 de Belén.

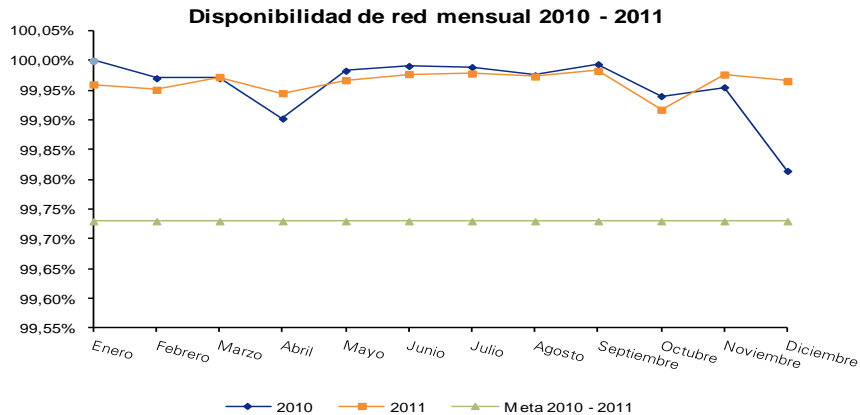
Estas emergencias hacen parte inherente de la operación y se atendieron oportunamente de manera que no se comprometió la prestación del servicio de energía por causas imputables a estos eventos

3.4. Calidad de la potencia

La Empresa de Energía de Bogotá asegura la calidad de la potencia, debido que tiene instalados medidores multifuncionales que gestionan y dan aviso de situaciones anómalas. De igual manera, la Empresa contrató estudios puntuales de estabilidad y cantidad de fluctuaciones armónicas, cuyos resultados reflejan el cumplimiento a la normatividad asociada a este tema.

3.5. Pago de Compensaciones⁴

El indicador de disponibilidad del sistema de transmisión de EEB es medido como el promedio ponderado de la disponibilidad de los activos de líneas y subestaciones. El factor de ponderación es el ingreso de los activos y la disponibilidad se calcula semanalmente como el porcentaje del tiempo en que estuvo disponible el activo. La meta de disponibilidad según CREG es de 99,73%; no obstante, EEB tiene su propia meta del 99,90% donde la disponibilidad de red mensual para los años 2010 y 2011 de la Empresa fue la siguiente:



Con base en los indicadores de calidad definidos para la actividad de transmisión por la CREG, la disponibilidad del sistema de transmisión a 31 de diciembre de 2011 es de 99,97%, superior a las metas fijadas por la CREG y por la Empresa. Así mismo, la disponibilidad fue superior al año 2010 cuyo índice fue de 99,81%

Se evidenció cumplimiento mensual del indicador con respecto a la meta establecida.

| Compensaciones 2011 | | | | |
|---------------------|------------------------------|------------------------------|----------------|-------------|
| Mes | Compensación mensual (miles) | Ingreso mes sin FAER (miles) | Compensación | Meta |
| Enero | 9,7 | 7.253.923,0 | 0,0001% | 1,0% |
| Febrero | 9,8 | 7.348.455,1 | 0,0001% | 1,0% |
| Marzo | 9,9 | 7.411.572,0 | 0,0001% | 1,0% |
| Abril | 9,7 | 7.216.313,8 | 0,0001% | 1,0% |
| Mayo | 67,7 | 7.252.442,6 | 0,0009% | 1,0% |
| Junio | 251,9 | 7.497.511,8 | 0,0034% | 1,0% |
| Julio | 251,5 | 7.485.436,2 | 0,0034% | 1,0% |
| Agosto | 250,2 | 7.456.494,7 | 0,0034% | 1,0% |
| Septiembre | 250,0 | 7.512.435,5 | 0,0033% | 1,0% |
| Octubre | 252,2 | 7.539.138,3 | 0,0033% | 1,0% |
| Noviembre | 254,6 | 7.646.008,4 | 0,0033% | 1,0% |
| Diciembre | 244,7 | 7.643.248,1 | 0,0032% | 1,0% |
| Total | 1.861,9 | 89.262.979,6 | 0,0021% | 1,0% |

Fuente: Vicepresidencia de Transmisión

⁴ El incumplimiento de las metas de calidad; inherentes a la disponibilidad del servicio fijadas por la CREG, conlleva a la disminución de los ingresos del negocio de transmisión, a causa del cumplimiento de la disponibilidad de los activos de la Empresa. El valor a disminuir se denomina compensación y se ha definido como el valor porcentual de la compensación con respecto a los ingresos del negocio.

En el año 2011, la Empresa cumplió satisfactoriamente con las metas de calidad del servicio; sin embargo, debido a dos eventos ocurridos en la bahía de condensadores de la subestación Noroeste, EEB ha tenido que compensar la suma de \$1'861.900 correspondiendo al 0.0021% del valor de los ingresos acumulados a diciembre de 2011 recibidos por la Empresa. De igual manera, para el año 2010 se cumplió la meta con un 0,0012% del valor de los ingresos acumulados como compensación correspondientes a \$1'069.530 siendo un 74,1% menos que en el año 2011.

Conclusiones

- La Empresa de Energía de Bogotá mantuvo el mismo número de activos en su infraestructura en todas las zonas donde realiza operaciones.
- Aumentó en un 3,3% la intervención de mantenimiento en las subestaciones; sin embargo, disminuyó en un 25% las intervenciones en las líneas de transmisión debido a que estas actividades surgen de un análisis basado en las condiciones de las líneas, tiempos de fallas y que estén aprobadas por el CND (Centro Nacional de Despacho)
- Los programas de mantenimiento aprobados por el CND se cumplieron en un 100%.
- El 80% de las inversiones de la Vicepresidencia de Transmisión fueron ejecutadas en proyectos de reactores suroccidente, licitaciones de transmisión local Chile y en modernización de infraestructura.
- Tan solo 5 eventos no fueron reportados a tiempo a la CND alcanzado en el indicador de eventos no reportados a tiempo al 9,4% para el año 2011, mientras para el año 2010 todos los eventos fueron reportados a tiempo.
- Para el año 2011, EEB tuvo que compensar la suma de \$1.861.900 equivalente al 0,0021% cumpliendo con la meta de la CREG de no superar el 1% en compensaciones.

4. Gestión Comercial

En ésta sección se analizará la gestión de los principales aspectos comerciales de la Empresa de Energía de Bogotá – EEB, en cumplimiento con lo establecido en la Resolución 12295, durante el período 2011 e incluye lo que le aplican a EEB para su negocio de transmisión de energía eléctrica, específicamente a recaudo y cartera, contribuciones y facturación.

4.1. Recaudo y cartera

La liquidación y administración de cuentas relacionadas con transmisión de energía la realiza el LAC⁵ a través de XM (Filial de ISA) quien ha sido designada para adelantar esta función dentro del mercado. Es a XM a quien EEB le genera una única factura mensual por concepto de los ingresos asociados a la infraestructura de transmisión de electricidad y a su vez XM es la responsable del recaudo y pago, el cual se realiza en el mes siguiente. En caso de no pago, EEB empieza a provisionar según su política.

El total de la cartera de EEB en cuanto a la actividad de transmisión de energía asciende a \$ 18.517 millones y se encuentra clasificada de la siguiente manera:

| Concepto | Vigente | 1 a 30 Días | 31 a 90 Días | 91 a 180 Días | 181 a 360 Días | Más de 361 Días | TOTAL |
|--|----------------|-------------|--------------|---------------|----------------|-----------------|----------------|
| En Bolsa | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 723.774.205 | 723.774.205 |
| Uso Red Nacional | 16.888.563.864 | 103.745 | 14.537 | 993.533 | 20.028.789 | 876.970.639 | 17.786.675.107 |
| Por Administración Centros de Control y Despacho | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6.078.769 | 6.078.769 |

Fuente: Gerencia de Contabilidad e Impuestos.

En EEB, la cartera por los conceptos de bolsa y por administración de centros de control y despacho no se encuentran vigentes desde hace más de 10 años, por lo que ya se encuentra provisionada al 100%.

Por el concepto de uso de red nacional, la cartera asciende a \$ 17.786 millones, en donde el 95% corresponde a cartera vigente de la que es responsable XM y el 5% restante es tanto de usuarios del STN que le deben a XM como de empresas que se encuentran en liquidación como ElectroChocó.

En cuanto a las provisiones por uso de red nacional, se están realizando de acuerdo a la política de provisiones de EEB así:

| | 91 a 180 Días (33%) | 181 a 360 Días (66%) | Más de 361 Días (100%) |
|--------------------|---------------------|----------------------|------------------------|
| Valor provisionado | 327.866 | 13.219.001 | 876.970.639 |

Fuente: Gerencia de Contabilidad e Impuestos.

La cartera de EEB se considera sana, en la medida que por conceptos de uso de red nacional, solo el 5% de la cartera presenta vencimientos.

4.2. Contribuciones

En las Resoluciones CREG 068 de 2003 y CREG 003 de 2008 se establecen las siguientes contribuciones: El fondo de apoyo financiero para la energización de zonas rurales interconectadas, FAER y el programa de normalización de redes eléctricas, PRONE. Estas contribuciones son recaudadas a través del ingreso de los transmisores, como un valor mayor, y descontadas por XM de la factura en el momento del pago de los ingresos como transmisor nacional.

⁵ LAC: Liquidador y Administrador de Cuentas

FAER y PRONE son las contribuciones de EEB, las cuales son utilizadas por el Ministerio de Minas y Energía para ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica en el país, y los montos facturados para el año 2011 fueron los siguientes:

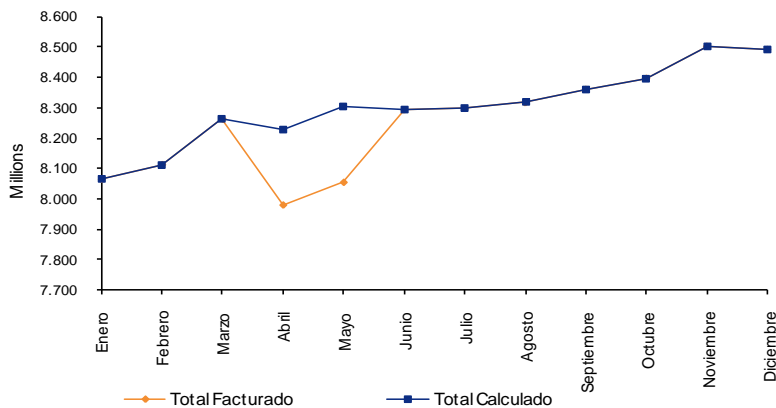
| Meses | FAER | PRONE |
|--------------|----------------------|----------------------|
| Enero | 456.978.978 | 339.425.868 |
| Febrero | 474.497.960 | 336.156.928 |
| Marzo | 445.714.751 | 319.038.437 |
| Abril | 499.125.479 | 352.255.302 |
| Mayo | 450.233.195 | 313.677.140 |
| Junio | 472.371.371 | 330.174.654 |
| Julio | 469.710.778 | 326.823.419 |
| Agosto | 477.639.593 | 335.349.777 |
| Septiembre | 506.117.977 | 354.827.634 |
| Octubre | 511.053.426 | 358.269.176 |
| Noviembre | 502.910.247 | 355.241.954 |
| Diciembre | 513.908.472 | 364.969.266 |
| Total | 5.780.262.227 | 4.086.209.555 |

Fuente: Vicepresidencia de Transmisión.

Las contribuciones totales en el año 2011 ascendieron a \$ 9.866 millones, de los cuales el 59% corresponde a contribuciones FAER y el 41% a contribuciones PRONE, esto sucede en razón a que las contribuciones FAER son calculadas con base en la generación de energía y las contribuciones PRONE son calculadas con base en la energía transportada por lo que las FAER siempre van a ser mayores que las PRONE. Las contribuciones del año 2011 con respecto al año 2010 fueron superiores en un 9,62% lo que se debe a un incremento en la facturación.

4.3. Facturación

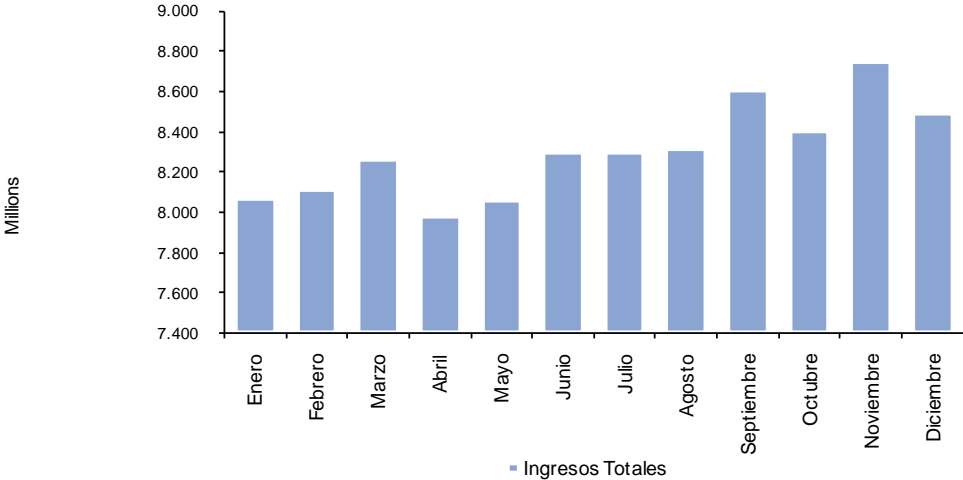
La actividad de facturación para el STN se encuentra a cargo del LAC, que es administrado por XM de acuerdo a lo establecido por el marco regulatorio. Los ingresos de la actividad de transmisión de EEB se encuentran establecidos por la CREG 011 de 2009. Estos ingresos remuneran las inversiones realizadas por el transmisor en activos destinados a la transmisión de electricidad, y los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM).



Fuente: Vicepresidencia de transmisión.

En los meses de abril y mayo, tal y como se puede observar en la grafica anterior, se presentó una diferencia entre el monto facturado como ingreso por XM y el calculado por EEB. Esto se debió a que la SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios), por error informó a XM que EEB no había reportado la información de gastos AOM (Administración, Operación y

Mantenimiento) en los términos definidos regulatoriamente, por lo que XM, aplicando lo definido en la regulación, realizó una liquidación menor a la que tenía derecho EEB para los meses de abril y mayo. De acuerdo con lo anterior, EEB gestionó el ajuste en la liquidación de sus ingresos ante XM, quedando aclarado el error y ajustando la liquidación a partir del mes de junio. Los ajustes en relación con las liquidaciones de los meses de abril y mayo se realizaron durante los meses de septiembre y noviembre respectivamente; estos ajustes se ven reflejados en la siguiente gráfica:



Fuente: Vicepresidencia de Transmisión.

5. Gestión Legal y Ambiental

En este capítulo presentamos la gestión realizada por la Empresa bajo los requerimientos ambientales, para ello se tuvo como fuente de información el Plan de Manejo Ambiental. Como parte de la evaluación de la gestión legal de EEB, se analizó el estado de demandas en contra de la Empresa a diciembre 31 de 2011, así como los fallos favorables y desfavorables que tuvo la Empresa durante el año. La fuente de información fue suministrada por la Oficina de Litigios y Pensiones de la Secretaría General.

5.1. Aspectos Naturales (climatológicos, desastres, etc.)

La Empresa de Energía de Bogotá no se vio afectada por la acción de la naturaleza durante el año 2011.

5.2. Regulatorios (Normas CREG, MME, SSPD, etc.)

EEB identifica, registra y evalúa el cumplimiento de los requisitos legales y otros aplicables, para el año 2011 las principales resoluciones aplicadas relacionadas con la gestión de la Empresa son:

| Requisitos legales Aplicables al Negocio de Transmisión de Energía Eléctrica | |
|--|---|
| Resolución | Aplicación |
| Resolución CREG 001/94 | Reglamentación servicio de transporte por el sistema de transmisión nacional (STN). |
| Resolución CREG 039/99 | Por la cual se establecen las normas relacionadas con las pérdidas de referencia en el Sistema de Transmisión Nacional. |
| Resolución CREG 061/00 | Establece las normas de calidad aplicables a los Servicios de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y de Conexión al STN. |
| Resolución CREG 072/02 | Medición de la gestión de las empresas mediante la clasificación de riesgo |
| Resolución CREG 097/08 | Metodología de cargos de STR y SDL |
| Resolución CREG 011/09 | Metodología y fórmulas para remuneración de transmisión y reglamentación de la calidad del servicio |
| Resolución CREG 050/10 | Mecanismos para verificar reporte de gastos AOM de los transmisores |
| Resolución CREG 110/10 | Por la cual se aprueba la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Nacional |
| Resolución CREG 179/10 | Se oficializan los ingresos anuales esperados para la Empresa por el proyecto UPME-01-2009 Reactores Suroccidente |

Fuente: Sistema de Gestión Integrado

Las resoluciones que mencionan nuevas aplicaciones regulatorias en el año 2011 fueron:

- Resolución CREG 080/11: "Por la cual se adoptan los ajustes necesarios a la regulación vigente para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 115 de la Ley 1450 de 2011". El cual modifica la resolución CREG 068 de 2003 que establece la fórmula para el cálculo de la Contribución con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas, a razón de \$1,00 por cada kW/h despachado, este valor se modificó a razón de \$1,34 kW/h.
- Resolución CREG 094/11: "Por la cual se adoptan los ajustes necesarios a la regulación vigente para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 104 de la Ley 1450 de 2011". El valor de contribución creada para financiar el Programa de Normalización de Redes Eléctricas, PRONE,

de acuerdo con el Artículo 68 de la ley 1151, esta contribución se recauda con base en la energía total transportada por el STN a razón de \$1,00 por cada kWh transportado.

Con respecto a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD, la Empresa está bajo la normatividad de las Resoluciones 20111300003995 de 02/2011 y 2011130011645 de 05/2011 para el cargue de información al Sistema Único de Información.

5.3. Legales (demandas, sanciones)

La Oficina de Litigios y Pensiones de la Secretaria General ejecuta controles con los procesos en contra de EEB los cuales los clasifican por instancia y se asigna una calificación de riesgo donde se parte de la base que todo proceso es susceptible de ganarse o de perderse. La clasificación de los riesgos es:

- Remoto: Sentencia favorable para EEB
- Eventual: 50% de ganarse o perderse
- Probable: Sentencia desfavorable para EEB

A continuación se presenta el número de procesos contra EEB por instancia, valor y riesgo:

| Procesos en contra de la EEB - 2011 | | | |
|--|-----------------|-------------------|----------|
| Instancia | Numero procesos | Valor Total | Riesgo |
| T.A.C. Sección Primera.- Acciones de nulidad de actos administrativos que imponen multas. | 1 | \$ 1.207.236.278 | Probable |
| T.A.C. Sección Segunda. Acciones de Nulidad y Restablecimiento del Derecho por actos administrativos (Empleados públicos) | 3 | \$ 1.384.864.853 | Eventual |
| T.A.C. Sección Segunda. Demandas de Ley Sexta 92. (Empleados públicos) | 13 | \$ 653.126.704 | Eventual |
| T.A.C. Sección Tercera-Reparación Directa, - Indemnizaciones por hechos, omisiones u operaciones administrativas. | 7 | \$ 17.802.495.355 | Probable |
| T.A.C. Sección Tercera-Reparación Directa, Y Contractual - Nulidad de Actos Administrativos que versen sobre asuntos contractuales. | 9 | \$ 5.186.198.018 | Remoto |
| T.A.C. Sección Cuarta- Acción de Nulidad y Resoluciones impuestas. | 1 | \$ 4.678.933.342 | Eventual |
| Juzgados Administrativos Segunda - (Demandas de Ley Sexta/92). (Empleados públicos) | 8 | \$ 526.978.688 | Eventual |
| Juzgados Administrativos Sección Tercera - Reparación Directa, y Contractual - por hechos, omisiones u operaciones administrativas y Nulidad de Actos Administrativos que versen sobre asuntos contractuales | 3 | \$ 812.237.256 | Probable |
| Jurisdicción Civil Ordinaria, ejecutivos y indemnizaciones | 42 | \$ 14.034.374.645 | Probable |
| Ordinario Laborales (Juzgados Laborales del Circuito, Tribunal Superior y Corte Suprema de Justicia) Trabajadores Oficiales y Trabajadores Privados. | 64 | \$ 3.444.756.327 | Eventual |
| Ordinario Laborales (Juzgados Laborales del Circuito, Demandas sobre Ley Sexta de 1992) | 1 | \$ 57.366.466 | Remoto |
| Total | 152 | \$ 49.788.567.932 | |

Fuente: Oficina de litigios y pensiones de la Secretaria General
TAC: Tribunal Administrativo de Cundinamarca

Se observó que el 80% del valor total de las instancias son por Indemnizaciones por hechos, omisiones u operaciones administrativas, Jurisdicción Civil Ordinaria y por Nulidad de Actos Administrativos que versen sobre asuntos contractuales, los cuales EEB realizó una provisión del 60% de su valor debido que tienen un riesgo como probable de los procesos.

De igual manera, EEB tiene un indicador en el Plan Estratégico Corporativo donde muestra el valor total de fallos favorables y desfavorables cuya gestión para el año 2010 y 2011 es:

| Fallos Favorables y Desfavorables 2010-2011 | | |
|---|---------|---------|
| \$mm | 2010 | 2011 |
| Fallos Favorables | 306.319 | 204.299 |
| Fallos Desfavorables | 1.046 | 2.286 |

Fuente: Oficina de Litigios y Pensiones de la Secretaría General

La Empresa tiene una gestión de favorabilidad de los fallos muy superior a la de fallos desfavorables; no obstante el valor de los casos desfavorables del año 2011 aumentó en un 119% a comparación del año 2010.

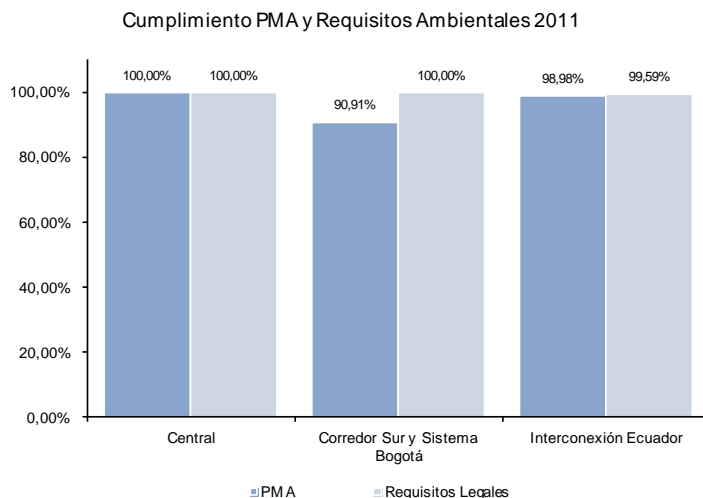
5.4. Intervención por parte de la SSPD

EEB no ha sufrido ninguna intervención por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, por lo cual no se ha visto inmerso en cualquier tipo de sanciones y/o multas asociadas a incumplimientos.

5.5. Aspectos Ambientales

EEB tiene dentro de sus principales compromisos mitigar los riesgos ambientales producto de las labores de operación técnica y administrativa, promoviendo actividades que constituyen al desarrollo sostenible de la Empresa, el cual estableció Planes de Manejo Ambiental (PMA) para cumplir con los requisitos ambientales distribuidos por zonas donde se encuentra la infraestructura de transmisión de energía.

El cumplimiento del PMA para el año 2011 fue el siguiente:



Dentro de las principales actividades realizadas por la Empresa fueron:

- Se instalaron 243 desviadores de vuelo en el corredor suroccidente con el fin de prevenir la colisión de aves con los conductores.
- Se ejecutaron en los corredores 429 podas de seguridad con el fin de mantener la confiabilidad de los corredores pero manteniendo los servicios ambientales de los árboles intervenidos

- Aplicación y cumplimiento del Plan Institucional de Gestión Ambiental (PIGA) que implica el uso eficiente del agua y de la energía, gestión integral de residuos, mejoramiento de las condiciones ambientales internas, criterios ambientales para las compras y gestión contractual y extensión de buenas prácticas ambientales.
- Utilización de tecnologías amigables con el medio ambiente, especialmente en lo relacionado con el ahorro de energía, que contribuye a la sostenibilidad del planeta, mediante el uso de iluminación LED en las instalaciones de EEB.

En cuanto a procesos de remediación (Compensación) establecidos en la Zona Centro, se realizaron (2) dos mantenimientos en las reforestaciones dispuestas por las distintas Corporaciones Autónomas Regionales y se presentaron los respectivos informes conforme a las compensaciones requeridas por las distintas Corporaciones de la siguiente manera:

CAR-Cundinamarca:

- Dos punto dos (2.2) Hectáreas en la Calera. Esta plantación está en proceso de recibo final por parte de la Corporación.
- Dos (2) Hectáreas en el Meandro el Say-Localidad de Fontibón.
- Una (1) Hectárea en la localidad de Usme.

Corpoguvio: Cinco punto cinco (5.5) Hectáreas en el municipio de Ubalá. Esta reforestación compensatoria fue recibida por la Corporación y archivado el expediente mediante Auto 572 de noviembre de 2011.

Corporinoquia: Cinco (5) Hectáreas en el municipio de Quetame-Cundinamarca. De las cinco (5) hectáreas una hectárea y media (1,5) de la plantación compensatoria están en proceso de recibo final por parte de la Corporación.

Cormacarena: Una (1) Hectáreas en el municipio de Restrepo-Meta. Esta plantación está en proceso de recibo final por parte de la Corporación.

En cuanto a procesos de remediación (Compensación) ejecutados para el Corredor Suroccidente, en el año 2011 se culminó el establecimiento y mantenimiento de 33.695 plántulas de especies vedadas o catalogadas con algún grado de vulnerabilidad, en cumplimiento de las medidas de compensación forestal requeridas por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y desarrollo territorial, ahora Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en marco de la licencia ambiental para este corredor.

Los resultados asociados a la implementación de medidas de mitigación y compensación de los impactos ambientales son evaluados a través del Procedimiento GSA-P-GA-001 Gestión Ambiental para la Infraestructura de Transmisión

La Empresa realizó la recertificación ambiental con cero hallazgos y cero no conformidades realizado por BVQI (Bureau Veritas Quality Internacional) Colombia Ltda.

Conclusiones

- EEB identifica, actualiza y evalúa el cumplimiento de los requisitos legales y otros aplicables en el marco regulatorio.
- El valor de los casos desfavorables del año 2011 aumentó en un 119% a comparación del año 2010
- La Empresa muestra compromiso con el medio ambiente, gestionando el Plan de Manejo Ambiental y el Plan Institucional de Gestión Ambiental.
- EEB realiza reforestaciones como remediación (compensaciones) a sus actividades de operación y mantenimiento bajo el procedimiento GSA-P-GA-001 Gestión Ambiental para la Infraestructura de Transmisión

6. Oportunidad de la Información Reportada por el Prestador al SUI

Realizamos revisión del cargue de la información al SUI por parte de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP, correspondiente a los requerimientos de las siguientes Resoluciones emitidas por la SSPD: 33635 de 2005, 25985 de 2006, 2395 de 2005, y 2485 de 2008.

Los siguientes son los reportes de información reportada al SUI que revisamos:

- Plan de Contabilidad
- Sistema de Costos y Gastos por Actividades:
- Información adicional al Plan de Contabilidad⁶
- Cuentas por Pagar
- Cuentas por Cobrar
- Flujo de Caja Proyectado
- Estado de Resultados Proyectado
- Balance Proyectado

EBB reporta el Plan de Contabilidad del Negocio de Transmisión y el Plan de Contabilidad consolidado. Solicitamos y revisamos el Plan de Contabilidad reportado el 15 de febrero de 2012, y lo comparamos con el Balance entregado por EEB para el cálculo de los Indicadores a reportar, sin encontrar diferencias. Para los otros reportes revisamos que se hubieran reportado al SUI en las fechas establecidas, observando que el Flujo de Caja Proyectado, el Balance Proyectado y el Estado de Resultados Proyectado se transmitieron el 29 de febrero de 2012, cuando la fecha máxima para la transmisión era el 28 de febrero del mismo año, de acuerdo a la Resolución SSP 2485 del 2008; sin embargo, de acuerdo a la Resolución SSPD 3545 del 14 de febrero de 2012, la fecha máxima para presentar los anteriores reportes, correspondiente al segundo semestre de 2011 fue ampliada, para el 5 de abril del año siguiente. Dado lo anterior, EEB reportó oportunamente la anterior información al SUI.

Igualmente, revisamos que se hubiera transmitido oportunamente la información relacionada con la transición a las Normas Internacionales de Información Financiera, para lo cual la SSPD solicitó entre otros, los siguientes reportes, a través de la Resolución SSPD 1825 de 2011 y la Resolución SSPD 16175 de 2011:

- Formato A: Balance de Apertura de Prueba
- Formato B: Conciliación entre el balance según el Plan de Contabilidad vigente y el Balance de Apertura de Prueba.
- Formato C: Políticas aplicadas en el Balance de Apertura de Prueba periodos posteriores y Notas Explicativas de la Conciliación entre el balance según el Plan de Contabilidad vigente y el Balance de Apertura de Prueba.
- Formato D: Estado de Situación Financiera y Estado del Resultado Integral intermedio con corte al 30 de junio de 2011.
- Formato E: Conciliación entre el Balance y el Estado de Resultados según el Plan de Contabilidad vigente y el Estado de Situación Financiera y el Estado de Resultado Integral con Corte al 30 de junio de 2011.
- Formato F: Notas explicativas de la Conciliación entre el Balance y el Estado de Resultados según el Plan de Contabilidad Vigente y el Estado de Situación Financiera y el Estado de Resultado Integral con corte al 30 de junio de 2011.

Los formatos A, B y C fueron transmitidos oportunamente. Sin embargo, observamos que los formatos D, E y F no fueron cargados al SUI en los tiempos establecidos por las Resoluciones SSPD 1825 de 2011 y SSPD 16175 de 2011, por problemas en el aplicativo de la SSPD; no

⁶ La información adicional al Plan de Contabilidad que la SSPD requiere que los prestadores de servicios reporten a través del SUI son: Balance general, estado de resultados, flujo de efectivo, cambios en la posición financiera, cambios en el patrimonio, notas de los estados financieros y actas de aprobación de los estados financieros. Estos documentos deberán estar debidamente certificados por el representante legal y por el contador público y dictaminados por el Revisor Fiscal o quien haga sus veces.

obstante, se evidencia la gestión de la Empresa a través de las mesas de ayuda, para solucionar los inconvenientes presentados.

IV. Indicadores y Referentes de la Evaluación de la Gestión

En el presente capítulo presentamos un análisis y seguimiento a los indicadores de gestión aplicables a EEB, definidos en la Resolución SSPD 20061300012295 de 2006 y en concordancia con la resolución 072 de 2002 modificada por la 034 de 2004 de la comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, donde se establece la metodología para clasificar las empresas prestadoras de los servicios públicos, de acuerdo con el nivel de riesgo y se definen los criterios, metodologías, indicadores, parámetros y modelos de carácter obligatorio que permiten evaluar su gestión y resultados.

Nuestra auditoría incluyó la verificación y evaluación de los indicadores con base en los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2011 de la unidad de transmisión de energía, suministrados por Dirección de Contabilidad de EEB y los referentes publicados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD, para evaluar la gestión del negocio de los años en mención.

Debido a que para el cálculo de los indicadores financieros, EEB separó la información financiera de la Unidad de negocio de Transmisión, las cifras base de los indicadores financieros para la actividad regulada no coinciden con los datos consolidados reportados por la Empresa en el informe transmitido a través del Sistema Único de Información – SUI, por el año 2011.

A continuación se presenta el resultado de los indicadores y referentes de la evaluación de la gestión de EEB, con base en los códigos y nombres de las cuentas del Plan de Contabilidad para Entes Prestadores de Servicios Públicos Domiciliarios EPSS que se deben utilizar para el cálculo de los Indicadores.

1. Principales Indicadores Financieros

Los siguientes indicadores fueron calculados por KPMG tomando algunas cuentas de los anteriores Estado de Resultados y Balance, para realizar su comparativo con el referente del sector de empresas de Transmisión de Energía para el año 2011.

| Indicadores Financieros | Año 2010 | | | Año 2011 | | |
|---|-----------|-----------|------------|-----------|-----------|------------|
| | Referente | Indicador | Diferencia | Referente | Indicador | Diferencia |
| Rotación Cuentas por Cobrar (Días) | No Aplica | No Aplica | No Aplica | No Aplica | No Aplica | No Aplica |
| Rotación Cuentas por Pagar (Días) | 30 | 15 | 15 | 30 | 18 | 11.7 |
| Razón Corriente (Veces) | 2 | 4.28 | 2.3 | 1.50 | 14.28 | 12.8 |
| Margen Operacional (%) | 74.67% | 68.05% | 6.62% | 74.67% | 65.6% | 9.03% |
| Cubrimiento de Gastos Financieros (Veces) | 6 | 1 | 0.0 | 6.00 | 1 | 0.0 |

Fuente: Estados Financieros 2010 y 2011, Gerencia de Contabilidad
Cálculo de Indicadores a partir de las resoluciones CREG 072 de 2002 y CREG 034 de 2004

1.1. Rotación de Cuentas por Cobrar

Este indicador mide la gestión realizada por la Empresa Prestadora para el cobro efectivo de los servicios prestados. Sin embargo, y de acuerdo a la Resolución 072 de 2002 modificada por la Resolución 034 de 2004 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, en el artículo 3 y 5, este indicador no les aplica a las empresas de Transmisión de Energía Eléctrica.

1.2. Rotación de Cuentas por Pagar

El resultado de este indicador, permite medir la gestión de la Empresa para el pago oportuno de los insumos necesarios en el desarrollo de su actividad operacional.

El resultado de este indicador refleja un leve incremento a 18 días en el tiempo promedio que está utilizando EEB para pagar sus deudas con proveedores, pasando de 15 días en 2010 a 18 días en 2011. El resultado para este último año estuvo 8 días por debajo del referente establecido por SSPD.

| Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. Rotación Cuentas Por Pagar | | |
|--|----------|----------|
| | Año 2010 | Año 2011 |
| Cuentas por Pagar | 2,182 | 2,168 |
| Costo de Ventas | 39,094 | 43,157 |
| Días | 365 | 365 |
| Rotación Cuentas por Pagar | 15 | 18 |
| Referente | 30 | 26 |

1.3. Razón Corriente

El resultado de este indicador permite verificar las disponibilidades de la Empresa a corto plazo para afrontar sus compromisos a corto plazo.

La razón corriente de la Unidad de Transmisión, se encuentra 12,78 veces por encima del referente establecido para el año 2011, pasando de 4,28 veces en 2010 a 14,28 veces en 2011.

De acuerdo a los resultados EEB presenta un alto índice de disponibilidad de recursos para cubrir sus compromisos a corto plazo.

| Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. Razón Corriente | | |
|---|----------|----------|
| | Año 2010 | Año 2011 |
| Activo Corriente | 119,197 | 139,526 |
| Pasivo Corriente | 27,871 | 9,772 |
| Razón Corriente | 4.28 | 14.28 |
| Referente | 2.00 | 1.50 |

1.4. Margen Operacional

El cálculo de los indicadores financieros se realizó tomando como referencia la resolución CREG 034 de 2004. Este indicador mide la parte de la utilidad generada por la unidad de negocio de transmisión antes de intereses, impuestos, depreciaciones, amortizaciones y resultados no operacionales.

El resultado del indicador no cumple con el referente establecido por la SSPD de 74,76%. Se observa una reducción de 2,4 puntos porcentuales con respecto al año 2010, debido a un incremento de los gastos administrativos asignados por \$1.161 millones y costos de ventas por \$4.063 millones.

| Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. Margen Operacional | | |
|--|----------|----------|
| | Año 2010 | Año 2011 |
| Ebitda | 63,548 | 65,180 |
| Ingresos Operacionales | 93,390 | 99,294 |
| Margen Operacional | 68.05% | 65.64% |
| Referente | 74,67% | 74,67% |

1.5. Cubrimiento de Gastos Financieros

De acuerdo a los estados financieros suministrados, se observa que los gastos financieros de EEB están relacionados con actividades diferentes al negocio operacional de transporte de energía, por lo cual son iguales a cero (\$0). Según lo señala el Anexo 2 de la Resolución CREG 072 de 2002, modificado por la Resolución CREG 034 de 2004, debido a que los gastos financieros son iguales a cero y el EBITDA es positivo, este indicador toma el valor de uno (1)

2. Indicador Técnico-Administrativo

Para EEB, en su negocio de transmisión, únicamente aplica el indicador que se muestra a continuación:

2.1. Atención solicitud de Conexión

Durante el año 2011 a través de su infraestructura, a EEB se le presentó una solicitud de conexión al Sistema de Transmisión Nacional – STN, ésta solicitud fue presentada por Energéticos S.A, empresa contratista de Ecopetrol S.A. para la conexión del Oleoducto Transandino – OTA. Ésta solicitud de acuerdo a información proporcionada por EEB se atendió en un tiempo inferior a 3 meses, tiempo indicado por la CREG 25 de 1995 como plazo máximo dado a los transportadores para dar concepto sobre la viabilidad técnica y económica de la conexión.

En comparación con años anteriores, las solicitudes de conexión que se le han presentado a EEB han tenido un comportamiento similar, en la medida que en el año 2010, no se presentaron solicitudes de conexión y para el año 2009, se presentó únicamente una correspondiente a Codensa S.A. ESP, “Banco de conexión subestación Nueva Esperanza”.

Las solicitudes de conexión se presentan en poca cantidad, debido a que se requieren proyectos muy grandes, los cuales no se presentan con frecuencia.

Conclusión

Los indicadores referentes de la evaluación de la gestión calculados, reflejaron un resultado satisfactorio y su cálculo guarda consistencia con el recálculo realizado por AEGR.

En el Anexo 1, el cual tramitaremos al SUI, incluimos los resultados de los Indicadores y Referentes de la Evaluación de Gestión de EEB. Dicho anexo incluye para cada uno de los indicadores los comentarios y la explicación que dio EEB, y el concepto por la explicación dada por EEB y el concepto general del AEGR.



V. Indicadores Clasificación por Nivel de Riesgo y Concepto General de Riesgo

1. Objetivo del Informe

El propósito de este informe es presentar los riesgos que pueden afectar los objetivos, el desempeño o la viabilidad de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP – EEB, y dar un concepto general sobre el nivel de riesgo, de acuerdo a los parámetros establecidos por la SSPD.

Esta revisión se refiere a los riesgos (Matriz de Riesgos) que se debe reportar a la SSPD, identificados durante el desarrollo de la Auditoría de Gestión, a partir de la revisión de los riesgos que tiene identificados EEB, los cuales son administrados por la Gerencia de Planeación Corporativa. Igualmente, incluye los indicadores de clasificación por nivel de riesgos definidos por la SSPD, y calculados por EEB, con base en la información financiera al 31 de diciembre de 2011, para el negocio de Transmisión de Energía.

2. Concepto General sobre Sistema de Gestión de Riesgos

Siguiendo los lineamientos establecidos en la Resolución SSPD 20061300012295 de 2006 y las Resolución CREG 072 de 2002 modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, presentamos el resultado de nuestra evaluación al sistema de gestión de riesgos de la organización y la metodología de administración de los mismos en EEB, de acuerdo a los parámetros establecidos por la SSPD.

3. Estructura de Nuestro Enfoque Metodológico

El enfoque metodológico utilizado en EEB para conceptuar sobre el sistema de gestión de riesgos y la identificación de los mismos, tuvo en cuenta las siguientes actividades:

- Entendimiento del negocio y flujo de actividades de cada proceso en EEB.
- Reunión con el área responsable de Administración de Riesgos de EEB.
- Revisión de los riesgos estratégicos que tiene identificado EEB.
- Homologación de los criterios de EEB para la valuación de los riesgos y controles, a los requerimientos de la SSPD.
- Identificación de riesgos asociados a los procesos, estableciendo su probabilidad de ocurrencia e impacto según criterios requeridos por la SSPD, a partir de los riesgos estratégicos que tiene identificados EEB.
- Identificación de controles que tiene establecidos EEB para cada uno de los riesgos identificados, cuya calificación se realizó a partir de lo requerido por la SSPD.

4. Estructura del Sistema de Gestión de Riesgos en EEB

EEB estructuró el proceso de Gestión de Riesgos a través del proceso llamado Sistema de Gestión Integral de Riesgos a cargo de la Vicepresidencia de Portafolio Accionario y Planeación Corporativa, cuyo objetivo es garantizar la continuidad del Grupo Empresarial y el cumplimiento de sus objetivos corporativos, a través de la aplicación de las prácticas de gestión de riesgos y hacer seguimiento a las acciones encaminadas a controlarlos. La Gerencia de Planeación Corporativa es la responsable de la gestión de los riesgos, consistente en identificar, evaluar, consolidar, monitorear y comunicar los riesgos que puedan afectar el cumplimiento de los objetivos estratégicos, procesos y proyectos del Grupo Empresarial.

4.1. Metodología para la Gestión de Riesgos

Teniendo como marco de referencia COSO ERM y lo establecido por la SSPD, a partir de la revisión que realizamos, se observó que EEB ha definido la siguiente metodología para la gestión de riesgos, la cual se estableció bajo la Norma ISO 31000.

Gobernabilidad

En octubre de 2011 EEB actualizó la Política de Gestión de Riesgos, delegando en la Vicepresidencia de Portafolio Accionario y Planeación Corporativa la responsabilidad de garantizar el cumplimiento de la misma. Asimismo, se actualizó el procedimiento de gestión de riesgos corporativos.

Con el objetivo de identificar, evaluar consolidar, monitorear y comunicar los riesgos que puedan afectar el cumplimiento de los objetivos estratégicos, procesos y proyectos, se documentó el procedimiento de Gestión de Riesgos Corporativos, actualizado en noviembre de 2011 según “Decisión de Presidencia” número 81. En dicho documento están consignadas las responsabilidades en la gestión del riesgo, de los diferentes órganos: el Vicepresidente de Portafolio Accionario y Planeación Corporativa, los Directores del Corporativo y Unidades de negocio, el Comité de Presidencia, el Comité de Auditoría, los colaboradores con el rol de “gestores de riesgo”, y los colaboradores encargados de la administración del sistema ERA⁷.

Identificación de los riesgos

Los “gestores de riesgos”, junto con los colaboradores de su área son los responsables de identificar los riesgos y definir para cada uno: nombre del riesgo, descripción del riesgo, nivel de riesgo absoluto (probabilidad e impacto), controles y tratamientos, y el nivel de riesgo controlado (riesgo residual); el director del área respectiva revisa y aprueba los riesgos identificados; finalmente se cargan los riesgos en el sistema ERA⁸.

Se tiene documentada una metodología para la identificación, valoración, análisis y evaluación de los riesgos.

Cuantificación de los riesgos

EEB definió las tablas de valoración de criterios, en las cuales se establece el impacto y la probabilidad del riesgo, los cuales se basan en criterios cuantitativos. De acuerdo a la probabilidad

⁷ ERA: Enterprise Risk Assessment, software diseñado para administrar los riesgos.

⁸ ERA: Enterprise Risk Assessment, software diseñado para administrar los riesgos.

e impacto de cada riesgo, estos se ubican en la matriz de riesgos, clasificándolos en: extremo, alto, moderado o bajo, según corresponda.

Monitoreo y reporte

Trimestralmente los “gestores de riesgos” de cada área deben realizar el seguimiento a los riesgos y se presenta un informe al Comité de Presidencia, en el cual se incluye un diagnóstico sobre el nivel de severidad del riesgo, mitigación, solidez de los controles, diseño de los controles y los tratamientos.

Para los riesgos críticos y los riesgos relacionados con regulación, entre otros, se ha definido planes de acción, a los cuales se les realiza seguimiento trimestralmente.

Periódicamente se informa al Comité de Auditoría el monitoreo que se realiza a los riesgos de la Empresa. De acuerdo a lo anterior y al informe de Gestión de Riesgos presentado al Comité de Auditoría por la Gerencia de Planeación Corporativa, se han identificado los siguientes riesgos: riesgos por objetivos estratégicos: 54, con 112 controles; riesgos por objetivos estratégicos de la Vicepresidencia de Transmisión: 25, con 52 controles; y riesgos por procesos: 157, con 265 controles. La identificación de los riesgos de los proyectos se tiene planeada para realizarse en el año 2012.

5. Matriz de Riesgos

Teniendo en cuenta los criterios establecidos por la SSPD a través de su Resolución 20061300012295 de 2006 y las Resolución CREG 072 de 2002 modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, se realizó la identificación y evaluación de los riesgos y controles asociados a los procesos manejados en EEB, a partir de los riesgos estratégicos que tiene identificados EEB.

De igual forma, para establecer la criticidad de dichos riesgos, se tuvo en cuenta los objetivos estratégicos y los criterios de evaluación de riesgos en probabilidad de ocurrencia e impacto definidos en EEB, homologados a lo requerido por la SSPD, cuyo resultado final y detallado se puede observar en el anexo de Matriz a reportar al SUI⁹ a través de la página web www.sui.gov.co, Anexo 2. La valoración de los riesgos de acuerdo a los criterios requeridos por la SSPD, la realizamos a partir de la valoración del riesgo absoluto (inherente) que tiene definida EEB para cada riesgo.

5.1. Criterios de la SSPD

Los criterios establecidos para la evaluación de riesgos en cuanto a su probabilidad de ocurrencia e impacto, son:

| Calificación | Descripción | Criterios para calificar | |
|----------------|-------------|-----------------------------------|---|
| Riesgos | | | |
| | | Probabilidad de ocurrencia | de Magnitud de impacto |
| 1 | Baja | Ocasionalmente podría presentarse | El impacto no afecta de manera significativa y puede ser asumido por el giro normal de las operaciones de la Empresa, ya que no afecta la prestación del servicio, ni viabilidad financiera ni la relación con el usuario |
| 2 | Medio | Puede presentarse algunas veces | Se puede ver afectada la eficiencia de la Empresa disminuyendo la calidad del servicio, generando insatisfacción en el usuario y retrasos en la operación |

⁹ SUI: Sistema Único de Información.

| Calificación | Descripción | Criterios para calificar |
|------------------|-------------|---|
| 3 | Alto | Es probable que ocurra muchas veces Se afectan los estándares de los indicadores, se generan incumplimientos regulatorios, se puede poner en riesgo la prestación del servicio, la viabilidad empresarial y afectar la relación con el usuario |
| Controles | | |
| 1 | Eficiente | El control permite mitigar, reducir o prevenir el riesgo a un nivel aceptable o eliminarlo |
| 2 | Ineficiente | La efectividad del control no es la deseada debido a su diseño o implementación. No logra mitigar, reducir o prevenir el riesgo |
| 3 | Inexistente | No existe control para el riesgo identificado |

5.2. Homologación de criterios

Teniendo en cuenta los criterios de la SSPD y los establecidos por EEB, la siguiente es la homologación de valoraciones de riesgos:

| Criterios de Matriz de Riesgos según EEB y homologación | | | | |
|---|-----------|------------------------|-------------------|------------------------|
| Probabilidad EEB | Según EEB | Homologación a la SSPD | Impacto según EEB | Homologación a la SSPD |
| Raro | | Baja | Insignificante | Bajo |
| Improbable | | | Menor | |
| Posible | | Media | Moderado | Medio |
| Probable | | Alta | Mayor | Alto |
| Casi certeza | | | Severo | |

Para la valoración de la efectividad de los controles, tomamos la calificación que ha establecido EEB a cada control y la homologamos a como lo requiere la SSPD, así:

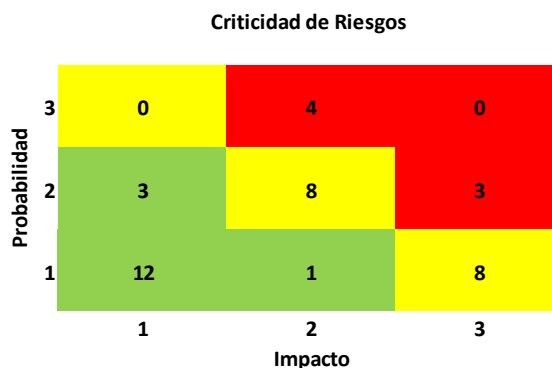
| Valuación de los controles | |
|----------------------------|------------------------|
| Efectividad según EEB | Homologación a la SSPD |
| Débil | Ineficiente |
| Moderada | Eficiente |
| Fuerte | |

5.3. Riesgos Identificados y controles asociados

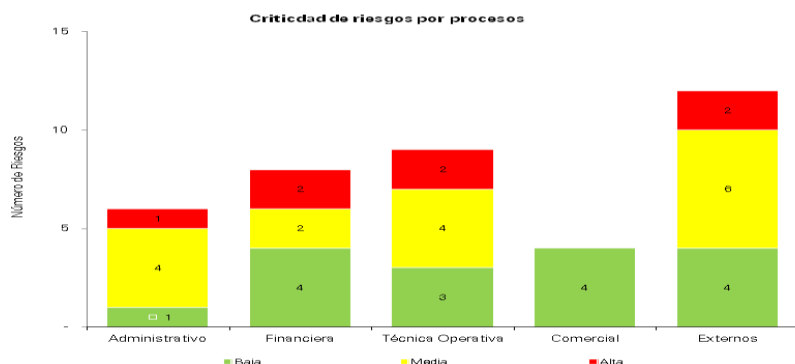
Criticidad de Riesgos

Teniendo en cuenta lo establecido en la Resolución 20061300012295 de 2006 de la SSPD, el entendimiento de los procesos y las revisiones y valoraciones realizadas con los responsables de los mismos, se obtuvo el siguiente mapeo general de los riesgos residuales:

De acuerdo a los criterios de la SSPD, identificamos que para los macroprocesos y los procesos de cada uno de estos, EEB puede ser afectada principalmente por 39 riesgos, de los cuales, 16 riesgos tienen criticidad baja, 16 riesgos tienen criticidad media y 7 riesgos presentan criticidad alta.



Teniendo en cuenta las valoraciones y criterios determinados por la SSPD, establecimos una valoración final de riesgo residual, que permite definir resultados por cada Macroproceso, así:



A continuación relacionamos los 10 riesgos principales que podrán afectar la gestión de EEB, con los controles asociados a cada riesgo, los cuales fueron identificados a partir de la matriz de riesgos estratégicos que tiene EEB:

Macroproceso: Administrativo

- No contar con el personal suficiente para cumplir con los objetivos del negocio. Controles: determinar la estructura orgánica adecuada.

Macroproceso: Financiera

- Riesgo de utilización de los recursos de EEB para el lavado de activos y financiación del terrorismo. Controles: manual SIPLA; existencia de un oficial de cumplimiento.
- Comunicación empresarial interna inadecuada por falta de inmediatez en la información. Controles: centralizar y canalizar la comunicación; adoptar la política, manual y procedimientos de comunicación; establecer canales eficaces de comunicación; desarrollar manuales y protocolos.

Macroproceso: Técnica y Operativa

- Debilidades en la gestión de servidumbres. Controles: se adelantan las acciones contractuales y judiciales; y se ejecuta el contrato con un consorcio.
- Tener un sistema informático obsoleto, vulnerable y sin capacidad de respaldo ante contingentes. Controles: Implementar el sistema de información gerencial.
- No obtención de la rentabilidad prevista en planes de negocio. Controles: seguimiento a la ejecución de proyectos; y seguimiento a la consecución de nuevos proyectos.
- Operación inadecuada de los activos de transmisión que pueda ocasionar indisponibilidades y/o energía no suministrada. Controles: selección adecuada del personal; desarrollo de competencias; revisión y actualización de procedimientos de operación.

Macroproceso: Externos

- Incumplimiento de las obligaciones impuestas por la CAR. Controles: presentar los informes de ICA a tiempo.
- Disminución de ingresos por cambios regulatorios en las actividades de las Unidades de Negocio. controles: participación activa en gremios y foros de discusión; envío de posiciones propias y/o concertadas con las Unidades de Negocio; acompañamiento de EEB a las empresas en la gestión regulatoria; y entendimiento del entorno regulatorio y legal.
- Atentados terroristas a la infraestructura. Controles: programa de seguros; plan de atención de emergencias; refuerzos a la infraestructura.

En el Anexo 2 relacionamos los principales riesgos identificados para EEB, de acuerdo a los requerimientos de la SSPD, que se reportará al SUI. La valuación de dichos riesgos se hizo a partir del riesgo absoluto, valorado por EEB y homologado al requerimiento de la SSPD. Los riesgos se asociaron a cada uno de los Procesos y Procedimientos relacionados en dicho anexo, de acuerdo al requerimiento de la Resolución 20061300012295 de 2006 de la SSPD.

Conclusiones

La identificación de los riesgos que podrían afectar la gestión de EEB en los Procesos y Procedimientos requeridos por la SSPD, se realizó a partir de la matriz de riesgos estratégicos que tiene identificada EEB, la cual se homologó a los requerimientos de la SSPD a través de la Resolución 20061300012295 de 2006, y se procedió a seleccionar los riesgos más relevantes. De acuerdo a lo anterior, identificamos 39 riesgos, de los cuales, 16 presentan criticidad baja, 16 con criticidad media y 7 riesgos con criticidad alta.

6. Indicadores Clasificación por Nivel de Riesgos

Como complemento al análisis de la información financiera de EEB por el año terminado el 31 de diciembre de 2011, a continuación presentamos el cálculo de los indicadores de clasificación por nivel de riesgo, definidos en el numeral 5 de la resolución SSPD 12295 de 2006 en concordancia con la Resolución CREG¹⁰ 034 de 2004, modificatoria de la Resolución CREG 072 de 2002.

Para estos indicadores la SSPD o la CREG no han establecido referentes, así como tampoco se han definido metas a nivel interno, por lo cual, con el objeto de tener una perspectiva más amplia del comportamiento de la estructura financiera de EEB, nuestro parámetro de comparación para este informe es el año inmediatamente anterior, es decir, el año 2010; sin embargo, presentamos el resultado de los indicadores para los años 2009 y 2008, con el fin de analizar la tendencia de estos.

El resultado de los indicadores para los años 2008 y 2009 fue tomado del Informe del Auditor Externo de Gestión y Resultados del año 2010; los resultados de los indicadores para el año 2010 y 2011 los calculamos con base en los estados financieros elaborados por EEB, con corte al 31 de diciembre de 2011, correspondiente al Negocio de Transmisión. A continuación se muestran los resultados de los cálculos de los indicadores de nivel de riesgos de los últimos 4 años con el propósito de mostrar la tendencia de estos:

¹⁰ CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

| Indicadores Clasificación por Nivel de Riesgo (valores expresados en millones) | | | | | | | |
|--|---|----------|----------|----------|--------------------|----------|-----------|
| Indicador | Formula | Año 2008 | Año 2009 | Año 2010 | Datos 2011 | Año 2011 | Variación |
| Período de pago del pasivo de Largo Plazo (años) | $(\text{Pasivo Total} - \text{Pasivo Cte.}) / ((\text{EBITDA} - \text{Impto. Renta}))$ | 0,00 | 0,04 | 0,05 | 4.181 65.180 | 0,06 | 28,14% |
| Rentabilidad sobre Activos (%) | $(\text{EBITDA} / \text{Activo Total}) * 100$ | 17,36% | 16,28% | 13,86% | 65.180 475.903 | 13,70% | -1,20% |
| Rentabilidad sobre Patrimonio (%) | $((\text{EBITDA} - \text{Gastos Financieros} - \text{Impto. Renta}) / \text{Patrimonio}) * 100$ | 13,25% | 16,53% | 11,10% | 65.180 461.951 | 14,11% | 27,07% |
| Rotación activos fijos (veces) | $\text{Ingresos Operacionales} / \text{Activo Fijo}$ | 0,30 | 0,35 | 0,37 | 99.294 246.856 | 0,40 | 9,81% |
| Capital de trabajo sobre activos | $(\text{Capital de Trabajo} / \text{Activo Total}) * 100$ | 6,34% | 19,00% | 5,11% | 27.923 475.903 | 5,87% | 14,83% |
| Servicio de deuda sobre patrimonio | $(\text{Servicio de Deuda} / \text{Patrimonio}) * 100$ | 0,00% | 0,00% | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00% |
| Flujo de caja sobre servicio de deuda | $(\text{Flujo de Caja} / \text{Servicio de Deuda}) * 100$ | 0,00% | 0,00% | 1,00 | 0,00 | 1,00 | 0,00% |
| Flujo de caja sobre activos | $(\text{Flujo de Caja} / \text{Activo Total}) * 100$ | 16,24% | 6,09% | 13,44% | 55.437 475.903 | 11,65% | -13,30% |
| Ciclo operacional | $(\text{Rotación de Cuentas por Cobrar} - \text{Rotación Cuentas por Pagar})$ | NA | NA | N/A | - - | NA | NA |
| Patrimonio sobre activo | $(\text{Patrimonio} / \text{Activo Total}) * 100$ | 98,10% | 98,45% | 93,40% | 461.951 475.903 | 97,07% | 3,93% |
| Pasivo corriente sobre pasivo total | $(\text{Pasivo Corriente} / \text{Pasivo Total}) * 100$ | 100,00% | 58,89% | 92,13% | 9.772 13.953 | 70,04% | -23,98% |
| Activo corriente sobre activo total | $(\text{Activo Corriente} / \text{Activo Total}) * 100$ | 7,20% | 19,49% | 26,00% | 139.526 475.903 | 29,32% | 12,76% |

En el Anexo 3 de este informe, el cual transmitiremos al SUI¹¹, relacionamos el resultado de cada uno de estos indicadores, con los comentarios y la explicación de EEB, asimismo, incluimos nuestro concepto sobre la explicación dada por EEB, y el concepto general de KPMG, de acuerdo a lo requerido en la Resolución SSPD 12295 de 2006 en concordancia con la Resolución CREG 034 de 2004, modificatoria de la Resolución CREG 072 de 2002.

A continuación, damos una breve explicación del resultado y evolución de cada uno de los indicadores:

- Período de pago del pasivo de Largo Plazo

| Período de pago del pasivo de Largo Plazo (años) | | | | |
|--|----------|----------|-----------|--|
| Cifras expresadas en millones de pesos | | | | |
| | Año 2010 | Año 2011 | Variación | |
| Pasivo Total | 30.251 | 13.953 | -53,88% | |
| Pasivo Corriente | 27.871 | 9.772 | -64,94% | |
| Pasivo Total - Pasivo Corriente | 2.380 | 4.181 | 75,67% | |
| EBITDA | 63.548 | 65.180 | 2,57% | |
| Impuesto de Renta | 16.005 | - | -100,00% | |
| EBITDA - Impuesto de Renta | 47.543 | 65.180 | 37,10% | |

¹¹ SUI: Sistema Único de Información

El resultado de este indicador muestra que

| | | | |
|---|-------------|-------------|---------------|
| Período de pago del pasivo de Largo Plazo (años) | 0,05 | 0,06 | 28,14% |
|---|-------------|-------------|---------------|

para el año 2011 la gestión operativa de EEB generó una capacidad para cubrir sus obligaciones de largo plazo en un tiempo inferior a un año (0,06 años), y mejoró respecto al año 2010, cuando fue 0,05 años. El resultado de este indicador se da por que para el año 2011 en el Estado de Resultados no se tuvo en cuenta la provisión del Impuesto de Renta, porque según EEB, a pesar que se provisionó este impuesto para el año 2010, el pago no se hizo efectivo ya que al computar la utilidad de toda la Empresa, es decir, incluido el negocio de Portafolio Accionario, no se generó impuesto a pagar, por lo cual para el año 2011 se decidió no tener en cuenta dicha provisión en el Estado de Resultados del negocio de Transmisión. Asimismo, el Pasivo Total disminuyó por que se cancelaron los dividendos y participaciones por \$24.982 millones; y el Pasivo de Largo Plazo aumentó por que se creó la cuenta por pagar por concepto del Impuesto al Patrimonio: \$973 millones, el cual se debe pagar en los años 2013 y 2014.

El resultado de este indicador en los últimos 4 años presenta una tendencia a aumentar, lo que quiere decir que el período de pago del Pasivo de Largo Plazo se está ampliando.

▪ Rentabilidad sobre Activos

La rentabilidad del activo fue del 13,70%, es decir que por cada peso invertido, se generaron \$0,1370; la rentabilidad del activo se mantuvo estable frente a la generada en 2010, cuando fue de 13,86%. Durante el año no se realizaron grandes inversiones en activos y la remuneración de los mismos se mantuvo igual.

| Rentabilidad sobre activos (%) | | | |
|---|-----------------|-----------------|------------------|
| Cifras expresadas en millones de pesos | Año 2010 | Año 2011 | Variación |
| EBITDA | 63.548 | 65.180 | 2,57% |
| Activo Total | 458.423 | 475.903 | 3,81% |
| Rentabilidad sobre activos (%) | 13,86% | 13,70% | -1,20% |

A pesar que la variación de este indicador en los últimos 4 años no es significativa, se observa una tendencia a disminuir, es decir la rentabilidad del activo tiende a reducirse.

▪ Rentabilidad sobre Patrimonio

La Rentabilidad del Patrimonio para el año 2011 fue del 14,11%, lo cual quiere decir que los accionistas de EEB obtuvieron un rendimiento sobre su inversión del 14,11%. Frente

| Rentabilidad sobre Patrimonio (%) | | | |
|---|-----------------|-----------------|------------------|
| Cifras expresadas en millones de pesos | Año 2010 | Año 2011 | Variación |
| EBITDA | 63.548 | 65.180 | 2,57% |
| Gastos Financieros (GF) | - | - | - |
| Impuesto de Renta (IR) | 16.005 | - | -100,00% |
| Total = EBITDA - GF - IR | 47.543 | 65.180 | 37,10% |
| Patrimonio | 428.172 | 461.951 | 7,89% |
| Rentabilidad sobre Patrimonio (%) | 11,10% | 14,11% | 27,07% |

al año 2010, este indicador aumentó el 27,07%, ya que para dicho periodo la rentabilidad del patrimonio fue del 11,10%. El resultado de este indicador se da por que para el año 2011 en el Estado de Resultados no se tuvo en cuenta la provisión del Impuesto de Renta, porque según EEB, a pesar que se provisionó este impuesto para el año 2010, el pago no se hizo efectivo ya que al computar la utilidad de toda la Empresa, es decir, incluido el negocio de Portafolio Accionario, no se generó impuesto a pagar, por lo cual para el año 2011 se decidió no tener en cuenta dicha provisión en el Estado de Resultados del negocio de Transmisión.

A partir del año 2008, la rentabilidad del Patrimonio se ha mantenido estable, ya que el promedio de los últimos 4 años ha sido del 13,75%.

- Rotación activos fijos

La Rotación de los Activos Fijos al 31 de diciembre de 2011 fue de 0,40 veces, lo que quiere decir que por cada peso invertido en

| Rotación activos fijos (veces) | | | |
|--|-------------|-------------|--------------|
| Cifras expresadas en millones de pesos | Año 2010 | Año 2011 | Variación |
| Ingresos Operacionales | 93.390 | 99.294 | 6,32% |
| Activo Fijo | 254.953 | 246.856 | -3,18% |
| Rotación activos fijos (veces) | 0,37 | 0,40 | 9,81% |

Activos Fijos, se generaron \$0,40 de Ingresos Operacionales. El resultado de este indicador fue mayor al obtenido en el año 2010, cuando fue de 0,37 veces¹²; la variación obedece principalmente por el aumento de los ingresos operacionales y por la disminución de los activos fijos producto de la depreciación, lo cual son aspectos normales de la operación.

La Rotación de Activos Fijos para los años 2008, 2009, 2010 y 2011 se mantuvo estable.

- Capital de trabajo sobre activos

Para el año 2011 el Capital de Trabajo sobre Activos fue del 5,87%, presentando una variación del 14,83% respecto al año 2010, cuando fue del 5,11%. La variación de este indicador se debe al aumento del Capital de Trabajo por los mayores excedentes de recursos del negocio.

| Capital de trabajo sobre activos | | | |
|---|--------------|--------------|---------------|
| Cifras expresadas en millones de pesos | Año 2010 | Año 2011 | Variación |
| Capital de Trabajo | 23.424 | 27.923 | 19,21% |
| Activo Total | 458.423 | 475.903 | 3,81% |
| Capital de trabajo sobre activos | 5,11% | 5,87% | 14,83% |

El Capital de Trabajo sobre Activos de la Empresa entre los años 2008 y 2011 se ha mantenido en promedio en 5,77%, excepto para el año 2009 cuando fue del 19,00%.

- Servicio de Deuda sobre Patrimonio

De acuerdo a la Resolución CREG 034 de 2004, el resultado de este indicador es de cero para el año 2011.

- Flujo de Caja sobre Servicio de Deuda

De acuerdo a la Resolución CREG 034 de 2004, dado que EEB no tiene asociada deuda al negocio de Transmisión y que el Flujo de Caja es mayor a cero, el resultado de este indicador es de 1 para los años 2010 y 2011. Para los años 2008 y 2009 dejamos el valor de cero, tal como está en el informe AEGR del año 2010.

- Flujo de caja sobre Activos

Para el año 2011 el Flujo de Caja sobre Activos disminuyó, frente al resultado de este indicador en el año 2010, pasando de 13,44% a 11,65%,

| Flujo de caja sobre activos | | | |
|--|---------------|---------------|----------------|
| Cifras expresadas en millones de pesos | Año 2010 | Año 2011 | Variación |
| Flujo de Caja | 61.592 | 55.437 | -9,99% |
| Activo Total | 458.423 | 475.903 | 3,81% |
| Flujo de caja sobre activos | 13,44% | 11,65% | -13,30% |

¹² De acuerdo al informe del AEGR correspondiente al año 2010, el resultado de este indicador es de 0,28 veces. La diferencia con respecto a nuestro resultado se debe a que para el cálculo de este indicador no se debe tener en cuenta las Valorizaciones de Propiedad Plata y Equipo, registradas en la cuenta contable 1999, por valor de \$80.116 millones. Para efectos de este informe y para que el resultado sea comparable con el del año 2011, no las tuvimos en cuenta.

por la variación del Capital de Trabajo, explicado antes en el Indicador Capital de Trabajo sobre Activos.

Para los últimos 4 años, el Flujo de Caja sobre Activos ha tenido tendencia a disminuir, ya que para el año 2008 era del 16,24%, mientras que para el año 2011 fue del 11,65%.

- **Ciclo Operacional**

La actividad de EEB es Transmisión de energía, de acuerdo a los requerimientos de la SSPD, las empresas transmisoras de energía no están obligadas a calcular el indicador de Rotación de Cuentas por Cobrar, razón por la cual tampoco estarían obligados a calcular el indicador Ciclo Operacional.

- **Patrimonio sobre Activos**

El Patrimonio sobre Activo para el año 2011 fue del 97,07%, presentando aumento del 3,93%, frente al año 2010, cuando fue del

| Patrimonio sobre activo | | | |
|---|-----------------|-----------------|------------------|
| Cifras expresadas en millones de pesos | Año 2010 | Año 2011 | Variación |
| Patrimonio | 428.172 | 461.951 | 7,89% |
| Activo Total | 458.423 | 475.903 | 3,81% |
| Patrimonio sobre activo | 93,40% | 97,07% | 3,93% |

93,40%. La variación se debe al incremento del Activo por las explicaciones dadas en los anteriores indicadores y porque el patrimonio aumentó por el incremento de las Reservas ocasionales por \$7.363 millones.

En promedio, el Patrimonio sobre Activos en los últimos 4 años ha sido del 96,75%; lo cual quiere decir que el financiamiento de la operación de la Empresa ha sido con recursos propios.

- **Pasivo Corriente sobre Pasivo Total**

El Pasivo Corriente sobre el Pasivo Total pasó del 92,13% al 70,04% para el año 2011. La variación del Pasivo se debe principalmente por que se cancelaron los Dividendos por \$24.082 millones.

| Pasivo corriente sobre pasivo total | | | |
|---|-----------------|-----------------|------------------|
| Cifras expresadas en millones de pesos | Año 2010 | Año 2011 | Variación |
| Pasivo Corriente | 27.871 | 9.772 | -64,94% |
| Pasivo Total | 30.251 | 13.953 | -53,88% |
| Pasivo corriente sobre pasivo total | 92,13% | 70,04% | -23,98% |

El resultado de este indicador en los últimos 4 años muestra que las obligaciones (pasivos) de la Empresa han venido pasando de Corto Plazo a Largo Plazo, dado el pasivo constituido por concepto del impuesto al patrimonio.

- **Activo Corriente sobre Activo Total**

El Activo Corriente de EEB pasó de representar el 26,00% de los Activos Totales en el año 2010, al 29,32% para el año 2011. El Activo aumentó principalmente por:

| Activo corriente sobre activo total | | | |
|---|-----------------|-----------------|------------------|
| Cifras expresadas en millones de pesos | Año 2010 | Año 2011 | Variación |
| Activo Corriente | 119.197 | 139.526 | 17,05% |
| Activo Total | 458.423 | 475.903 | 3,81% |
| Activo corriente sobre activo total | 26,00% | 29,32% | 12,76% |

- Con los excedentes de recursos del negocio se realizaron inversiones temporales correspondientes a CDTS y títulos valores de carteras colectivas, las cuales aumentaron en \$14.769 millones.
- Se entregaron anticipos a contratistas para la ejecución de obras y/o suministro de inventarios para estas, por \$1.849 millones. Los proyectos son principalmente: Proyecto de instalación de reactores en subestaciones, proyecto del quimbo (sistema de comunicaciones), Proyecto de Altamira y proyecto de protección de subestaciones.
- Los inventarios aumentaron en \$2.701 millones por la adquisición de elementos y accesorios de energía para mantenimiento de las subestaciones y líneas, y la compra de materiales para los proyectos mencionados.
- Se registró el Impuesto al Patrimonio por \$3.892 millones, como un activo diferido.

En los últimos 4 años este indicador ha aumentado considerablemente, ya que en el año 2008 era del 7,20%, en el año 2009 era del 19,49%, en el año 2010 era del 26,00% y para el año 2011 fue del 29,32%, lo cual significa que la Empresa está mejorando su capacidad de convertir sus activos en efectivo.

6.1. Comentarios y explicaciones de EEB para cada indicador

Los comentarios y las explicaciones dadas por EEB sobre el resultado y la evolución de cada uno de los Indicadores de Clasificación por Nivel de Riesgos son coherentes con la situación financiera del negocio de transmisión de energía.

6.2. Calidad de la Información

La información utilizada para el cálculo de cada uno de los Indicadores de Clasificación por Nivel de Riesgos fue transmitida oportunamente al SUI, y cumple con el requerimiento de la SSPD a través de la Resolución SSPD 33635 de 2005, y la Resolución SSPD 25985 de 2006, artículo 3.

7. Concepto general nivel de riesgo

Siguiendo los lineamientos establecidos en la Resolución SSPD 20061300012295 de 2006 y las Resolución CREG 072 de 2002 modificada por la Resolución CREG 034 de 2004 en cuanto a los Indicadores de Clasificación por Nivel de Riesgo; y de acuerdo al informe del resultado de la evaluación del Sistema de Control Interno, y al informe del sistema de gestión de riesgos (matriz de riesgos), donde informamos en detalle los resultados de la evaluación de estos temas, en los cuales incluimos los aspectos, debilidades o riesgos existentes, presentamos el concepto general del nivel de riesgo de EEB, de acuerdo a los parámetros establecidos por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

7.1. Nivel del Riesgo

De acuerdo al resultado de la evaluación del Sistema de Control Interno, al resultado de la identificación de los riesgos (Matriz de Riesgos), al resultado de los Indicadores de Clasificación por Nivel de Riesgo, y los demás aspectos analizados en el Informe de la AEGR 2011, concluimos que Nivel de riesgo de EEB es A, es decir el nivel de riesgo es Bajo, por las siguientes razones:

- EEB cuenta con un área encargada de la gestión de los riesgos cuyo objetivo es garantizar la continuidad del Grupo Empresarial y el cumplimiento de sus objetivos corporativos, a través de la aplicación de las prácticas de gestión de riesgos y hacer seguimiento a las acciones encaminadas a controlarlos. La Gerencia de Planeación Corporativa es la

responsable de la gestión de los riesgos, consistente en identificar, evaluar, consolidar, monitorear y comunicar los riesgos que puedan afectar el cumplimiento de los objetivos estratégicos y los procesos de la Empresa.

- A partir de los resultados de los Indicadores de Clasificación por Nivel de riesgos, se puede observar que para los años 2008, 2009, 2010 y 2011, la Empresa ha mantenido estable su estructura financiera del negocio de transmisión, ya que dichos indicadores no presentan variaciones significativas. Asimismo, los resultados de los siguientes indicadores son favorables: Rentabilidad sobre Activos, Rentabilidad sobre Patrimonio; la operación de la Empresa genera un Flujo de Caja y un Capital de Trabajo positivo, el cual le permite cumplir con sus obligaciones; y, el activo está respaldado por el patrimonio ya que el resultado del indicador Patrimonio sobre Activo es en los últimos 4 años ha sido del 96,75%, lo cual quiere decir que el financiamiento de la operación de la Empresa ha sido con recursos propios.
- Ver calcificación del SCI en el Capítulo VI – Sistema de Control Interno.



VI. Sistema de Control Interno

1. Objetivo del Informe

Realizar un diagnóstico que le permita a la Empresa de Energía de Bogotá S.A E.S.P, en adelante EEB, conocer el estado actual o nivel de madurez de su estructura de control frente a los componentes del Sistema de Control Interno, en adelante SCI, y de sus elementos que lo conforman: Ambiente de Control, Gestión de Riesgos, Información y Comunicación, Actividades de Control y Monitoreo, correspondiente al año 2011.

Conceptuar sobre el desarrollo del Sistema de Control Interno SCI de acuerdo con la Resolución 20061300012295 de 2006.

El enfoque metodológico utilizado en EEB para desarrollar el diagnóstico del Sistema de Control Interno en cada uno de sus componentes, consideró las siguientes actividades:

- Entrevistas con los encargados de los procesos.
- Identificación de los elementos del Sistema de Control Interno.
- Análisis del contenido y verificación de su implementación.
- Validación con la Auditoría Interna.
- Determinación de los aspectos relevantes, oportunidades de mejora y recomendaciones sobre cada elemento del Sistema de Control Interno evaluado.

2. Marco de Trabajo

Para el desarrollo del trabajo, realizamos un diagnóstico del Sistema de Control Interno - SCI, el cual tuvo como marco de referencia COSO¹³, con el fin de alinear los elementos de control a nivel de cada componente con los actualmente definidos y ejecutados en EEB, de acuerdo con buenas prácticas de control interno.

2.1. Estructura de Nuestro Enfoque Metodológico

La metodología para el diagnóstico del SCI consistió en:

- a. Seleccionamos una muestra de 17 colaboradores de EEB y aplicamos una encuesta, de los cuales respondieron 16. Las siguiente es la relación de los cargos de los colaboradores encuestados:

| Cargo | Área |
|-------------------------------|--------------------------------|
| Director de Auditoría Interna | Dirección de Auditoría Interna |
| Profesional II | Gerencia de Gestión Humana |
| Secretaria I | Dirección Relaciones Externas |
| Asesor II | Oficina de Sistemas |

¹³ Committee of Sponsoring Organizations – COSO, es una iniciativa conjunta de las cinco organizaciones del sector privado (American Accounting Association, American Institute of CPAs, Financial Executives International, The Association for Accountants and Financial Professionals in Business, y el Institute of Internal Auditors), que se dedica a proveer liderazgo a través del desarrollo de los marcos y directrices sobre la gestión del riesgo, control interno y la disuasión del fraude.

| Cargo | Área |
|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Jefe de la Oficina de Gestión Social | Fundación Grupo Energía Bogotá |
| Analista Técnico | Dirección de Compras |
| Gerente de Planeación Corporativa | Gerencia Planeación Corporativa |
| Gerente de Planeación Financiera | Gerencia Planeación Financiera |
| Gerente de Portafolio Accionario | Gerencia Portafolio Accionario |
| Directora Relaciones Externas | Dirección Relaciones Externas |
| Secretaria Ejecutiva II | Secretaría General |
| Vicepresidente Administrativo | Vicepresidencia Administrativa |
| Jefe de Ingeniería y Construcción | Oficina de Ingeniería y Construcción |
| Técnico Contable | Gerencia de Contabilidad |
| Secretario General | Secretaría General |
| Asesor I | Gerencia de Contabilidad |

- b. Realizamos pruebas corroborativas de la información obtenida en las entrevistas.
- c. Revisamos información entregada por EEB y/o consultada directamente en la Intranet y en la página web de EEB, analizando que hubiera coherencia entre el resultado de la encuesta y la información soporte.
- d. Determinamos los aspectos relevantes, prácticas a mejorar y recomendaciones.

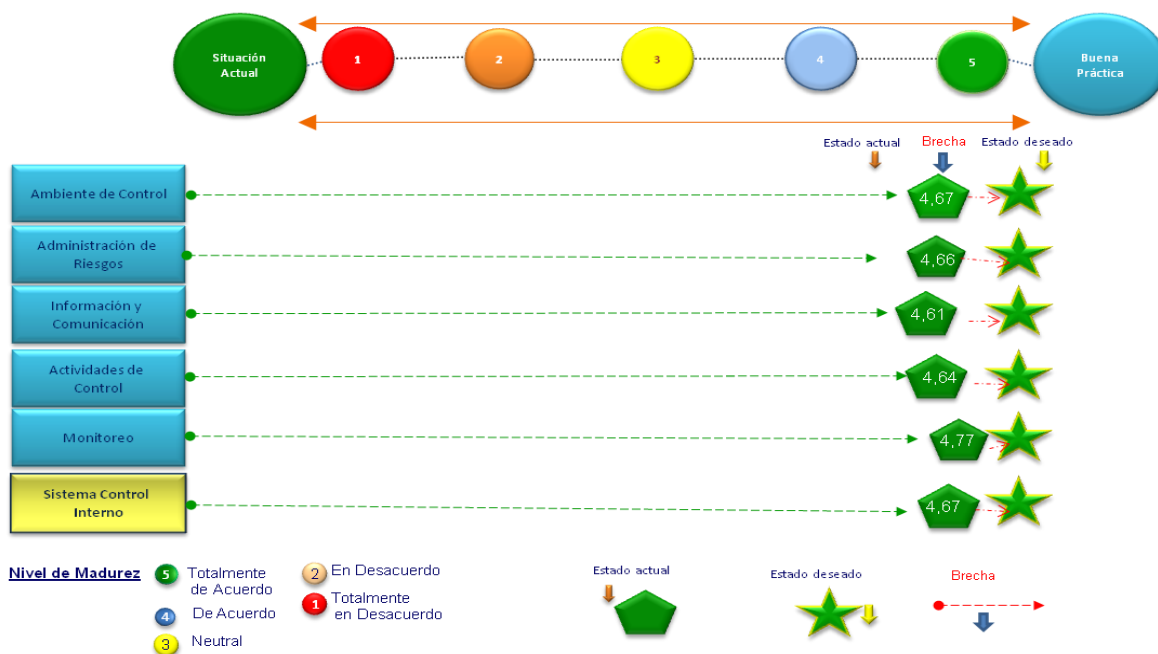
Los niveles de madurez utilizados para la evaluación del SCI, son:

| Calificación | Nivel de Madurez | Concepto |
|--------------|---|---|
| 5 | Totalmente de Acuerdo – Elemento considerado buena práctica en la organización | El Elemento es implementado en la organización y considerado como buena práctica, permitiendo tener un adecuado nivel de madurez. |
| 4 | De Acuerdo – Elemento administrado y en proceso de mejora | El elemento esta implementado en la organización; sin embargo, requiere mejoras que le permitan monitorear y medir su aplicación a nivel de mejor práctica. |
| 3 | Neutro – Elemento identificado y no comunicado | El elemento es identificado por los funcionarios; sin embargo, desconocen su objetivo y forma de aplicación dentro de la organización |
| 2 | En Desacuerdo – Elemento con enfoque desorganizado | El elemento del sistema de control interno, se encuentra levemente implementado en la organización, cuyo diseño y aplicación requiere ser replanteado para permitir su adecuada administración y monitoreo. |
| 1 | En Total Desacuerdo – Elemento no aplicado en la organización | Carencia completa de cualquier elemento reconocible e implementado en la organización para administrar el sistema de control interno |

3. Resumen del Desarrollo del Sistema de Control Interno

De acuerdo al resultado del análisis de las respuestas de los colaboradores entrevistados, el análisis de la información entregada por EEB y consultada en la Intranet y en la página Web de EEB, y de las pruebas corroborativas que efectuamos, se determinó que el nivel de madurez del SCI en EEB es de 4,67, es decir, el nivel de madurez del SCI es adecuado. Sin embargo, se identificaron algunas oportunidades de mejora.

La siguiente grafica resume el estado del SCI de EEB:



Se observa que EEB ha desarrollado y mantiene una estructura de control interno que le permite conducir de manera ordenada sus operaciones y contribuye con el logro de sus objetivos empresariales, dando una seguridad razonable en cuanto al cumplimiento de normas, políticas y procedimientos. Es importante indicar que debido a las limitaciones inherentes de un sistema de control, el sistema de control de la Empresa puede llegar a no prevenir o detectar desviaciones. Así mismo, la evaluación sobre efectividad para períodos futuros está sujeta al riesgo de que los controles pueden volverse inadecuados debido a cambios en las condiciones o que el grado de cumplimiento de políticas y procedimientos puede deteriorarse.

Notas:

1. En el Anexo 4 damos respuesta a la Encuesta del Sistema de Control Interno requerido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a través de la Resolución 20061300012295 de 2006, numeral 7.
2. Mediante comunicación interna se informó a la Administración de EEB, los principales aspectos observados para cada componente del SCI, asimismo, informamos las principales observaciones con su respectiva recomendación.



VII. Viabilidad Financiera

Se revisó el modelo de proyección a cinco años (2011 a 2015), el cual incluyó como base las cifras reales con corte a 31 de Diciembre de 2010. El modelo incluye el Estado de Resultados, el Balance General, el Flujo de caja, los supuestos macroeconómicos y los supuestos de la operación del negocio de Transmisión de energía. Las proyecciones fueron elaboradas por la Gerencia de Planeación Financiera de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP (EEB) y corresponden a las proyecciones ingresadas al SUI en febrero 28 de 2011.

Para el análisis viabilidad se tomó el modelo de proyección “individual” de EEB, que consiste principalmente en separar en el Estado de Resultados los Ingresos y Costos Operacionales relacionados con el negocio de Transmisión; que definen la Utilidad Operacional, y por otro lado los ingresos No Operacionales ó Ingresos recibidos por las Inversiones Permanentes que tiene EEB correspondientes a todas las empresas del *Portafolio Grupo Energía de Bogotá*¹⁴, el cual se divide en: i) las Empresas Controladas¹⁵ de las que se reciben ingresos por método de participación y ii) las Empresas No Controladas¹⁶ de las que se reciben ingresos por Dividendos.

1. Supuestos Macro económicos

Los supuestos macroeconómicos utilizados fueron establecidos haciendo uso del procedimiento Predicciones Financieras PLC-P-P-F-002, el cual está enmarcado bajo proceso denominado Planeación Corporativa PLC-PR-PC-001¹⁷ y mediante la aprobación de la Vicepresidencia Financiera, el Comité de Presidencia y la Junta Directiva. Las principales fuentes de los supuestos macroeconómicos establecidos por EEB son tomados de información relacionada en el archivo confidencial de crédito público enviado por el Ministerio de Hacienda, la ANIF¹⁸ y de Fedesarrollo¹⁹.

A continuación los supuestos macroeconómicos utilizados por EEB en la proyección.

¹⁴El Grupo energía de Bogotá es un holding del sector energético (energía eléctrica y gas natural).

¹⁵Grupo de Empresas Controladas: TRECSA (Transmisión de Electricidad en Guatemala), EEC (Distribución y comercialización de Electricidad), TGI (Transporte de Gas Natural), CONGAS(Distribución de Gas Natural en el Perú) y CALIDDA(Distribución de Gas Natural en el Perú).

¹⁶Grupo de Empresas No Controladas: REP Perú - CTM Perú - ISA (Transmisión de electricidad), EMGESA – ISAGEN (Generación de electricidad), Codensa – EMSA (Distribución y comercialización de Electricidad), Gas Natural (Distribución de Gas Natural) y Promigas (Transporte de Gas Natural).

¹⁷ Establece el procedimiento a seguir para definir los supuestos macroeconómicos que serán utilizados en las proyecciones, el cual hace parte del Sistema de Calidad.

¹⁸ Asociación Nacional de Instituciones Financieras

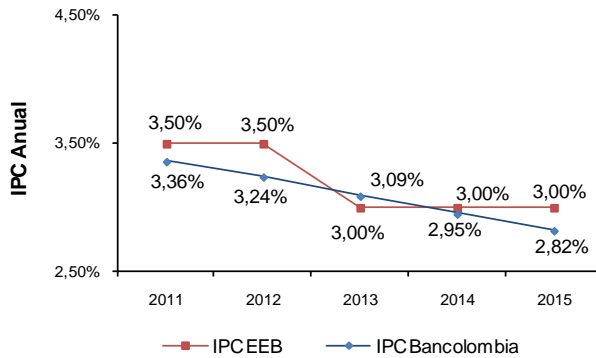
¹⁹ La Fundación para la Educación Superior y el Desarrollo.

Indicadores Macro económicos EEB

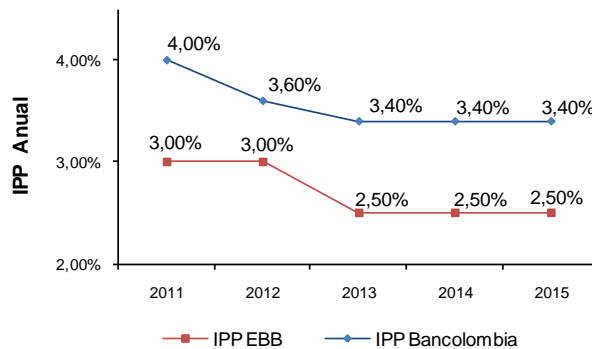
| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|--|--------|-------|-------|-------|-------|
| IPC | 3,50% | 3,50% | 3,00% | 3,00% | 3,00% |
| IPP | 3,00% | 3,00% | 2,50% | 2,50% | 2,50% |
| IPC usa | 2,00% | 2,00% | 2,00% | 2,00% | 2,00% |
| IPP usa | 2,00% | 2,00% | 2,00% | 2,00% | 2,00% |
| Inf Int / Inf Ext = Dev Nom / Dev Real | 1,04 | 1,061 | 1,082 | 1,104 | 1,126 |
| Inf Int / Inf Ext | 1,01 | 1,01 | 1,01 | 1,01 | 1,01 |
| DEVALUACIÓN NOMINAL | 1,00% | 2,00% | 2,00% | 2,00% | 2,00% |
| DEVALUACIÓN REAL | -0,46% | 0,52% | 1,01% | 1,01% | 1,01% |
| TRM FIN DE AÑO | 1.933 | 1.971 | 2.011 | 2.051 | 2.092 |
| TRM PROMEDIO | 1.923 | 1.952 | 1.991 | 2.031 | 2.071 |
| TRM A MITAD DE AÑO | 1.923 | 1.952 | 1.991 | 2.031 | 2.071 |
| DTF E.A. | 6,00% | 6,00% | 6,00% | 6,00% | 6,00% |
| LIBOR 6 MESES | 4,00% | 4,50% | 4,50% | 4,50% | 4,50% |
| PRIME 6 MESES | 6,00% | 7,00% | 7,00% | 7,00% | 7,00% |

Fuente: Gerencia de Planeación Financiera EEB.

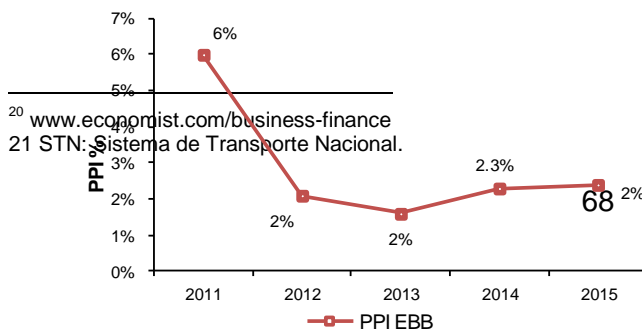
Para verificar la razonabilidad de los indicadores proyectados de EEB, KPMG utiliza como referente comparativo el Informe de Proyecciones Macroeconómicas de Bancolombia y sus principales indicadores IPC, IPP, TRM y la DTF. Para el PPI de Estados Unidos y la LIBOR se tomará como referente el detallado por The Economist.²⁰



Los índices de inflación proyectada por EEB se encuentran en un 0,11% promedio al año por encima de los índices de Bancolombia; el IPC impacta de forma directa los costos operacionales del negocio de transmisión y los gastos no operacionales.

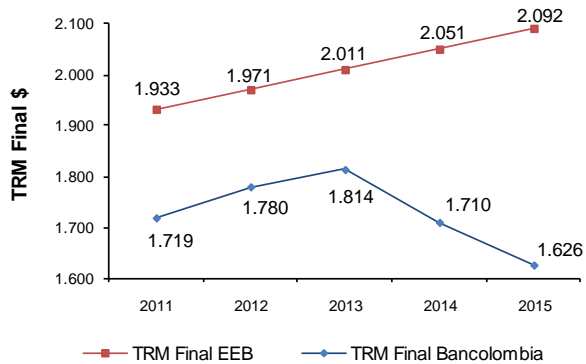


Los índices de Precios del Productor utilizados por EEB tienen un comportamiento por debajo en un 0,86% al IPP proyectado por Bancolombia; el IPP se utiliza para la actualización de los ingresos anuales del STN²¹ generados por los activos de transmisión antes del año 2002 (antiguos).



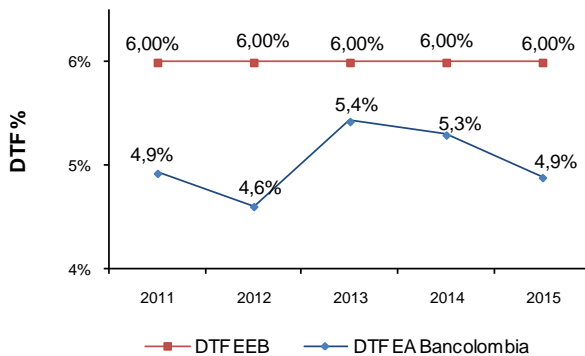
²⁰ www.economist.com/business-finance
²¹ STN: Sistema de Transporte Nacional.

El PPI (Producer Price Index) de Estados Unidos se utiliza para actualizar el ingreso anual del STN generados por los nuevos activos aprobados por la UPME²² a través de convocatorias. El PPI utilizados por EEB tienen un comportamiento estable al PPI proyectado por The Economist.



Para EEB la devaluación del peso frente al dólar es mayor con una tendencia creciente en los años proyectados, respecto a la TRM final anual proyectada por Bancolombia. La TRM final se utiliza principalmente en la actualización del ingreso anual del STN generados por los nuevos activos aprobados por la UPME a través de convocatorias.

Por otro lado, cabe destacar que la devaluación tiene un efecto importante en las proyecciones debido al endeudamiento en Dólares que posee EEB tanto a largo como a corto plazo.



EEB proyecta una DTF efectiva anual por encima en un 0,97% promedio anual respecto a la DTF de Bancolombia. Ésta variable afecta directamente sobre las Gastos financieros proyectados en pesos (DTF + Spread).

Analizados los índices macroeconómicos utilizados por EEB, se observa que son razonables, adecuados y están acordes con la situación macroeconómica del país.

La gerencia de Planeación Financiera comentó que para las proyecciones, EEB tomó una filosofía conservadora principalmente en los ingresos esperados y en las tasas de endeudamiento.

2. Análisis sobre los estados financieros proyectados

²² Unidad de Planeación Minero Energética.

ESTADO DE RESULTADOS (Millones de pesos)

| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|--|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| INGRESOS OPERACIONALES | 98.516 | 106.432 | 110.626 | 125.773 | 129.161 |
| TOTAL COSTO DE PRODUCCIÓN | 47.817 | 49.795 | 51.642 | 59.478 | 63.644 |
| UTILIDAD OPERACIONAL | 50.699 | 56.637 | 58.984 | 66.296 | 65.516 |
| DIVIDENDOS Y PARTICIPACIONES | 179.185 | 511.492 | 581.206 | 661.011 | 800.539 |
| METODO DE PARTICIPACION | 153.870 | 291.399 | 351.816 | 336.837 | 418.570 |
| DIFERENCIA EN CAMBIO NETA | 730 | 25.906 | 26.424 | 26.952 | 27.491 |
| INGRESOS VARIOS | 11.784 | 8.777 | 9.085 | 9.357 | 9.638 |
| INGRESOS FINANCIEROS (Intereses) | 92.753 | 187.226 | 189.446 | 198.459 | 212.368 |
| TOTAL INGRESOS NO OPERACIONALES | 438.322 | 1.024.801 | 1.157.976 | 1.232.617 | 1.468.607 |
| GASTOS DE ADMINISTRACIÓN | 135.653 | 126.046 | 126.648 | 128.642 | 132.870 |
| GASTOS FINANCIEROS | 147.586 | 249.078 | 260.006 | 261.952 | 252.132 |
| TOTAL GASTOS NO OPERACIONALES | 283.239 | 375.124 | 386.654 | 390.594 | 385.002 |
| UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS | 205.782 | 706.313 | 830.306 | 908.318 | 1.149.121 |
| PROVISIÓN IMPUESTO DE RENTA | 3.116 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| UTILIDAD DEL EJERCICIO | 202.666 | 706.313 | 830.306 | 908.318 | 1.149.121 |

Fuente: Gerencia de Planeación EEB. Modelo de Proyeccion Individual

Indicadores

| | | | | | |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| EBITDA (Transmisión) MM \$ | 71.548,91 | 78.028,82 | 80.904,45 | 88.839,04 | 88.576,10 |
| Margen de Ebitda (Transmisión) | 72,63% | 73,31% | 73,13% | 70,63% | 68,58% |
| Margen Operacional (Transmisión) | 51,46% | 53,21% | 53,32% | 52,71% | 50,72% |
| Margen No Operacional | 35,38% | 63,40% | 66,61% | 68,31% | 73,78% |
| Margen Neto del Total de Ingresos Op y No Op | 37,75% | 62,44% | 65,45% | 66,87% | 71,92% |

Los ingresos operacionales de EEB estiman para los 5 años de la proyección una tasa de crecimiento de 7,1% sobre la operación de transmisión de energía en el Sistema de Transmisión de Bogotá, Interconexión del Ecuador, Línea Mocoa – Jamondino, Termocandelaria y Capacitivas, como parte del cumplimiento del Plan Estratégico y financiero de la Empresa.

El margen no operacional resultante de las Inversiones permanentes proyecta duplicarse de un 35% en el 2011 a un 74% en el 2015.

El margen EBITDA del negocio de transmisión se mantiene estable en los tres primeros años y experimenta un descenso moderado para el 2015.

2.1. Supuestos de operación para la proyección del Ingreso y el Costo del negocio de transmisión:

EEB proyectó los ingresos esperados del negocio de transmisión mediante la resolución 011 de 2009 que define la metodología de ingresos y calidad aplicable al negocio de transmisión para el nuevo período tarifario (mínimo de 5 años).

Los ingresos anuales proyectados del negocio de transmisión se dividen en tres:

- i) Los ingresos anuales por servicios de energía del STN que se esperan recibir por la LAC, generados por la remuneración de los activos antes del año 2002 (antiguos).
- ii) Los ingresos anuales por servicios de energía del STN que se esperan recibir por la LAC, generados por la remuneración de los nuevos activos aprobados por la UPME a través de convocatorias después del año 2002.
- iii) Los ingresos anuales por servicios de energía del STN que se obtendrían por los nuevos proyectos de licitación ante la UPME donde EEB prevé participar en los años de proyección, y los considera con alta probabilidad de éxito en la adjudicación.

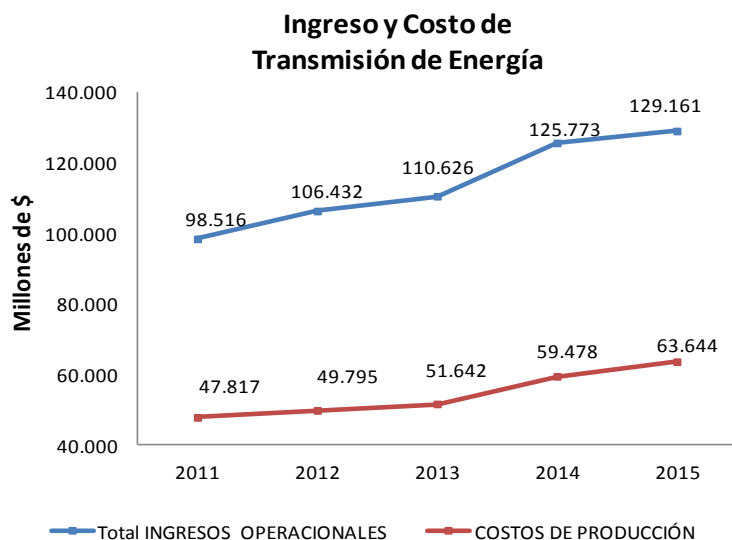
Adicionalmente, EEB dentro del ingreso operacional incluye los valores por FAER y PRONE²³ que estima recaudar en los años proyectados.

EEB proyectó los costos de producción del negocio de transmisión incorporando todos los costos y gastos AOM y demás gastos asociados a los ingresos por servicios de energía del STN i) y ii) y los relacionados con cada uno de los ingresos de los nuevos proyectos esperados iii).

²³ FAER: Fondo de Apoyo financiero para la Energización de zonas Rurales interconectadas.
PRONE: Programa de normalización de redes eléctricas.

2.2. Ingresos y Costos por Transmisión de Energía Eléctrica

En cinco años EEB proyecta aumentar sus ingresos de transmisión de \$ 98.516 Millones en el año 2011 a \$ 129.161 con crecimientos promedio anual del 7%. Los crecimientos proyectados en los



ingresos dependen en parte a los nuevos proyectos y la actualización de los ingresos por servicios de energía del STR al IPC y al PPI de Estados Unidos.

El Costo de Producción corresponde al 48% en promedio anual del total de Ingresos Operacionales. En general el crecimiento del Costo de Producción es del 7,51% en promedio anual.

Ingresos Operacionales

| Composición del Ingreso Operacional | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | % Partic. Promedio Anual |
|---|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|--------------------------|
| i) Servicios de Energía STN | 78.288 | 80.637 | 82.653 | 84.719 | 86.837 | 73% |
| ii) Servicios de Energía STN (UPMES) | 10.928 | 11.037 | 11.258 | 11.483 | 11.713 | 10% |
| iii) Ingresos por Nuevos Proyectos * | 0 | 5.179 | 6.897 | 19.507 | 20.296 | 8% |
| 1. Reactores Suroccidente | 0 | 1.450 | 1.509 | 1.570 | 1.633 | - |
| 2. S/E Armenia | 0 | 3.729 | 3.879 | 4.036 | 4.199 | - |
| 3. Conexión Miel II | 0 | 0 | 1.509 | 1.570 | 1.633 | - |
| 4. Conexión Quimbo | 0 | 0 | 0 | 12.332 | 12.831 | 0% |
| Recaudo FAER y PRONE | 9.300 | 9.579 | 9.818 | 10.064 | 10.316 | 9% |
| Total | 98.516 | 106.432 | 110.626 | 125.773 | 129.161 | 100% |

Fuente: Gerencia de Planeación EEB. Modelo de Proyección Individual

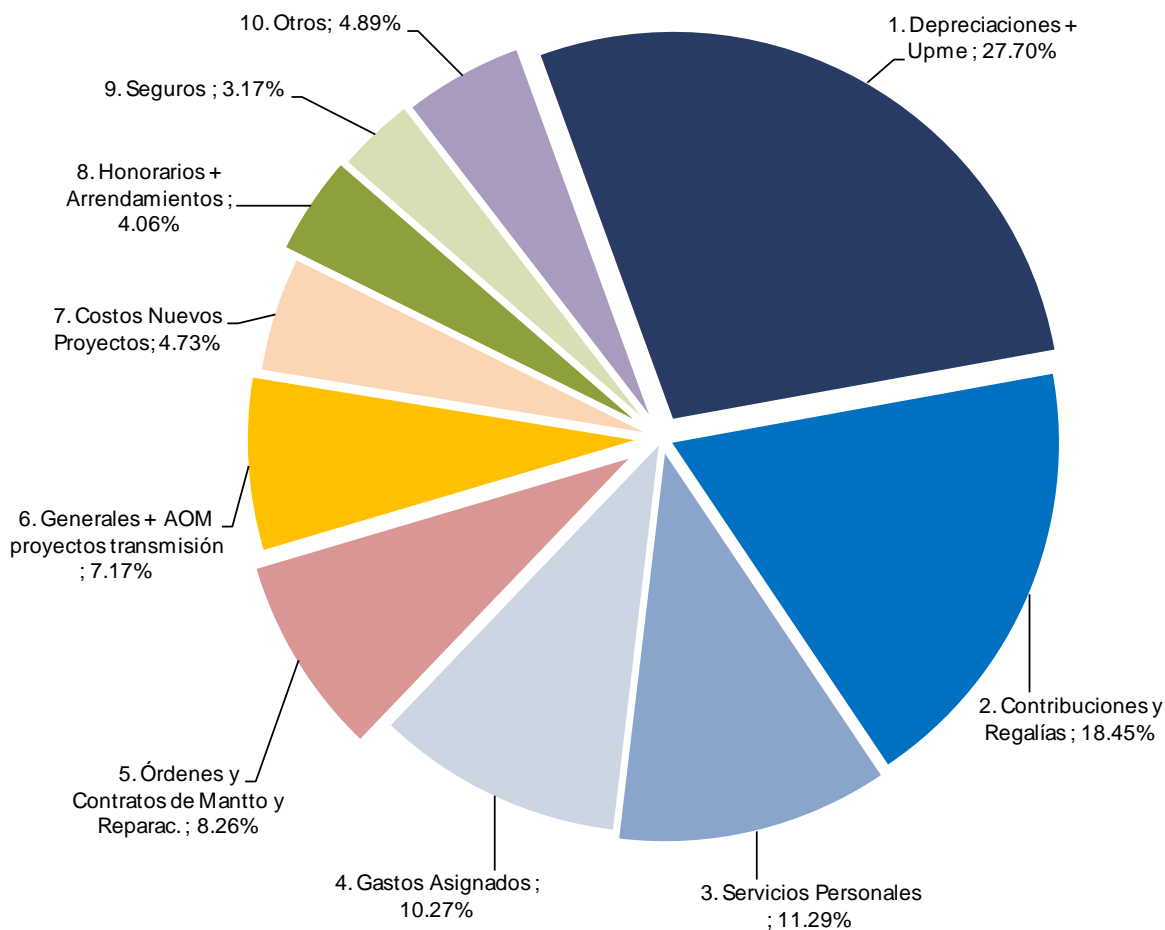
El 73% en promedio anual de los ingresos de transmisión proyectados, corresponde a servicios de energía STN provenientes de la remuneración de los activos antes del año 2002. El 18% corresponde a servicios de energía STN provenientes de la remuneración de los activos después del año 2002 y los nuevos proyectos que se prevén ganar durante la proyección. EL 9% corresponde al recaudo del FAER y el PRONE.

En diciembre de 2010, EEB ganó las licitaciones de los Proyectos “Reactores Suroccidente”. En febrero de 2012, EEB resultó adjudicataria de los proyectos “S/E Armenia” y “S/E Alferez”, los cuales pasarían a ser Ingresos ii). En marzo de 2012, EEB resultó adjudicataria del proyecto “SE Quimbo”.

* En la proyección 2011 – 2015 EEB contempla ingresos para cuatro nuevos proyectos. Los primeros dos iniciarían a rentar en el año 2012, el tercero a partir del 2013 y el cuarto a partir del 2014.

Costos de Producción

Composición del Costo de Producción % Participación Promedio Anual



Se observa que los dos mayores costos corresponden a la Depreciación de los Activos del STN; los cuales generaran ingresos i) y ii), y las Contribuciones y Regalías, en los cuales se incluyen lo recaudado por FAER y PRONE. Los anteriores costos crecen al 2% y 0,88% promedio anual durante la proyección.

En segundo lugar están los siguientes tres costos: la nómina (Servicios Personales); correspondientes a la Vicepresidencia de Transmisión, los gastos asignados; correspondientes a todos los costos por servicios que el corporativo EEB le presta al área de transmisión, y los costos por Ordenes y Contratos por Mantenimientos y Reparaciones al STN. Los anteriores tres costos crecen al 3,25% en promedio anual durante la proyección.

En tercer lugar están todos los costos generales y los costos relacionados con los nuevos proyectos. Ambos costos 6 y 7, son los de mayor crecimiento en un 65 y 64% promedio anual y principalmente se debe a que están asociados a los nuevos costos generados por los nuevos proyectos.

El costo Seguros (9.) arroja una disminución representativa del 46% para el año 2012, debido a que se proyecta optimización de costos de seguro por la constitución de una empresa Cautiva, a partir del 2013 arroja crecimientos del 2% promedio anual.

Los demás costos suman una participación promedio del 9% y crecen al 4% promedio anual.

Ingresos No Operacionales

| Ingresos No Operacionales | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|--|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Dividendos y participaciones | 179,185 | 511,492 | 581,206 | 661,011 | 800,539 |
| Metodo de participacion | 153,870 | 291,399 | 351,816 | 336,837 | 418,570 |
| Diferencia en cambio neta | 730 | 25,906 | 26,424 | 26,952 | 27,491 |
| Ingresos varios | 11,784 | 8,777 | 9,085 | 9,357 | 9,638 |
| Ingresos financieros (intereses) | 92,753 | 187,226 | 189,446 | 198,459 | 212,368 |
| Total Ingresos No Operacionales | 438,322 | 1,024,801 | 1,157,976 | 1,232,617 | 1,468,607 |

Por otra parte, en las empresas no controladas como REP, CTM, ISA Emgesa, Isagen, Emsa y Gas Natural en las cuales EEB tiene inversiones, proyectan obtener unos ingresos crecientes a una tasa de 14% por año lo cual permitiría crecer a un ritmo progresivo el negocio tanto en las líneas de negocia de energía y gas.

De acuerdo a las proyecciones financieras, los Ingresos No Operacionales por concepto de Dividendos y participaciones en empresas controladas, estás promedian un factor y tasa promedio de crecimiento anual de 16,2% siendo uno de los principales componente de ingresos futuros a recibir; tales como TRECSA, EEC, TGI, CONTUGAS y Cálidda Transportadora de gas de Perú la cual EEB pasó a controlar a partir del año 2011.

Gastos No Operacionales

| Gastos No Operacionales | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|--------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Gastos de Adm inistración | 135,653 | 126,046 | 126,648 | 128,642 | 132,870 |
| Gastos Financieros | 147,586 | 249,078 | 260,006 | 261,952 | 252,132 |
| Total Gastos No Operacionales | 283,239 | 375,124 | 386,654 | 390,594 | 385,002 |

La estructura de los gastos no operacionales muestra estabilidad en la proyección hasta el año 2015, como parte del desarrollo del ciclo operacional del negocio.

Por otra parte, el comportamiento de los gastos financieros en lo largo de la proyección de los años 2012 a 2015 presenta un crecimiento entre el \$105,220 (2012) a \$111,660 (2015) millones producto de los interese en bonos generados.

2.3. Balance General Proyectado correspondiente al periodo 2012 -2015

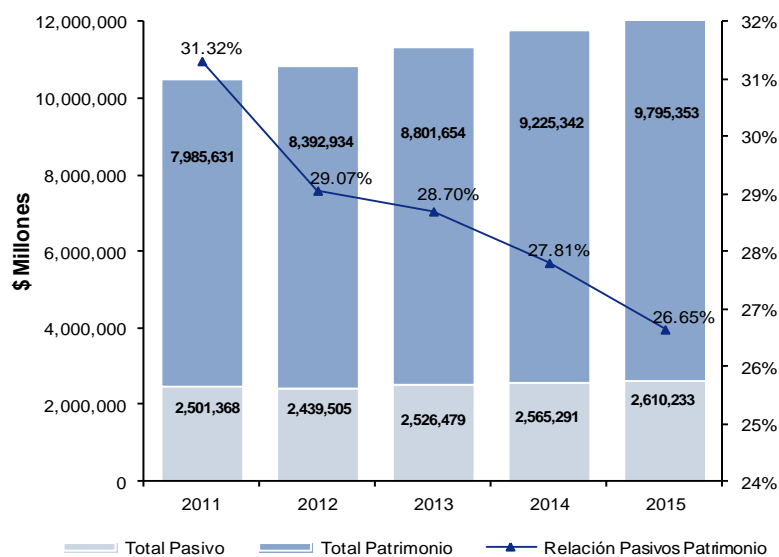
| Balance General (millones de pesos) | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|-------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Efectivo | 491,261 | 465,581 | 524,551 | 693,385 | 933,519 |
| Deudores | 90,091 | 128,392 | 167,369 | 211,061 | 254,783 |
| Inventarios | 8,640 | 8,733 | 8,827 | 8,922 | 9,018 |
| Otros activos corrientes | -487 | -287 | -90 | 110 | 315 |
| Activo Corriente | 589,505 | 602,420 | 700,657 | 913,479 | 1,197,636 |
| Total Activo No Corriente | 6,142,233 | 6,474,759 | 6,872,215 | 7,121,892 | 7,452,690 |
| Valorizaciones | 3,755,261 | 3,755,261 | 3,755,261 | 3,755,261 | 3,755,261 |
| Total Activo | 10,486,999 | 10,832,439 | 11,328,133 | 11,790,632 | 12,405,586 |
| Pasivo Corriente | 359,547 | 219,560 | 252,073 | 286,259 | 327,209 |
| Pasivo No Corriente | 2,141,821 | 2,219,945 | 2,274,406 | 2,279,032 | 2,283,024 |
| Total Pasivo | 2,501,368 | 2,439,505 | 2,526,479 | 2,565,291 | 2,610,233 |
| Total Patrimonio | 7,985,631 | 8,392,934 | 8,801,654 | 9,225,342 | 9,795,353 |
| Total Pasivo y Patrimonio | 10,486,999 | 10,832,439 | 11,328,133 | 11,790,632 | 12,405,586 |

Fuente: Gerencia de Planeación EEB.

| Principales Indicadores | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|
| Relación Pasivos Activos | 23.85% | 22.52% | 22.30% | 21.76% | 21.04% |
| Relación Pasivos Patrimonio | 31.32% | 29.07% | 28.70% | 27.81% | 26.65% |
| Rentabilidad del Activo (U.neta/Activo) | 1.93% | 6.52% | 7.33% | 7.70% | 9.26% |
| Rentabilidad del Patrimonio (U.neta/Patrimonio) | 2.54% | 8.42% | 9.43% | 9.85% | 11.73% |

Fuente: Cifras EEB, Indicadores Calculados por KPMG.

*Los Activos de Largo plazo están compuestos por: Inversiones Permanentes en un 78%, cuentas por cobrar a largo plazo en un 13%, Propiedad, Planta y Equipo 4% y depósitos en administración y otros activos en un 3% respectivamente.



La relación pasivo patrimonio nos muestra que EEB tiene una estructura de capital apalancada principalmente en el capital de accionistas y en los propios recursos generados por misma Empresa, la proyección muestra una tendencia a la baja de 5,22% en promedio al año, caracterizado por niveles controlados de endeudamiento y por el pago de la deuda.

Se observa un aumento en el Pasivo Corriente del año 2015, debido a que se proyectan pagos de la deuda en Bonos Ordinarios con vencimiento para el año 2017, recientemente refinanciados con un nuevo bono externo cuyo vencimiento está pactado en 2021.

Se observa un crecimiento en el Activo No Corriente del año 2015, como parte de la culminación de la ejecución de los proyectos de EEB.

Por otra parte, la cartera corriente de EEB crece de forma acelerada en el 2012 en un 43% y en los años posteriores a una tasa de crecimiento de 30% hasta el año 2015; esto se explica ya que en el rubro de "Deudores" están incluidos otros conceptos diferentes al de las cuentas por cobrar derivadas de los ingresos operacionales por transmisión de electricidad. Allí también se incorporan los ingresos por intereses provenientes del crédito intercompañía con TGI que se causan mensualmente pero se pagan solo semestralmente, los cuales al estar denominados en dólares crecen con la tasa de cambio y la devaluación supuesta.

Adicionalmente, se incluye una pequeña porción de los ingresos por dividendos provenientes de las empresas participadas, cuyo pago efectivo se proyecta que no se ejecutará en su totalidad durante el mismo año, sino que pasará una porción al siguiente, por lo que al cierre del ejercicio quedará registrada la cuenta por cobrar. Estos dividendos se asumen crecientes, de acuerdo con las proyecciones provenientes de tales empresas, razón por la cual presentan el comportamiento observado en las proyecciones.

2.4. Flujo de Caja Proyectado correspondiente al periodo 2011-2015

| FLUJO DE CAJA (Millones de pesos) | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|--|------------------|----------------|----------------|------------------|------------------|
| SALDO INICIAL | 267,073 | 491,261 | 465,581 | 524,551 | 693,385 |
| STN | 96,839 | 101,837 | 106,583 | 119,443 | 125,048 |
| Rendimientos Financieros EEB | 30,307 | 43,105 | 44,104 | 50,938 | 63,207 |
| Intereses y Rendimientos de Cuentas por Cobrar | 62,445 | 60,000 | 60,000 | 60,000 | 60,000 |
| Utilidad y Venta de Inversiones | 0 | 964 | 609 | 1,181 | 1,181 |
| CREDITO P.A. TGI Cusiana | 441,197 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Intereses y Capital Intercompanies | 0 | 83,157 | 84,733 | 86,341 | 87,980 |
| Desembolso Créditos | 383,084 | 47,043 | 35,839 | 0 | 0 |
| Aportes de Capital | 966,339 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Servicios, Honorarios y comisiones | 4,062 | 4,204 | 4,351 | 4,482 | 4,616 |
| Arrendamientos | 6,709 | 7,025 | 7,270 | 7,508 | 7,733 |
| TOTAL DIVIDENDOS i Metodo de participación | 588,379 | 536,111 | 609,575 | 741,267 | 878,078 |
| TOTAL INGRESOS | 2,579,361 | 883,446 | 953,064 | 1,071,159 | 1,227,843 |
| 1. SERVICIO DEUDA | 30,935 | 312,744 | 237,878 | 253,439 | 254,358 |
| 2. GASTOS ADMINISTRATIVOS | 98,967 | 173,722 | 102,145 | 103,942 | 91,962 |
| 3. CUENTAS POR PAGAR | 85,487 | 38,863 | 37,592 | 40,030 | 42,954 |
| 4. INVERSIÓN PORTAFOLIO (Electr REP,CTM) | 17,693 | 17,958 | 39,821 | 0 | 0 |
| 5. PLAN ESTRATEGICO CORPORATIVO | 1,213,370 | 47,043 | 35,839 | 0 | 0 |
| 6. DIVIDENDOS | 704,000 | 48,796 | 440,820 | 504,914 | 598,433 |
| 7. REDUCC. DE K / OTROS PAGOS ACCIONISTAS | 204,721 | 270,000 | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL EGRESOS | 2,355,172 | 909,126 | 894,095 | 902,325 | 987,708 |
| SUPERAVIT (DEFICIT) / AÑO | 224,189 | -25,680 | 58,970 | 168,834 | 240,135 |
| SUPERAVIT (DEFICIT) ACUMULADO | 491,261 | 465,581 | 524,551 | 693,385 | 933,519 |

Fuente: Gerencia de Planeación EEB.

De acuerdo al cuadro anterior, EEB genera unos rendimientos financieros crecientes en toda la proyección a una tasa promedio de crecimiento por año de 5%.

Se observa que a pesar de la caja requerida principalmente para la ejecución de proyectos de inversión y pago de dividendos, éstos son cubiertos con facilidad tanto por los flujos generados anualmente como por el saldo en caja.

Conclusiones

- Del análisis de la situación financiera actual y de las proyecciones a cinco años, no evidenciamos la existencia de riesgos significativos que puedan comprometer la viabilidad financiera de EEB.
- En cinco años EEB proyecta aumentar sus ingresos de transmisión de \$ 98.516 millones en el año 2011 a \$ 129.161 millones con crecimientos promedio anual del 7%. El crecimiento proyectado en los ingresos dependen en parte a los nuevos proyectos y la actualización de los ingresos por servicios de energía del STR al IPC y al PPI de Estados Unidos.
- En toda la proyección EEB obtendrá ingresos crecientes por dividendos y participaciones a una tasa de 14% en las empresas no controladas, y por método de participación en las empresas controladas se estima un crecimiento del 16,2% durante los próximos 5 años.

- Los dos mayores costos operacionales corresponden a Depreciación de Activos del STN y las Contribuciones y Regalías las cuales incluyen lo recaudado por FAER y PRONE. Los anteriores costos crecen en un 2% y 0,88% promedio anual durante la toda la proyección.
- La caja requerida principalmente para la ejecución de proyectos de inversión y pago de dividendos, son cubiertos con facilidad por los flujos generados anualmente como por el saldo en caja proyectado.



VIII. Anexos

Anexo Número 1: Plantilla Indicadores y Referentes

Anexo Número 2: Matriz de Riesgos

Anexo Número 3: Plantilla Indicadores Clasificación por Nivel de Riesgos

Anexo Número 4: Encuesta del Sistema de Control Interno Requerido por al SSPD.

OFICINAS:

Bogotá D.C.

Calle 90 No. 19C – 74

Tel: + 57 (1) 6188000 – 6188100

Fax: + 57 (1) 2185490 – 6103245 – 6233316

A.A. 9122

colombia@kpmg.com

Medellín

Carrera 43 A No. 16 A Sur – 38, Piso 3

Tel: + 57 (4) 3556060

Fax: + 57 (4) 3132554

A.A. 1212

Cali

Calle 4 Norte No. 1N – 10, Piso 2,

Torre Mercurio

Tel: + 57 (2) 6681480 / 6681481

Fax: + 57 (2) 6684447

A.A. 2098

©2012 KPMG Ltda., KPMG Impuestos y Servicios Legales Ltda., KPMG Advisory Services Ltda., sociedades colombianas de responsabilidad limitada y firmas miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), una entidad suiza. Derechos reservados.

Tanto KPMG como el logotipo de KPMG y "cutting through complexity" son marcas comerciales registradas de KPMG International Cooperative ("KPMG International"), una entidad suiza.