

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGIA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTION DE ENERGIA
Bogotá, Abril de 2014**

EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2013

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA SA ESP se constituyó en el año 1955 para desarrollar las actividades de generación, transmisión, comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el sistema interconectado. La empresa presenta un capital autorizado de \$500.000.000.000, compuesto de acciones con valor nominal de \$10 cada una, capital suscrito y pagado de \$409.486.371.380. Tiene su sede principal en la ciudad de Tunja. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día mayo 05 de 2014.

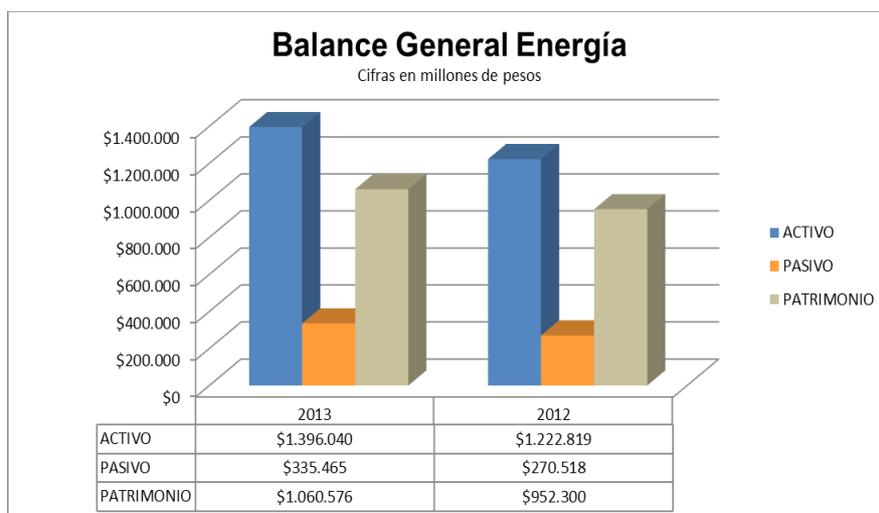
Tabla1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Anónima
Razón social	Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP
Sigla	EBSA ESP
Nombre del gerente	Roosevelt Mesa Martínez
Actividad desarrollada	Generación, Transmisión, Comercialización y Distribución
Año de entrada en operación	1955
Mercado que atiende	Boyacá, en Casanare (Villanueva y Yopal), en Cundinamarca Ubalá y en Santander (Albania, Carcasí, Gambita, Maracavita y Puente Nacional)

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.2. Balance General



Fuente: SUI

BALANCE GENERAL	2013	2012	VAR
Activo	\$1.396.040.455.519	\$1.222.818.568.184	14,17%
Activo Corriente	\$355.689.637.326	\$240.192.961.233	48,08%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$313.537.552.698	\$311.121.758.529	7,78%
Inversiones	\$27.237.199.240	\$45.776.439.054	-40,50%
Pasivo	\$335.464.740.761	\$270.518.119.057	24,01%
Pasivo Corriente	\$60.137.215.293	\$95.108.000.667	-36,77%
Obligaciones Financieras	\$149.894.944.498	\$67.228.169.475	122,96%
Patrimonio	\$1.060.575.714.758	\$952.300.449.127	11,37%
Capital Suscrito y Pagado	\$409.486.371.380	\$409.486.371.380	0,00%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Para el año 2013 los activos de la Empresa ascendieron a \$1.396.040 millones, presentando un incremento de 14,17% con respecto al año anterior. Ahora bien, dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Inversiones: Pasaron de \$45.776 millones a \$27.237 millones. Esta disminución se explica por la reducción de la inversión en certificados de depósito a término fijo, los cuales decrecieron en \$19.618 millones, ubicándose en \$1.801 millones a diciembre de 2013, la diferencia se compensa con el ajuste de la provisión para protección de inversiones en \$1.254 millones positivos.

Deudores: A diciembre de 2013 esta cuenta sufrió un incremento de \$117.540 millones con relación al mismo periodo de la vigencia anterior, ubicándose en \$194.748 millones. De este rubro el 63% corresponde a cuentas por cobrar de créditos, socios y accionistas; los deudores de servicios públicos ascienden a \$46.504 millones, de los cuales tiene provisionado el 19% equivalente a \$8.800 millones.

Propiedad Planta y Equipo: con una participación del 22,5%, a diciembre de 2013 se posicionó en \$313.538 millones, presentando un incremento del 0,78% con relación al año anterior. Sobresalen con el 64% y el 19% la cuentas de redes, líneas y cables con \$202.187 millones y plantas, ductos y túneles con \$58.978 millones, respectivamente, incluida la depreciación.

Otros activos: con el 49,9% corresponden al rubro con mayor participación dentro del activo, sobresaliendo las valorizaciones que ascienden a \$643.896 millones.

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTÓRICO	DEPRECIACIÓN	PROVISIÓN PARA PROTECCIÓN DE ACTIVOS	VALOR CUETNA 16, PROP. PLANTA Y EQUIPO	VALORIZACIONES	VALOR EN LIBROS
Terrenos	\$1.730	\$0	-\$134	\$1.596	\$13.012	\$14.607
Construcciones en Curso	\$15.563	\$0	\$0	\$15.563	\$0	\$15.563
Bienes Muebles en Bodega	\$1.040	\$0	\$0	\$1.040	\$0	\$1.040
Edificaciones	\$23.551	-\$5.642	-\$3.277	\$14.632	\$19.738	\$34.370
Plantas, Ductos y Túneles	\$108.130	-\$39.876	-\$9.276	\$58.978	\$89.148	\$148.126
Redes, Líneas y Cables	\$371.062	-\$162.894	-\$5.982	\$202.187	\$518.797	\$720.984
Maquinaria y Equipo	\$18.561	-\$8.172	-\$27	\$10.362	\$257	\$10.619
Equipo Médico y Científico	\$39	-\$23	\$0	\$17	\$0	\$17
Muebles, Enseres y Equipos de Oficina	1.956	-\$1.359	\$0	\$597	\$0	\$597
Equipos de Comunicación y Computación	\$9.531	-\$6.355	-\$29	\$3.146	\$235	\$3.382
Equipo de Transporte, Tracción y Elevación	\$10.357	-\$4.815	-\$123	\$5.419	\$2.596	\$8.015
Depreciación Diferida	\$52	-\$50		\$2		\$2
TOTALES	\$561.572	-\$229.187	-\$18.847	\$313.538	\$643.784	\$957.321

Fuente: SUI cifras en Pesos

En relación con el Pasivo, que a diciembre 31 de 2013 se ubicó en \$335.465 millones, es preciso señalar que presentó un incremento del 24,01% equivalente a \$64.947 millones con relación al mismo periodo del año anterior. La composición del pasivo se encuentra de la siguiente manera: Obligaciones Financieras \$149.895 millones, Cuentas por pagar, \$30.353 millones; Obligaciones laborales, \$4.085 millones; Pasivos estimados y provisiones, \$148.176 millones; y otros pasivos, \$2.956 millones.

Del pasivo resalta los rubros de obligaciones con la banca comercial Crédito Interno por \$149.754 millones y las provisiones para pasivo pensional por valor de \$108.802 millones que corresponden al 44,6% y 32,43% respectivamente del pasivo total.

De los \$30.353 millones que corresponden a las cuentas por pagar son los bienes y servicios y las contribuciones de subsidios los que representan el valor más significativo, con el 43% y 27%, respectivamente.

A diciembre de 2013 el patrimonio presentó un aumento de \$108.275 millones con respecto a diciembre de 2012, posicionándose en \$1.060.576 millones. Este incremento se explica por el mayor valor de la cuenta superávit por valorización y la disminución de las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, como consecuencia de las utilidades presentadas en los últimos periodos.

Con relación a la estructura de capital, el 76% de los fondos son propios y el 24% restantes son aportados por acreedores.

2.2. Estado de Resultados



Fuente: SUI

ESTADO DE RESULTADOS	2013	3012	VAR
Ingresos Operacionales	\$350.011.735.526	\$365.649.272.896	-4,28%
Costos Operacionales	\$214.686.121.755	\$214.634.764.666	0,02%
Gastos Operacionales	\$80.585.897.888	\$93.615.262.597	-13,92%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$54.739.715.883	\$57.399.245.633	-4,63%
Otros Ingresos	\$24.334.610.369	\$33.617.617.965	-27,61%
Otros Gastos	\$17.750.372.582	\$10.667.088.791	66,25%
Gastos de Intereses	\$4.112.782.101	\$6.520.909.116	-36,93%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$61.323.953.670	\$80.339.774.807	-23,67%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Los ingresos operacionales correspondientes a las actividades de venta de servicios y venta de bienes comercializados para diciembre de 2013 se ubicaron en \$350.012 millones, presentando una disminución del 4,28% con respecto a diciembre de 2012, las ventas de servicios se encuentran distribuidas así: Distribución, \$104.329 millones; y comercialización \$241.046 millones.

Los Costos Operacionales representan el 61,3% de los Ingresos Operacionales con corte a diciembre de 2013, registrando un incremento de 0,02% con respecto al año anterior, pasando de \$214.635 millones en el 2012 a \$ 214.686 millones en 2013. De dichos costos operacionales sobresalen los costos de bienes y servicios por valor de \$138.423 millones, equivalente al 64,48%. En relación con estos bienes y servicios las compras de energía en bloque y/o a largo plazo y las compras en bolsa y/o corto plazo se ubican en \$107.751 millones.

Los gastos operacionales a diciembre de 2013 decrecieron 13,9%, pasando de \$93.615 millones a \$80.586 millones, y están compuestos de la siguiente manera: Gastos administrativos, 34%; y Provisiones, depreciaciones y amortizaciones, 66%. Los gastos de administración disminuyeron \$35.324 millones ubicándose en \$27.587 millones a diciembre de 2013, de los cuales \$16.920 millones corresponden a gastos de personal, \$6.692 millones a gastos generales y \$3.975 millones erogaciones por impuestos contribuciones y tasas.

Las cuentas de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2013 aumentaron \$22.295 millones, este rubro evidencia comportamientos de la siguiente manera: Provisiones para deudores, \$974 millones; Provisión de inventarios, \$4 millones; Provisión para obligaciones fiscales, \$41.378 millones; Provisión para contingencias, \$8.163 millones; Depreciación propiedad planta y equipo, \$1.160 millones; y amortización de intangibles \$7 millones.

Los otros ingresos para la vigencia 2013 suman \$24.335 millones y están compuestos por: \$10.429 millones Financieros, \$40 millones ajuste por diferencia en cambio y \$9.675 millones extraordinarios, dentro de los ingresos financieros se destacan \$5.828 millones de intereses sobre depósitos y \$2.476 millones de otros ingresos financieros.

Los otros gastos no operacionales ascienden a \$122.530 millones, siendo los más importantes los gastos financieros y los gastos extraordinarios con el 69% y el 25% respectivamente del total del rubro.

2.3. Utilidades y Ebitda



Fuente: SUI

EBSA S.A. E.S.P. presentó a diciembre de 2013 una utilidad neta de \$61.324 millones (\$19.016 millones menos que en el 2012). El ebitda de la compañía alcanzó los \$127.772 millones que representa una disminución de \$13.352 millones con respecto al año anterior.

2.4. Indicadores

INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente- Veces	5,91	2,53
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	53	50
Rotación de Cuentas por Pagar- Días	22	36
Activo Corriente Sobre Activo Total	25,48%	19,64%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	24,0%	22%
Patrimonio Sobre Activo	76,0%	78%
Pasivo Corriente Sobre Pasivo	18%	35%
Cobertura de Intereses- Veces	24,69	19,09
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	\$127.771.942.883	\$141.124.958.293
Margen Operacional	37%	39%
Rentabilidad de Activos	9%	12%
Rentabilidad de Patrimonio	8%	12%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Liquidez

La razón corriente de la compañía que a diciembre de 2013 fue de 5,91 veces, presentó un mayor valor de 3,38 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior. Por otra parte, la rotación de cuentas por cobrar presentó un crecimiento de 3 días pasando de 50 días en 2012 a 53 días en 2013. La empresa tarda 22 días en realizar el pago de sus obligaciones, disminuyendo en 14 días con respecto a 2012, año en el cual se tardaba 36 días.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2013 fue de 24%, lo que evidencia un aumento del 2% con respecto a 2012 cuyo porcentaje era de 22%. El Pasivo corriente representa el 17,9% del total de los Pasivos, por lo que el 82,1% restante pertenece a Pasivos de largo plazo que en mayor porcentaje corresponden a obligaciones financieras y pasivos pensionales.

Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2013 fue de 37%, disminuyendo en 2 puntos porcentuales al obtenido en la vigencia anterior; La rentabilidad de los activo se posiciono en 9% decreciendo en 3% al calculado en 2012; La rentabilidad del patrimonio reveló un menor valor de 4% respecto al mismo periodo de la vigencia 2012 que fue del 12%.

2.5. Concepto del Auditor Externo de Gestión y Resultados

En su informe, el AEGR presenta el siguiente concepto de viabilidad financiera de la Empresa:

“Según los resultados financieros y su evolución durante los últimos años, así como la evaluación de las proyecciones financieras y la administración del riesgo en cuanto a ponderación, probabilidad, magnitud y la definición de controles en cumplimiento de sus obligaciones y responsabilidades como una E.S.P., nos permiten concluir que la empresa es viable financieramente y no se vislumbran situaciones que le impidan desarrollar adecuadamente su objeto social, excepto circunstancias extraordinarias o de casos fortuitos no controlables y conocidos al cierre del presente informe por nuestro grupo de Auditor.”

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

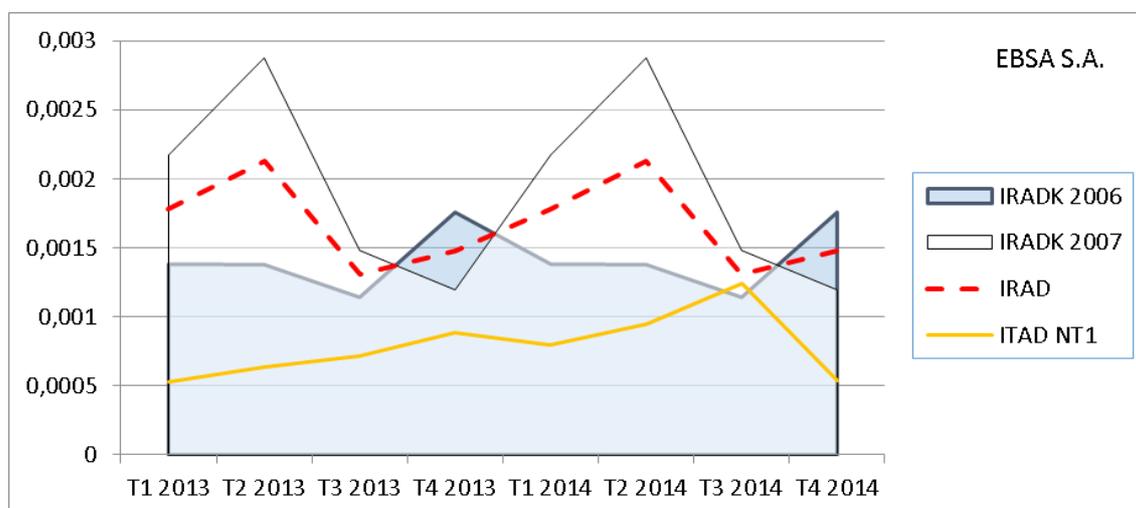
La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en la Resolución 097 de 2008, estableció el nuevo esquema de calidad y compensaciones, en el cual se define el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Este índice representa el porcentaje medio de energía que los clientes dejan de consumir debido a las interrupciones en la prestación del servicio.

Con relación a lo anterior, se encontró que la empresa ya ingresó a este nuevo esquema. En la Resolución 168 de 2010 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

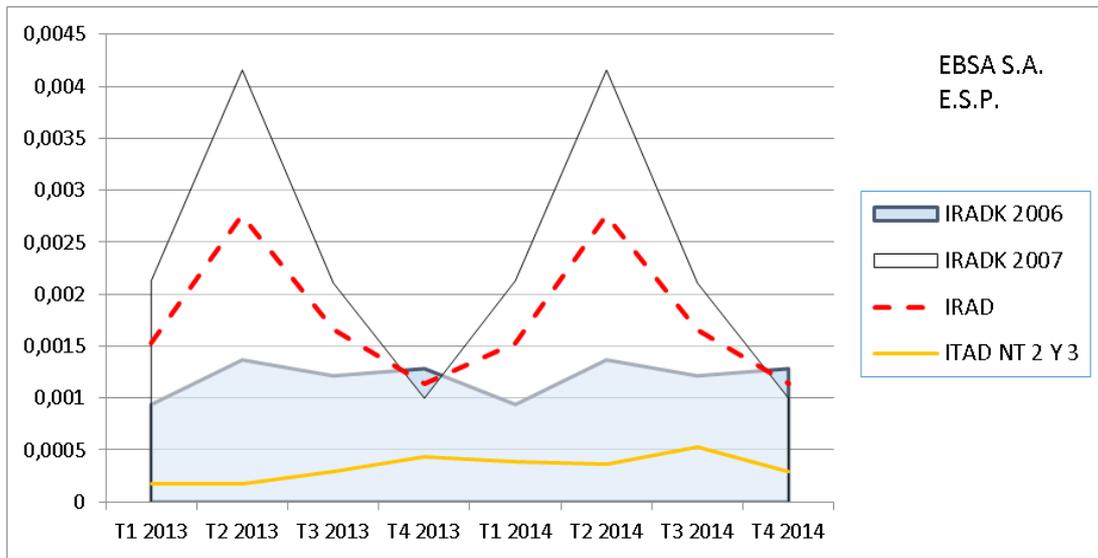
Las gráficas 3.1 y 3.2 son creadas con base en el índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD) y el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Estos índices permiten analizar el comportamiento de la calidad del servicio de la empresa prestadora. Cuando el ITAD se encuentra por debajo del índice IRAD, se deduce que la empresa ha tenido una buena calidad del servicio; cuando los límites del IRAD son superados se entiende que la calidad del servicio de la empresa ha disminuido considerablemente. Los índices IRADK 2006 Y 2007 establecen una banda de indiferencia dentro de la cual debe estar siempre el ITAD para cumplir con una buena calidad del servicio.

Para los niveles de tensión 1, 2 y 3, se tiene que el ITAD siempre se encuentra por debajo del índice IRAD.

Gráfica 3.1 Análisis ITAD para nivel de tensión 1

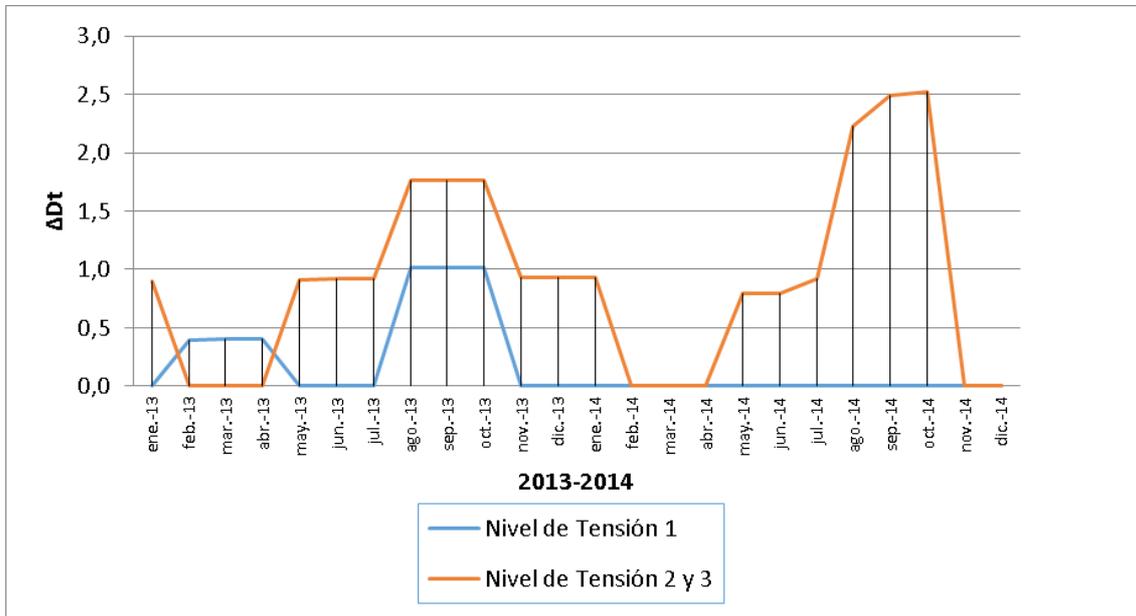


Gráfica 3.2 Análisis ITAD para niveles de tensión 2 y 3



Por otra parte, en la gráfica 3.3 se presenta la Variación Trimestral de la Calidad ΔDt , definida en la Resolución CREG 097 de 2008, aplicada a través del costo unitario de prestación del servicio a los usuarios finales atendidos por la empresa.

Gráfica 3.3 Variación trimestral de la calidad



Como conclusión general, se evidencia que EBSA S.A. E.S.P., ha tenido un buen comportamiento de acuerdo a lo establecido en la regulación, toda vez que para todos los periodos del año 2013 y 2014, cumplió con los indicadores ITAD y ΔDt .

4. ASPECTOS COMERCIALES

4.1 Estructura del mercado

4.1.1. Cantidad de suscriptores

Tabla 4.1.1.1 Número de suscriptores 2013

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	378.692	91.0%
Total No Residencial	37.433	9.0%
Total Suscriptores	416.125	100.00%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.1.1 se observa que el número de suscriptores de la Empresa de Energía de Boyacá para el año 2013 es de 416.125, de los cuales el 91.0% corresponde al sector residencial.

Tabla 4.1.1.2 Número de Usuarios Residenciales por Estrato 2013

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	40.828	10.8%
Estrato 2	264.248	69.8%
Estrato 3	56.491	14.9%
Estrato 4	13.347	3.5%
Estrato 5	3.766	1.0%
Estrato 6	12	0.0%

Fuente: SUI

De la Tabla 4.1.1.2, se concluye que el 69.8% de los usuarios pertenece al estrato 2, y el 25.7% a los estratos 1 y 3.

Tabla 4.1.1.3 Número de Usuarios No Residenciales Por Sector 2013

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	1.877	5.0%
Comercial	29.168	77.9%
Oficial	4.431	11.9%
Otros	1.957	5.2%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.1.3 puede verse que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 77.9% corresponde al sector comercial, seguido del sector Oficial, con el 11.9%. El menor porcentaje corresponde al sector Industrial con el 5.0%.

4.1.2. Consumos

Tabla 4.1.2.1 Consumo de Kwh Por Sector

Sector	KwH	Participación
Total Residencial	336.303.715	56.3%
Total No Residencial	261.349.600	43.7%
Total Suscriptores	597.653.315	100.00%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.2.1 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la Empresa de Energía de Boyacá para el año 2013 es de 597.653.315 Kwh, de los cuales el 56.3% corresponde al sector residencial, y el restante 43.7% corresponde al no residencial.

Tabla 4.1.2.2 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato

Estrato	KwH	Participación
Estrato 1	32.700.188	9.7%
Estrato 2	207.938.599	61.9%
Estrato 3	75.346.109	22.4%
Estrato 4	15.894.893	4.7%
Estrato 5	4.413.924	1.3%
Estrato 6	10.002	0.0%

Fuente: SUI

De la Tabla anterior, se concluye que el 61.9% del consumo de energía corresponde a usuarios del estrato 2, el 22.4% a usuarios del estrato 3, y el 9.7% a usuarios del estrato 1.

Tabla 4.1.2.3. Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

Sector	KwH	Participación
Industrial	62.771.708	24.0%
Comercial	109.322.394	41.8%
Oficial	26.964.567	10.3%
Otros	62.290.931	23.9%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.2.3. puede verse que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 41.8% corresponde al sector comercial, seguido del sector industrial con el 24.0%.

4.2. Nivel de pérdidas

La determinación de los balances de energía continúa desarrollándose bajo la siguiente fórmula:

$$P (\%) = (1 - \text{Energía de salida} / \text{Energía de entrada})$$

La empresa adelantó nueva contratación para el programa de recuperación de pérdidas (PERPE), los cuales iniciaron su operación a partir del mes de junio de 2013, de los cuales se ha realizado seguimiento tanto a las obligaciones contractuales como a las acciones y revisiones adelantadas por la interventoría de dichos contratos.

Durante la vigencia, esta AEGR desarrolló una serie de pruebas y verificaciones a la información suministrada de las variables de ingreso y salida de las fronteras en las zonas, de las cuales no se tienen aspectos relevantes que afecten tanto a los balances como la calidad de información reportada.

Para los casos donde los equipos presentan algún tipo de falla, se tienen contramedidas con personal en las zonas que atienden los registros y verificaciones de lecturas.

En los análisis de balances energéticos, se puede ver la trayectoria o incidencia de la zona Centro en el consolidado, la cual mantiene la mayor densidad poblacional, por lo tanto refleja una tercera parte de las pérdidas comerciales generales reportadas por la empresa en el 2013.

Los contratistas del programa (PERPE), cuentan con la senda de cumplimiento de los indicadores de reducción de pérdidas, la cual a la fecha se encuentra en análisis por parte de uno de los contratistas para definir el valor inicial y así trazar el comportamiento del cumplimiento para la vigencia del contrato.

Durante la vigencia se adelantaron revisiones y seguimiento a las tareas tanto de los contratistas como de los interventores, de los cuales se emitieron algunas observaciones del alcance de los mismos que se ajustaron en el avance de las tareas de los contratistas, en relación al control de estadísticas, levantamientos de información y comportamientos en cada una de las zonas.

Las tareas reportadas por los contratistas fueron verificadas desde actas y levantamientos de información, las cuales corresponden a los reportes emitidos por los mismos a la dirección de PERPE de la empresa.

4.2.1. Exposición a bolsa compra y venta de energía

Las transacciones en bolsa de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., fueron evaluadas según las características del contrato para el aseguramiento del suministro y la compra de energía de manera adecuada según los compromisos de la ESP, buscando el beneficio financiero acorde a la responsabilidad con sus usuarios. A continuación mostramos de manera general las conclusiones de la misma.

Para la vigencia 2013, la empresa contrató la energía bajo la modalidad de contrato "pague lo contratado", que equivalió al 80.87% de la energía consumida durante la vigencia.

Por políticas internas de la empresa, el 19.13% de la demanda de energía estuvo expuesta a bolsa, esto con el fin mantener una tarifa estable para el usuario.

La compra de energía en bolsa, se da por la necesidad de cubrir la demanda para la prestación del servicio.

4.2.2. Recaudo y cartera

Los procesos de recaudo y cartera, y las acciones análogas, como facilidad de puntos de pago, disponibilidad de medios para cumplimiento de la obligación de los usuarios; los saldos a favor y los valores de liquidación de intereses y gestión de recuperación de deudas, se auditaron incluso desde los históricos y comportamiento mes a mes de los usuarios en función de lo registrado en el campo mora e intereses de mora del archivo de facturación, y la concordancia con lo registrado en cuentas por cobrar, incluso según las conciliaciones comercial y contable de la ESP:

La empresa no tiene punto de recaudo propio, pero dispone de diferentes canales para la recepción del recaudo de la factura, esto es con entidades financieras y recaudadores externos para las principales ciudades y en las poblaciones donde no hay entidades bancarias.

El proceso de grabación de recaudos y conciliación bancaria se realiza a diario y no se evidencian procesos inadecuados en su ejecución.

Las reclamaciones por Pago sin abono a cuenta fueron de 56, lo cual es mínimo respecto al total de facturas emitidas durante la vigencia.

En el mes de junio, la entidad castigó cartera por valor de \$2,815 millones correspondiente al sector industrial y \$3,053 millones por concepto de intereses de mora, este proceso se realizó luego de que se surtiera el proceso jurídico.

Durante la vigencia se realizó seguimiento a la gestión adelantada por la empresa para la recuperación de cartera, que por políticas internas la cartera con vencimiento inferior a 24 periodos se gestiona a través de un tercero y la de vencimiento superior y cuentas especiales las gestiona la empresa con personal propio, las verificaciones incluyeron el cumplimiento a los contratos, actualización de documentos y validación de la gestión adelantada; para la cartera a cargo del personal de la EBSA el seguimiento se realizó mediante seguimiento a las cuentas desde el SIEC e informes del personal de las zonas.

Las conclusiones y hallazgos fueron informados a la administración, sobre los cuales se implementaron planes de mejoramiento.

La cartera del servicio de energía mes a mes es conciliada con contabilidad y así mismo es ajustada la provisión.

La política de provisión de la cartera adoptada por la empresa es la siguiente:

De 91 180 días 25%
De 181 a 360 días 50%
Mayor a 361 días 100%

La cartera financiada la provisionan en un 15% a partir 31 días y las cuentas que se encuentran en proceso jurídico al 100%.

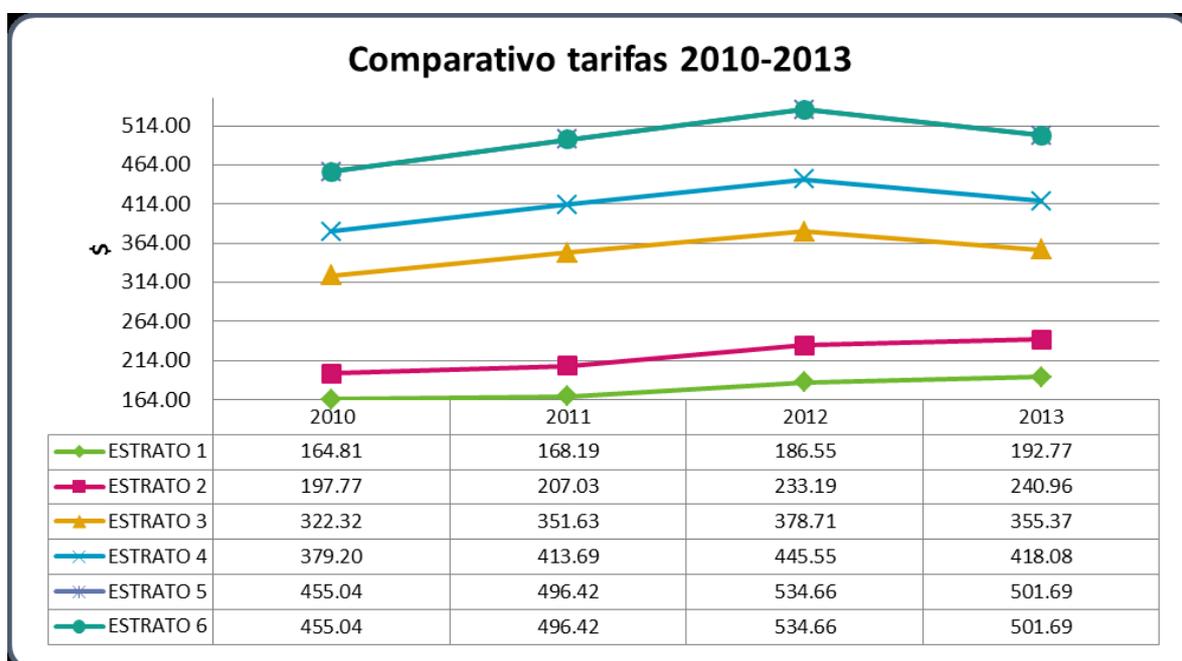
4.2.3. Restricciones

El valor de las restricciones no depende de la gestión de la empresa, con respecto al 2012 se evidencia un valor más bajo debido a que la red sufrió menor indisponibilidad, estos valores son liquidados por XM.

4.3. Aspectos tarifarios

En la siguiente gráfica se muestra la tendencia de la tarifa promedio por estrato durante los últimos cuatro años, se observa el efecto de la terminación de la senda aplicada del efecto de la implementación de la metodología tarifaria para desde el 2009 y cuyo efecto se mitigó a los usuarios de manera gradual hasta octubre de 2012.

Gráfica 4.3.1. Comparativo tarifas 2010 a 2013 por estrato residencial



Análisis del Componente de pérdidas

El componente de pérdidas para la vigencia fue en promedio de \$27.37, siendo los meses de mayo y diciembre los valores más altos con \$29.87 y \$29.06 respectivamente.

La variación depende del componente G (generación), por tal motivo es consecuente con el comportamiento de este componente.

Análisis del componente de distribución

El componente de distribución, tuvo un promedio de \$133, con respecto al año anterior subió en \$1, los meses de mayo y septiembre registraron los valores más altos con valores superiores a \$152, mientras que el mes de marzo registró el valor más bajo con \$112.

La variación mes a mes se da principalmente por la acumulación del Dtun, el cual sólo se ajusta hasta acumular un valor igual o mayor a 3% y en función de los demás comportamientos en las variables definidas de los otros comercializadores, a partir del mes de octubre la variable se estabiliza en cumplimiento a la resolución CREG 133 de 2013.

4.4. Facturación

La factura cumple con los requisitos mínimos señalados en el contrato de condiciones uniformes.

Las tarifas aplicadas corresponden a las publicadas por la empresa en medios de prensa y en su página de internet.

La facturación es coherente con la variación de los usuarios, del consumo y la aplicación de las tarifas publicadas.

La facturación corresponde con los valores registrados en contabilidad, las diferencias que puedan suscitarse obedecen a la provisión de la facturación del mes de diciembre para efectos cierre contable.

Durante el año se facturaron \$231,514 millones, de los cuales el 60% fueron al sector residencial. Con respecto al año anterior bajó en \$10,442 millones, hecho dado por la culminación de la senda tarifaria aplicada hasta octubre de 2012, la variación se refleja tanto en el sector residencial como en el no residencial.

4.5. Subsidios y contribuciones

La AEGR verificó el cumplimiento de los porcentajes de subsidios y contribuciones aprobadas, su aplicación y la senda de la ESP para mantener el equilibrio financiero según las proyecciones base para la definición y conciliaciones con el MME, a fin de establecer la coherencia entre los valores liquidados, aplicados y el desembolso luego de la concertación trimestral de los cálculos sobre este tópico comercial.

La empresa cumplió con el envío oportuno al FSSRI de las conciliaciones de subsidios y contribuciones, esta información fue validada por esta AEGR contra los formatos 2 y 3 de facturación cargados al SUI, sin que se evidenciaran omisiones en los registros.

El valor de los subsidios y de las contribuciones corresponden a la aplicación de los factores publicados en las tarifas al consumo para cada uno de los usuarios según el uso y estrato.

4.6. Peticiones, Quejas y Reclamos.

A continuación se muestran las peticiones quejas y reclamos, PQR, recibidas durante el año 2013:

CAUSAL	NÚMERO	%
Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario	154	0,20%
Aforo	81	0,10%
Otras inconformidades	37	0,10%
Pago sin abono a cuenta	73	0,10%
Error de lectura	340	0,50%
Suspensión por mutuo acuerdo	48	0,10%
Entrega y oportunidad de la factura	149	0,20%
Medidor o cuenta cruzada	10	0,00%
Cobro de otros cargos de la empresa	12	0,00%
Subsidios y contribuciones	21	0,00%
Dirección incorrecta	3	0,00%
Condiciones de seguridad o riesgo	6474	8,90%
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	35	0,00%
Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación	215	0,30%
Tarifa cobrada	273	0,40%
Normalización del servicio	6	0,00%
Relacionada con cobros por promedio	11	0,00%
Cobros por servicios no prestados	3	0,00%
Cobro múltiple	5	0,00%
Calidad del servicio	5847	8,00%
Estrato	250	0,30%
Inconformidad por conexión	10	0,00%
Cambio de medidor o equipo de medida	394	0,50%
Cobros inoportunos	56	0,10%
Falla en la prestación de servicio	57629	79,20%
Alto consumo	574	0,80%
tasas e impuestos	26	0,00%
Solidaridad	2	0,00%
	72738	100,00%

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2014	Resultado	Observación
Margen Operacional	27%	37%	Cumple
Cobertura de Intereses- Veces	6	25	Cumple
Rotación de Cuentas por cobrar- Días	53	53	Cumple
Rotación de Cuentas por pagar- Días	37	22	Cumple
Razón Corriente- Veces	1,38	5,91	Cumple

Comparada la gestión financiera de la compañía con los referentes calculados por la SSPD para el año 2014 de acuerdo con la Resolución CREG No. 072 de 2002, modificada por la Resolución No. 034 de 2004, se tiene que la empresa cumple con todos los referentes establecidos para esta vigencia.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Revisando el estado de información en el SUI, se pudo constatar que la empresa EBSA S.A E.S.P, tiene pendientes 14 reporte. Es deber de la empresa realizar el registro en el SUI de los reportes faltantes, sin que se entiendan ampliados los plazos de reporte.

7. ACCIONES DE LA SSPD

Se evalúa actualmente las acciones a tomar por parte de la Dirección Técnica de Gestión de Energía respecto de los formatos pendientes de reporte por parte del prestador al SUI.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se evidencia que EBSA S.A. E.S.P., ha tenido un buen comportamiento de acuerdo a lo establecido en la regulación, toda vez que para todos los periodos del año 2013 y 2014, cumplió con los indicadores ITAD y ΔDt .

Se sugiere que la Empresa adelante una revisión general del contenido del Contrato de Condiciones Uniformes, en relación con lo dispuesto en tal sentido, en la Ley 142 de 1994 y la Resolución CREG 108 de 1997.

Se sugiere que la Empresa adelante acciones para la actualización de los asesores que atienden usuarios finales, respecto de las disposiciones regulatorias, en particular de calidad del servicio y del debido proceso.

Según lo expresado por el AEGR, la empresa es viable financieramente y no se vislumbran situaciones que le impidan desarrollar adecuadamente su objeto social, excepto circunstancias extraordinarias o de casos fortuitos no controlables y conocidos al cierre del presente informe.

Proyectó: Gloria Patricia Cisneros– Profesional Especializado-DTGE – Aspectos Tarifarios
Proyectó: Luis Fabian Sanabria– Profesional -DTGE – Aspectos Activos-Financ
Proyectó: Jhon Alejandro Quintero - Profesional -Aspectos Técnicos
Proyectó: Javier Dario Acosta - Profesional -Aspectos Técnicos
Proyectó: Phanor Alvarez– Profesional -Aspectos Comerciales
Revisó: Fabio Alberto Aldana Méndez- Director Técnico de Energía (E)