

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA DE NEREGIA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, Junio de 2014**

EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP

ANÁLISIS AÑO 2013

1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La empresa de ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP, **EEP S.A. ESP**, es una empresa Colombiana, constituida como sociedad por acciones de clase mixta al encontrarse dentro de sus accionistas un porcentaje superior al 50% en cabeza de entidades de naturaleza pública, cuyo capital autorizado y pagado asciende a \$ 91.841.093.060.00, con un número de acciones de 9.184.109.306.00 cuyo valor nominal es de Diez (10) pesos M/cte.

La sociedad tiene como objeto principal la prestación de servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica en las actividades complementarias de generación, comercialización, transformación, interconexión y trasmisión de Energía eléctrica así como la realización de obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica y la comercialización de productos en beneficio de sus clientes. La sociedad podrá además ejecutar otras actividades relacionadas con la prestación de los servicios.

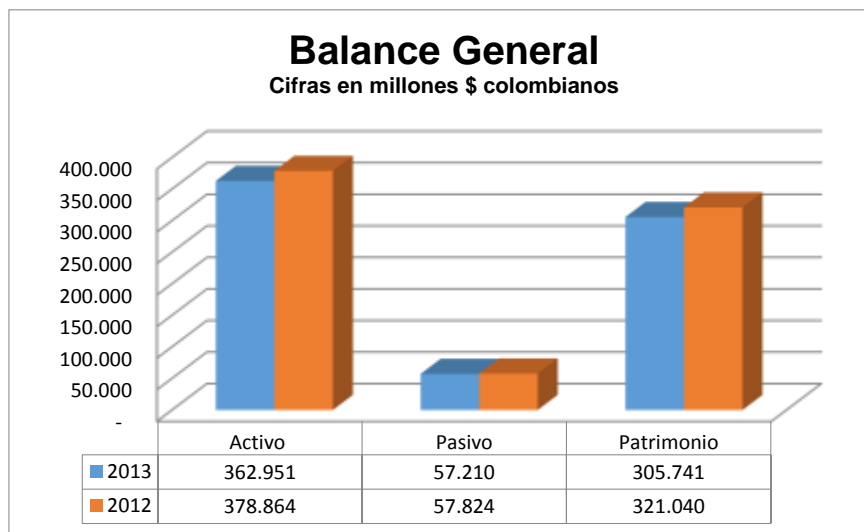
Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de Sociedad	Sociedad Anonima - Mixta
Razón Social	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.
Sigla	EEP S.A. E.S.P.
Gerente General (E)	Yulieth Porras Osorio
Actividades desarrolladas	Comercialización, Distribución y Generación
Inicio de operaciones	16 de mayo de 1997
Mercado que atiende	Pereira, parte de los municipios de la Virginia, Cartago, Balboa, Finlandia, Dosquebradas, Belalcazar, Marsella, Ulloa y Santa Rosa de Cabal

Fuente: SUI y Visita

1. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General



Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

(Cifras en pesos colombianos)

DENOMINACIONES	2013	2012	Variación %
Activo	\$362.951.534.797	\$378.864.531.539	-4,20%
Activo Corriente	\$96.737.529.180	\$156.540.420.188	-38,20%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$85.845.704.545	\$79.242.349.744	8,33%
Inversiones	\$2.750.178.338	\$53.825.015.137	-94,89%
Pasivo	\$57.210.074.875	\$57.824.083.292	-1,06%
Pasivo Corriente	\$30.659.030.991	\$26.229.141.947	16,89%
Pasivos Estimados	\$25.824.135.260	\$23.246.737.201	11,09%
Patrimonio	\$305.741.459.922	\$321.040.448.247	-4,77%
Capital suscrito y pagado	\$91.841.093.060	\$91.841.093.060	0,00%

Fuente: Sistema Único de Información-SUI-

La composición del balance general denota para el año 2013 una disminución en el activo de 4,20%, en el pasivo de 1,06% y en el patrimonio de 4,77% respecto al año 2012; estas variaciones se apoyan principalmente en:

La disminución del disponible producto de la redención de CDT's que se tenían constituidos y el desmonte del portafolio de inversiones que se tenían en Correval, destinados estos para realizar prepagos de energía, buscando con ello una menor exposición en la compra de energía en bolsa; lo que es consistente con el crecimiento de las Cuentas por Cobrar, las cuales pasaron de \$102.130 millones en Diciembre de 2012 a representar \$121.569 millones al cierre de la vigencia 2013, presentando un crecimiento neto del 19,03% que equivale a \$19.439 millones registrado básicamente en el componente de anticipos y avances entregados. De igual manera se utilizaron recursos para el pago de Dividendos, el pago del impuesto sobre la Renta del año 2012 y el pago de una parte de la distribución parcial de la prima en colocación de acciones.

La mayor parte de los activos de la empresa se encuentran concentrados en el Activo no Corriente compuesto principalmente por los activos fijos el cual con relación al año anterior presentó un crecimiento del 8.33%, producto de las adquisición de nuevos equipos y obras de infraestructura en las plantas para el mejoramiento en la prestación de los servicios. Otro rubro son las Valorizaciones de la Propiedad Planta y Equipo, cuya participación en el total del activo es del 33.7% equivalente a \$122.301 millones.

Con relación a los pasivos, EEP S.A. ESP presenta un comportamiento estable, decreciendo en 1,1% equivalente a \$ 614 millones frente al total de pasivo registrado en el año anterior, logrando así que el nivel de endeudamiento de la compañía sea de tan solo el 15.8% , lo cual es un indicador muy positivo y que evidencia la solidez de la compañía. Es importante precisar que en el valor de los pasivos, el rubro de pasivos estimados representa el 41.78% equivalente a \$23.904 millones, de los cuales \$23.028 millones

corresponden a la Provisión del cálculo actuarial para las pensiones de Jubilación, que será amortizado hasta el año 2023, de los cuales tan solo \$1.920 millones corresponden a pasivo corriente; para el pago de estas obligaciones, la empresa tiene constituido un fideicomiso mediante la figura de Patrimonio autónomo cuyo saldo depositado al cierre de la vigencia 2013 ascendía a \$9.034 millones; el otro componente en el pasivo estimado corresponde a la provisión para contingencias que se puedan presentar en fallos adversos por las demandas que cursan en contra de la empresa y cuyo valor provisionado al cierre fue de \$875 millones.

El Patrimonio presentó una disminución de \$15.299 con relación al año anterior, generado principalmente por la distribución parcial realizada en el año 2013 de \$20.000 millones sobre la Prima en Colocación de acciones autorizada por la asamblea General de Accionistas. De otra parte se presentó un crecimiento de \$8.300 millones producto del resultado del ejercicio, el cual fue superior en un 27% con relación al resultado generado en la vigencia anterior que fue del orden de los \$6.507 millones y distribuido en su totalidad en el periodo 2013.

2.2 Estado de Resultado



Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

(Cifras en pesos colombianos)

DENOMINACIONES	2013	2012	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$174.567.681.689	\$178.498.637.087	-2,20%
COSTOS OPERACIONALES	\$149.015.427.016	\$155.936.774.594	-4,44%
GASTOS OPERACIONALES	\$20.492.807.176	\$20.305.714.221	0,92%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$5.059.447.497	\$2.256.148.272	124,25%
OTROS INGRESOS	\$10.924.417.824	\$10.790.917.238	1,24%
OTROS GASTOS	\$7.683.811.317	\$6.539.662.809	17,50%
GASTO DE INTERESES	\$729.420.585	\$1.091.410.800	-33,17%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$8.300.054.004	\$6.507.402.701	27,55%

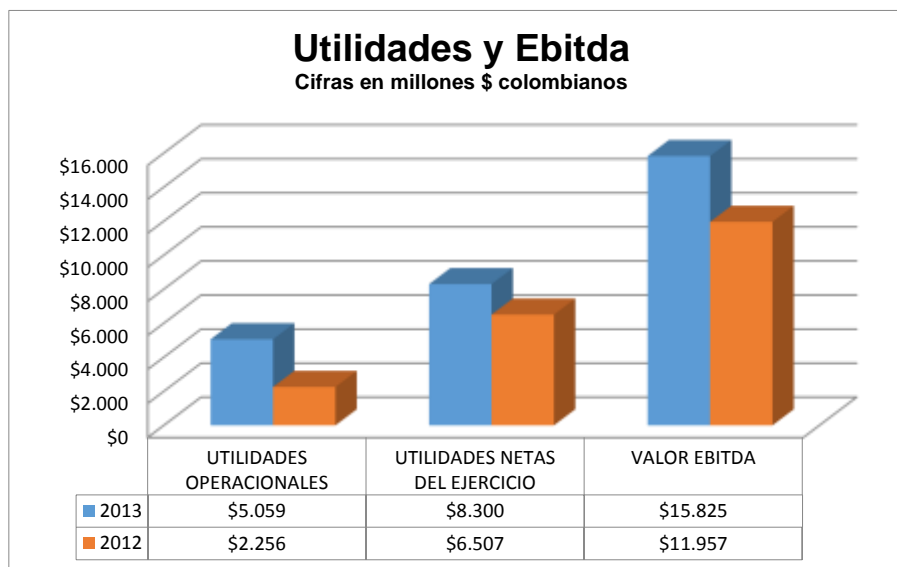
Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

En comparación con el año 2012, los ingresos operacionales disminuyeron en 2,20%, los costos operacionales en 4,44% y los gastos operacionales en 40,92%, sin embargo la utilidad operativa alcanza un incremento de 124,25%.

El efecto de estos resultados obedece a la disminución en el ingreso por la prestación de los servicios de energía en el componente de comercialización, derivado en gran parte por la disminución presentada en la tarifa en el año 2013 y la disminución de las ventas en bolsa, sin embargo esta situación se contrarrestó con el incremento con el componente de distribución y alumbrado público.

Uno de los factores que incidió en la disminución en los costos operaciones, es la compra de energía y complementarios cuyos componentes disminuyeron en un 5.5% que equivale a \$6.977 millones.

2.3 Utilidades y Ebitda



Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

Como la disminución de los costos y gastos operacionales superó en un 50% de la reducción de los ingresos, esta situación permitió un crecimiento en el excedente operativo de \$4.423 millones equivalente al 173%, logrando de esta manera mejorar considerablemente el Margen Operacional y consecuentemente incrementando el

excedente neto en \$1.793 millones alcanzando una cifra de \$8.300 equivalente a un crecimiento del 27,55%.

2.4 Indicadores

INDICADORES FINANCIEROS	2013	2012
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	3,2	6,0
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	63	61
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	45	46
Activo Corriente Sobre Activo Total	26,65%	41,32%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	15,8%	15,3%
Patrimonio Sobre Activo	84,2%	84,7%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	53,6%	45,4%
Cobertura de Intereses – Veces	21,7	10,5
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	15.825.935.469	11.957.894.307
Margen Operacional	9,1%	6,7%
Rentabilidad de Activos	4,4%	3,2%
Rentabilidad de Patrimonio	4,3%	3,3%

Fuente Sistema Único de Información –SUI-

Liquidez

Estos indicadores reflejan la capacidad que tiene la empresa en la actividad de energía eléctrica para pagar sus pasivos circulantes, tomando como base los activos circulantes, aquellos que son susceptibles de convertirse en efectivo durante el año corriente.

Los recursos de liquidez de la compañía están representados principalmente en \$27.133 millones que se encuentran depositados en instituciones financieras básicamente en cuentas de ahorro y fondos especiales y \$2.035 millones que se encuentran depositados en inversiones de liquidez (Cdt's y otros), representando estos el 30% de los recursos corrientes y siendo el rubro de deudores el principal componente cuyo monto asciende a \$65.085 millones en los que la cartera por prestación de servicios tiene un peso de 46.52% equivalente a \$30.283 millones.

Con los recursos de disponibilidad inmediata, sin contar en estos los recursos destinados al ahorro para el pago de pensiones de jubilación, la empresa logra cubrir el 88,50% del pasivo corriente. Ahora bien, si se quiere evaluar la solvencia bajo el parámetro de la no disponibilidad de recursos líquidos para el pago de su pasivo la empresa cuenta con \$265,731 millones de activos no corrientes para el pago de su pasivo total que asciende a la suma de \$57.210 equivalente a 4.64 pesos en activos no corriente por cada peso adeudado tanto en el corto como en el largo plazo.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento de la compañía sigue siendo bajo situándose al cierre del año 2013 en 15,76% dado que el pasivo total asciende a \$57.210 millones en los cuales tienen un peso importante los pasivos estimados relacionados con el cálculo

actuarial cuyo monto es de \$23.904 millones equivalente al 41,78%, esto frente a un activo total de \$362.952 millones. El endeudamiento del corto plazo de la compañía asciende a la suma de \$30.659 Millones equivalente al 53,59% del pasivo total.

Rentabilidad

Al cierre del ejercicio del año 2013 la compañía alcanza un nivel de rentabilidad operacional del orden de 9,07% en el 2013 frente a 6,70% en el año 2012, equivalente al \$15.826 millones frente a \$11.958 millones respectivamente. En relación con el margen neto, el resultado es positivo al pasar de utilidades de \$6.507 millones equivalente a un margen de 3,65% en el año 2012, a utilidades netas de \$8.300 millones en el año 2013 equivalentes a un margen neto de 4,8%.

Es importante anotar que el mejoramiento en estos indicadores a pesar de haberse disminuido el nivel de ingresos operacionales en la compañía, obedece a las acciones adelantadas por la empresa en cuanto a contención y optimización de los costos y gastos, lo cual ha requerido de un continuo control y mejoramiento permanente de los procesos administrativos, comerciales, técnicos y operativos.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

3.1 Descripción de la Infraestructura

Según el contenido de los formatos 4 y 5 de la resolución compilatoria SSPD 20102400008055 de 2010 en Sistema Único de Información – SUI, se realizó un análisis de la información reportada por la empresa con respecto a la infraestructura donde se presenta la evolución de sus activos correspondientes a transformadores, circuitos y subestaciones. Adicionalmente se muestra las características de la cuenta activos, tales como, suma total de la demanda de los transformadores, suma total de la capacidad instalada de los transformadores, suma total de la longitud de la red para los circuitos, entre otros.

Tabla 3.1.1 Evolución Infraestructura Transformadores EEP

NUMERO DE TRAFOS	NUMERO DE CIRCUITOS	SUMA CAPACIDAD DE TRAFOS	SUMA USUARIOS CONECTADOS	DEMANDA MENSUAL	AÑO
5559	37	370647,5	144455	32754414	2011
5870	41	432130	148137	41687105	2012
5904	43	434002,5	152107	45283942	2013

Fuente: SUI

Con respecto a la tabla anterior se observa que para diciembre de 2013 EEP S.A ESP, tiene reportados 5904 transformadores en todo su mercado con 43 circuitos reportados y 152107 usuarios conectados a los transformadores. Adicionalmente se presenta la suma de la capacidad de los transformadores la cual corresponde a 434002,5 KVA y una demanda mensual de 45 GWh aproximadamente.

Tabla 3.1.2 Evolución de Infraestructura Alimentadores EEP

NUMERO DE SUBESTACIONES	KM DE RED
9	850,7
9	850,7

Fuente: SUI

Según el último reporte de alimentadores en el SUI, EEP S.A. ESP cuenta con 9 subestaciones instaladas y una longitud de la red correspondiente a la longitud de los circuitos o línea principal más ramales de 850,7 Km de red este valor corresponde a la suma total de la longitud de red reportada en el SUI.

Según el reporte del AEGR, EEP S.A. ESP cuenta actualmente con nueve (9) subestaciones de potencia, las cuales tienen una capacidad de transformación en 115/33 Kv de 225 MVA y en 33/13.2 Kv de 192,25 MVA. Con lo cual se atiende toda la demanda de la ciudad de Pereira y parte de los municipios vecinos tales como: La Virginia, Cartago, Balboa, Finlandia, Dosquebradas, Belalcázar, Marsella, Ulloa y Santa Rosa de Cabal.

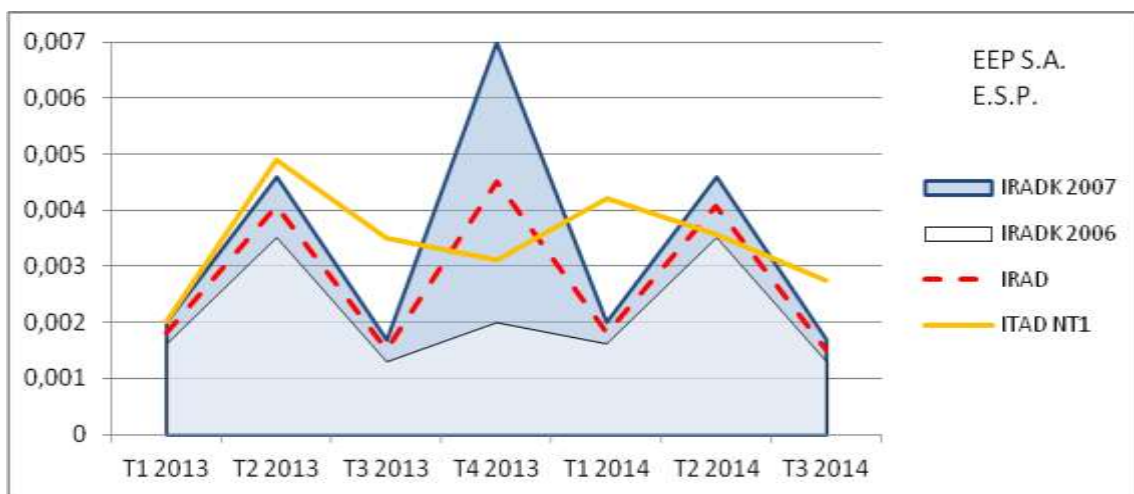
3.2 Continuidad

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante 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 034 de 2011 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la EEP S.A. ESP

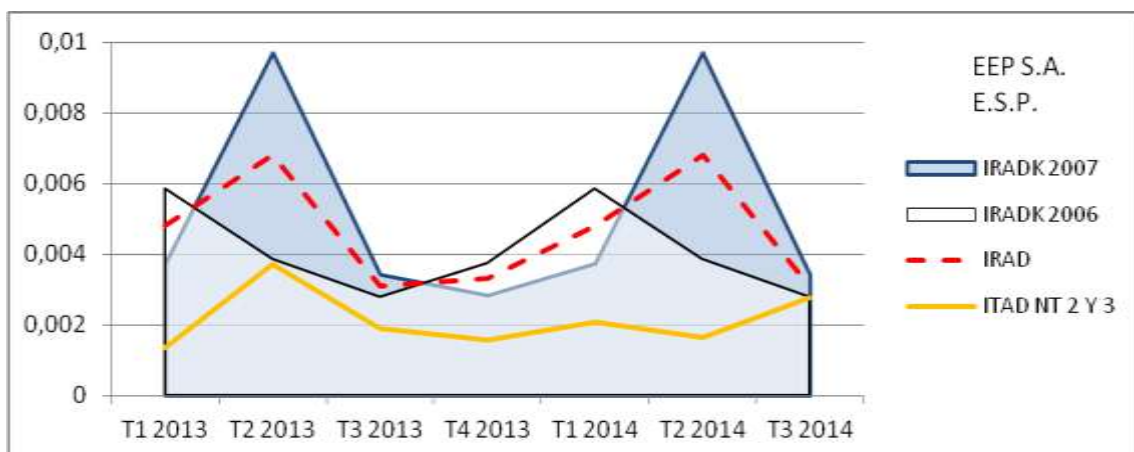
Las gráficas 3.2.1 y 3.2.2 son creadas con base en el índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD) y el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Estos índices permiten analizar el comportamiento de la calidad del servicio de la empresa prestadora. Cuando el ITAD se encuentra 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.

Gráfica 3.2.1 Análisis ITAD para Nivel de Tensión 1



Fuente: SUI – DTGE

Gráfica 3.2.2 Análisis ITAD para Niveles de tensión 2 y 3



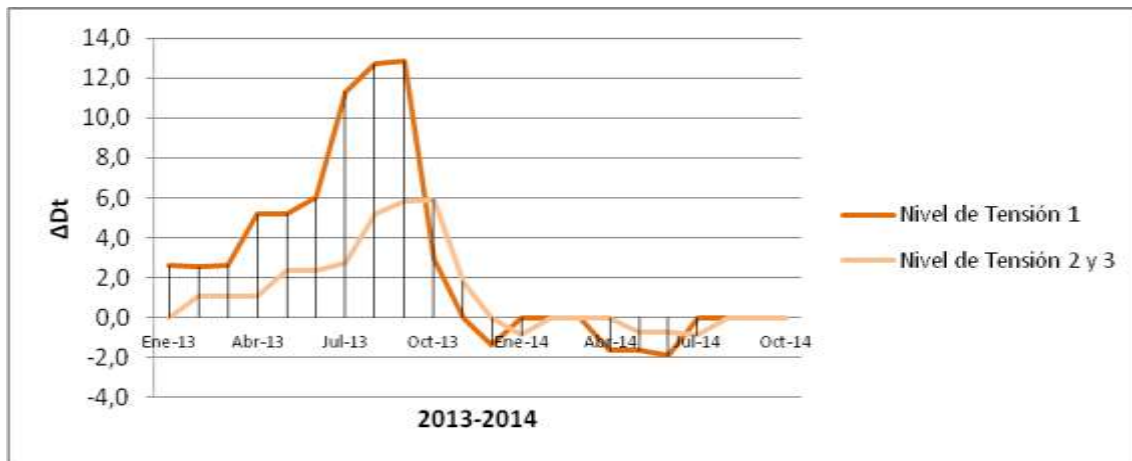
Fuente: SUI – DTGE

Para el nivel de tensión 1, se puede observar que durante el año 2013, el ITAD se mantuvo por encima de la línea del IRAD durante los primeros tres trimestres, tendencia que se repite para lo que lleva de 2014. En contraste, para los niveles de tensión 2 y 3, se tiene que el ITAD siempre se encuentra por debajo del índice IRAD.

Por otra parte, en la siguiente gráfica 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.

Del análisis de la variación trimestral de la calidad para el año 2013, se evidencia que tanto para el nivel 1 como para los niveles de tensión 2 y 3, la empresa presenta valores positivos, tendencia que cambia para lo transcurrido del año 2014.

Gráfica 3.2.3 Variación Trimestral de la Calidad



Fuente: SUI – DTGE

Como conclusión general, se evidencia que EEP S.A. ESP, ha tenido un buen comportamiento de acuerdo a lo establecido en la regulación, toda vez que para el año 2013 -a excepción del último trimestre-, cumplió con el indicador ITAD en niveles 1, 2 y 3 y con el ΔDt .

3.3 Calidad de la Potencia, CPE

La Superintendencia adelantó durante el año 2014 un proyecto para la revisión de la CPE en diferentes subestaciones eléctricas operadas por la empresa, a través de una firma especializada en el tema, cuyos resultados son objeto de análisis para obtener un diagnóstico general sobre la condición de la empresa en tal sentido.

Por otro lado, en relación al tema de la supervisión de activos en tiempo real, XM informo a esta Superintendencia mediante comunicación oficial con radicado SSPD 20135290623032 de noviembre 29 de 2013, que para noviembre del año de 2013 EEP S.A. ESP, cuenta con un 80 % de la supervisión de flujos de potencia activa y reactiva a través de las bahías de línea y transformación de nivel de tensión 4, bahías de conexión al STN por el lado de baja tensión, y en el lado de alta tensión, aquellas pertenecientes a subestaciones con configuración diferente a interruptor y medio. Porcentaje que deberá mejorar para el año 2014.

Aclarando, que el porcentaje expuesto se calcula a partir de las bahías de líneas y transformación de nivel de tensión 4 y bahías de transformación de activos de conexión al STN que sean remuneradas comercialmente como activos del STR.

Así mismo, el AEGR basa su análisis de este tema en exponer que la mayoría de los problemas presentados se dieron a causa de factores climáticos, y que las mejoras presentadas se dieron a causa de una serie de inversiones que se realizaron en la

fase de implementación y mejora en las diferentes subestaciones, para dar cumplimiento a esquema de incentivos y compensaciones, establecido por la resolución CREG 097 de 2008.

3.4 Inversión

3.4.1 Ejecución de los Proyectos de Inversión

Para el año 2013 el prestador reportó al Sistema Único de Información – SUI un total de 30 proyectos de inversión. De estos se destacan los siguientes treinta proyectos, los cuales representaron los costos más altos:

Tabla 3.4.1.1 Proyectos de Inversión

No	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN	ESTADO	VALOR DEL PROYECTO (millones)	PORCENTAJE DEL AVANCE	OBSERVACIONES
1	Suministro de material y mano de obra para efectuar la remodelación de redes de media y baja tensión en el SDL	11/02/13	11/02/15	EN EJECUCIÓN	9429.932901	35%	Proyecto iniciado con la expectativa de aprobación del plan de pérdidas de acuerdo a la Resolución CREG 172 de 2011 el cual no fue aprobado finalmente para ningún OR
2	Diseño y construcción de la Línea PAVAS NARANJITO a 33 Kv	22/11/12	04/03/14	EN EJECUCIÓN	793.628267	50%	SIN
3	Remodelación red primaria 132 Kv ramal CHE PAPU circuito 2PA municipio Pereira	13/11/13	12/02/14	EN EJECUCIÓN	621.694178	90%	SIN
4	Suministro y puesta en servicio de celdas a 33 Kv subestaciones Pavas y Naranjito	30/07/13	26/01/14	FINALIZADO	575.244	100%	SIN
5	Suministro de 6 reconectores de potencia a 132 Kv y 4 reconectores de potencia a 33Kv	26/08/13	24/09/13	FINALIZADO	543.508045	100%	SIN
6	Remodelación redes primarias circuito 2 Pavas sector malabar etapa II en Pereira	25/06/13	23/09/13	FINALIZADO	524.08905	100%	SIN
7	reconstrucción unidad de transformación monofásica 20 a 25 mva de subestación Dosquebradas	30/01/13	24/07/13	FINALIZADO	521.884	100%	SIN

8	Obras civiles para la construcción de tapa del canal losa filtros canales longitudinales y obras transversales en el canal de conducción de Belmonte entre el k2 850 al k3 200 sector condominio pisamos del puente zona sub urbana Nor occidental de Pereira	01/11/13	29/01/14	EN EJECUCIÓN	478.991851	88%	SIN
9	Obras civiles para la construcción de cárcamos cámara de paso o de giro y banco de ductos para la instalación de redes eléctricas subterráneas Calle 19 entre carreras 13 y 9	05/08/13	01/11/13	FINALIZADO	400.9378	100%	SIN
10	Remodelación redes primarias circuito 4 Ventorrillo sector Frailes la Celia en Dosquebradas	13/06/13	13/08/13	FINALIZADO	366.434816	100%	SIN
11	Suministro instalación y puesta en servicio de 7 interruptores de potencia a 33 Kv destinados a las subestaciones Ventorrillo Cuba y Dosquebradas	07/06/13	22/12/13	FINALIZADO	366.35263	100%	SIN
12	Suministro calibración configuración e instalación de medidores calidad de potencia con 7650 con pantalla remota en la subestación de Dosquebradas	20/11/13	19/01/14	IN	239.652463	52%	SIN
13	Construcción de las redes primarias y secundarias de la Urbanización Santa Clara Etapa I	20/12/12	31/12/12	FINALIZADO	234.229974	100%	SIN
14	Reconductorización IPA1 y construcción doble circuito red de 132 Kv en el sector de Cerritos Trilladora Pereira	25/11/13	23/02/14	EN EJECUCIÓN	223.607396	53%	SIN
15	Suministro calibración configuración e instalación de nueve medidores de pantalla integrada de calidad de la potencia ion 7650 en la subestación de Dosquebradas	20/11/13	19/01/14	IN	163.199191	71%	SIN
16	servicio de construcción de canales transversales canal Belmonte sector Luis Alberto Duque	17/04/13	12/08/13	FINALIZADO	146.496239	100%	SIN

17	Servicio de mantenimiento parcial al núcleo de un transformador de potencia monofásico 20 a 25 MVA de banco de transformadores subestación Dosquebradas 115 Kv	10/07/13	04/08/13	FINALIZADO	130.4884	100%	SIN
18	Remodelación de redes primarias circuito 3PA sector de Malabar a 132 Kv	10/12/12	04/02/13	FINALIZADO	125.007006	100%	SIN
19	Adquisición de tres transformadores y dos cajas de maniobra para obras complementarias redes subterráneas de media y baja tensión circuito 3 subestación centro a 132Kv en el sector comprendido entre las calles 18 y 21 y entre carreras 5 y 7 en la Ciudad de Pereira	17/12/13	26/12/13	FINALIZADO	123.583732	100%	SIN
20	Construcción adecuación cunetas canales tubería y estabilidad de taludes y la tubería de excesos tanque Belmonte	24/04/13	25/07/13	FINALIZADO	120.000551	100%	SIN
21	Construcción red primaria subestaciones y red secundaria en la urbanización Portal de la Macarena en la ciudad de Dosquebradas	19/09/13	18/02/14	EN EJECUCIÓN	101.616071	70%	SIN
22	Instalación del sistema spm7 y la integración de las subestaciones pavas naranjito Dosquebradas y cuba al sistema de calidad de la potencia	20/11/13	19/01/14	IN	84.880922	29%	SIN
23	Interconexión circuito 1CU 8DQ GILBERTO PELAEZ LUIS ALBERTO DUQUE en Pereira	21/10/13	20/12/13	FINALIZADO	79.938826	100%	SIN
24	Suministro de seccionadores a 33Kv monitorizados para interperie	24/05/13	02/06/13	FINALIZADO	69.6	100%	SIN
25	Obra civil para la ampliación de cuartos de control de Pavas y Naranjito	04/09/13	05/12/13	FINALIZADO	38.588433	100%	SIN
26	Adquisición seccionadores de repetición SRP CELSA	25/06/13	09/07/13	FINALIZADO	29.89378	100%	SIN

27	suministro de equipo de medición de caudal para tubería e indicadores de nivel para el sistema de generación Belmonte	18/06/13	17/08/13	FINALIZADO	28.79178	100%	SIN
28	suministro de un relé diferencia de línea para subestación Dosquebradas 115Kv	13/06/13	15/09/13	FINALIZADO	25.1952	100%	SIN
29	suministro de DPS polímeros tipo subestación para nivel de tensión 115Kv	13/05/13	08/06/13	FINALIZADO	24.74136	100%	SIN
30	Obras civiles para elaboración bases de concreto para interruptores de potencia de 33Kv	07/11/13	06/12/13	FINALIZADO	17.045529	100%	SIN

Fuente: Sistema Único de Información - SUI

Los objetivos de estos proyectos son entre otros: aumentar la confiabilidad del sistema, ampliar la cobertura del servicio y mejorar la calidad de la potencia. El total de la inversión asociada a estos cuarenta proyectos es de \$2.323 Millones de pesos.

De los proyectos que estuvieron planeados finalizarlos a diciembre de 2013 la empresa tuvo un porcentaje de cumplimiento del 100%.

3.4.2 Cobertura y Restricciones del Servicio de Energía Eléctrica

De acuerdo con lo expuesto en el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017 – PIEC de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, el índice de cobertura del servicio de energía eléctrica para el departamento de Risaralda, alcanzó el 99,29% en el año 2013, distribuido tal y como se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 3.4.2.1 Índice de Cobertura 2013

Departamento	ICEE cabecera municipal	ICEE resto	ICEE Total
Risaralda	100,00%	96,47%	99,34%

Fuente: UPME

Así mismo, el plan expuesto señala que para el año 2017 es posible alcanzar el 99,68% de la cobertura a través de inversiones realizadas por el Operador de Red, las cuales serían remuneradas vía tarifa, además se lograría el 100% de la cobertura con proyectos asociados a recursos provenientes de los fondos FAER y FAZNI.

Tabla 3.4.2.2 Cobertura Alcanzable 2017

Departamento	ICCE_Base	Incremento con tarifa Actual	Incremento con FAER	Incremento con FAZNI	Cobertura total Alcanzable a 2017
Risaralda	99,34%	0,664%	0,000%	0,000%	100,00%

De lo anterior se concluye que en condiciones estables el Sistema de Transmisión instalado en el departamento de Risaralda, operará satisfactoriamente, no obstante la línea Cartago 230/115/La Rosa – Dosquebradas 1 115, se hizo crítica durante el 2013 debido al traslado de carga hacia los transformadores 115/33 Kv de la subestación Dos Quebradas. Este corte es necesario cubrirlo con generación de seguridad entre las plantas Calima, Termovalle y Termoemcali, lo cual ha generado sobrecostos a la operación del SIN.

Para la mitigación de este corte se ha desarrollado en el marco del CNO conjunto con XM, la UPME y los Operadores de Red CHEC, EEP S.A. ESP y EPS Aun plan de acción en el cual se encuentran medidas de acción de mediano y largo plazo. Entre las medidas de mediano plazo se encuentra la instalación de un esquema suplementario y en las medidas de largo plazo la definición de obras estructurales para la subárea en el plan de expansión 2014-2028.

3.5 Retie

3.5.1. Accidentes de Origen Eléctrico

De acuerdo a lo reportado en el Sistema Único de Información SUI, EEP S.A. ESP, registra el mismo número de accidentes de origen eléctrico para el año 2013, con respecto a los reportados en el año 2012.

3.6. Mantenimiento

3.6.1 MANTENIMIENTO DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN

Durante el año 2013 se realizaron mantenimientos a todos los circuitos Urbanos, Rurales e Industriales de la empresa. Los Rurales e Industriales con una frecuencia de 3 veces al año y los Urbanos con una frecuencia de 2 intervenciones.

Estas actividades de mantenimiento consistieron en: Revisión Preliminar, Revisión de Conductores, Revisión de Aisladores, Revisión de Apoyos, Revisión de Retenidas, Control Vegetal y limpieza de Cárcamos.

3.6.2 MANTENIMIENTO DE PLANTAS DE GENERACIÓN

1. Planta Belmonte

Se realizaron trabajos de mantenimientos en las Turbinas, Inyectores, Circuitos de Lubricación, Circuitos de Refrigeración, Reguladores de Velocidad, Válvulas, Interruptores, Celdas, Barrajes, Equipos de Transformación, Tanques, Tuberías, Bocatomas, Instalaciones Internas y Canales de las Generadoras G1 y G2.

2. Planta Libaré

Se realizaron trabajos de mantenimientos en las Turbinas, Inyectores, Generador, Válvulas, Interruptores, Celdas, Barrajes, Equipos de Transformación, Tanques, Tuberías, Bocatomas, Instalaciones Internas, Canales y Sistema de Puesta a Tierra.

3.6.3 MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

Las subestaciones intervenidas fueron: Centro, Naranjito, Ventorrillo, Pavas, Cubas, Dosquebradas, Pavas 115KV y La Rosa.

Principalmente los trabajos de mantenimiento se concentraron en: Equipos de Transformación, Celdas, Barrajes, Banco de Baterías, Aire Acondicionado, Limpieza de Patio, Bahías de Línea, Interruptores, Transformador de Servicios Auxiliares y Sistema de Puesta a Tierra.

4. ASPECTOS COMERCIALES

En el año 2013 la compañía prestó sus servicios a 151.292 usuarios, de los cuales 4.009 ingresaron durante este período. La energía vendida presentó un crecimiento de 4,63% al pasar de 495.672 MWh/año en el 2012 a 518.628 MWh/año en el 2013.

Durante el 2013 se redujeron en 8 minutos los tiempos de atención al cliente, pasando de 20 minutos promedio en el 2012 a 12 minutos promedio en el 2013, manteniendo de esta manera un servicio de calidad dirigido a 57.712 usuarios que visitaron la sala de atención.

Compras de Energía en el MEM

De conformidad con la información suministrada por la empresa en visita realizada en el mes de mayo de 2014, para el mercado regulado los niveles de exposición a bolsa no se estimaban significativos para el año 2014, mientras que para los años 2015 y 2016 estaban en promedio en el 34% y el 5%, respectivamente. Para mitigar dicha situación, la empresa adelantó durante los meses siguientes cuatro procesos de compra de energía para los años 2015, 2017 y 2018.

En cuanto a la cobertura para el mercado no regulado, la empresa reportó para el año 2014 una exposición del 40%, cifra que aunque bastante elevada, tiene a disminuir a partir del mes de julio al 19%, por la salida del Alumbrado Público de Bucaramanga como cliente no regulado de la empresa. En relación con el año 2015, la empresa reporta una exposición del 22% para el primer trimestre del año, la cual desaparece para los trimestres restantes. Igual situación se presenta para el año 2016, reportando incluso excedentes para los tres últimos trimestres del año. De igual manera, la empresa adelantó un proceso de compra de energía para cubrir su demanda no regulada para los años 2015 y 2017.

Revisado el proceso de compra de energía CE-003-2013 con el fin de verificar el cumplimiento de las condiciones establecidas en la Resolución CREG 168 de 2008, no se evidenciaron irregularidades.

4.1. Estructura del mercado

EEP S.A. ESP presta el servicio de energía a los municipios de Pereira y Dosquebradas a 151.292 usuarios distribuidos conforme al uso de la siguiente manera:

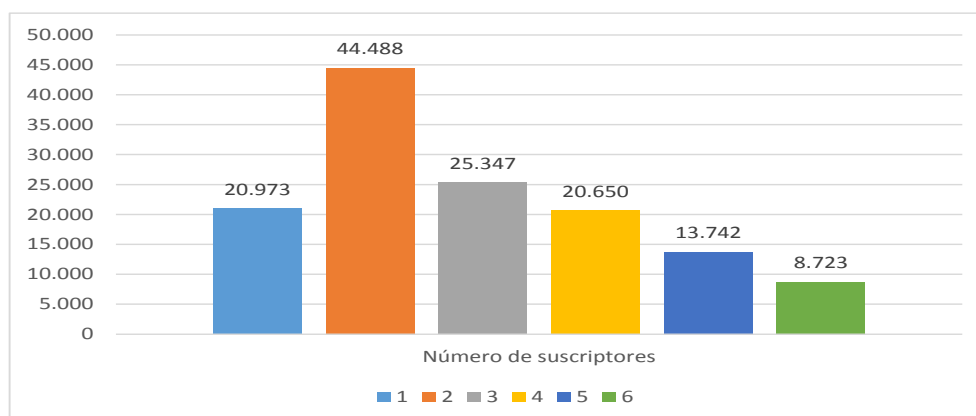
Tabla 4.1.1. Relación de suscriptores EEP S.A.ESP. 2013

USO	SUSCRIPTORES
Residencial	133.923
Industrial	803
Comercial	14.568
Oficial	721
Otros	1.277

Fuente: SUI

Así mismo, los 133.923 usuarios residenciales, se encuentran distribuidos de la siguiente manera:

Gráfica 4.1.1 Distribución de Usuarios Residenciales por estrato 2013



Fuente: SUI

4.2. Niveles de Consumo

El consumo en lo corrido del año 2013 fue de 518.628 MWh/año y de acuerdo al uso, se distribuye de la siguiente manera:

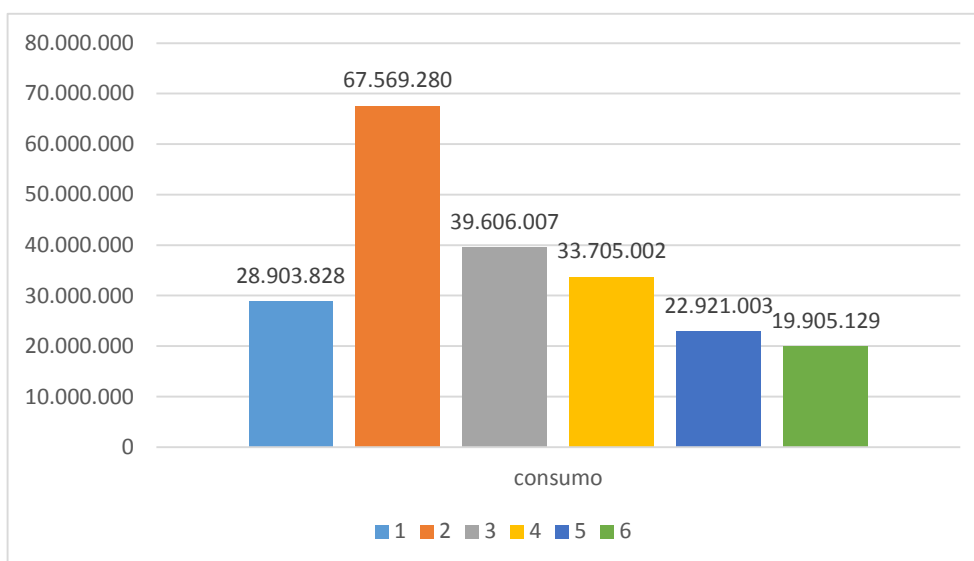
Tabla 4.2.1. Relación de consumo de energía - EEP S.A. ESP 2013

USO	CONSUMO EN KWh
Residencial	212.610.249
Industrial	45.929.515
Comercial	137.848.657
Oficial	18.170.941
Otros	103.030.206

Fuente: SUI

La distribución de los 212.610.249 KWh. por estrato se presenta de la siguiente manera:

Gráfica 4.2.1 Distribución del consumo Residencial por estrato 2013



Fuente: SUI

4.2.2. Comportamiento del indicador de pérdidas

Tomando como referente el año 2005 se tiene que el indicador de pérdidas comerciales ha bajado del 25.14%, pasando por un período de transición entre los años 2008 y 2009, en el que se mantuvo el 20% y retomando un descenso, hasta llegar a la vigencia del año 2013 con 11.86%.

Se destaca que comparado con el año 2005, las ventas que se realizan de energía se han incrementado en un 44.3%, mientras que la demanda de energía sólo se ha incrementado en el 22.0%, lo que explica que la evolución de este indicador está compuesto por incremento en las ventas y por disminución en la compra de energía.

Tabla 4.2.2. Histórico de pérdidas de energía 2005-2013

AÑO	VENTAS GWh	PERDIDAS GWh	PORCENTAJE %
2005	361	123	25,14
2006	386	116	22,62
2007	399	107	20,88
2008	411	104	20,00
2009	415	103	18,40
2010	455	94	17,17
2011	477	79	14,27
2012	495	72	12,75
2013	521	70	11,86

Fuente: EEP

4.2.3. Actividades Proyecto Reducción de Pérdidas.

4.2.3.1. Macro medición

Al cierre de la vigencia del año 2013 se tiene una cobertura con macromedición del 42% de los transformadores energizados, que representan el 83.4% de los suscriptores del servicio, ya que este control ha estado enfocado a los transformadores que tengan mayor cantidad de usuarios vinculados a sus redes.

El 13.8% de los transformadores que faltan por macromedir tienen al menos 5 usuarios vinculados, es por esta razón que en la siguiente vigencia se les dará prioridad de instalación de estos macromedidores.

Tabla 4.2.3. Cobertura Macromedición por Suscriptor

MACROMEDICIÓN- SUSCRIPITORES	
Total suscriptores	151.213
Suscriptores macromedidos	126.136
Suscriptores sin macromedir	25.077
Cobertura suscriptores %	83,4%

Fuente: EEP

4.2.4. Revisión de instalaciones

Con la ejecución de 60.344 actividades de revisión en el año 2013 se obtuvo una efectividad en las mismas del 12.3%, siendo un total de 7.400 las actas que tuvieron que ver con novedades representativas o irregularidades en la medida y/o acometidas del servicio de los usuarios.

Es de destacar que la cobertura de suscriptores intervenidos con las revisiones fue del 28.8%, destacándose buena presencia en los usos no residenciales, sin dejar de mantener la gestión en los estratos residenciales.

En estas revisiones también se llevaron a cabo cambios de medidores por errores de precisión en los mismos, por actualización tecnológica o por el deseo del usuario adquirirlo con la compañía en el momento de hacer su trámite de matrícula en las oficinas de atención al cliente de la compañía.

Adicional a la revisión de medidores y acometidas de clientes facturables, se destacan también 1.025 revisiones a macromedidores.

De la cantidad de actividades que se tenían programadas en la vigencia del año 2013, se dio cumplimiento con la ejecución del 119.5%.

La determinación de las campañas de revisión viene motivada por seguimiento a comportamiento de los macromedidores o por crítica realizada en el sistema comercial a los consumos de los usuarios o por solicitud directa del usuario interesado.

Es de destacar que en el año 2013 también se llevaron a cabo revisiones de usuarios que nunca se habían intervenido, esto con el fin de obtener un referente y actualización de datos técnicos en el sistema comercial de la compañía.

En el mes de Marzo se instalaron y/o cambiaron 959 medidores con participación del 34,6%; 25,8%; 25,2% y 14,4%, en procesos de: innovación tecnológica, incorporación, normalización y cambios, respectivamente.

La participación por tipo de medidor estuvo en proporciones del 44,2%; 47,7% y 8,1% para medidores monofásicos, trifilares y trifásicos, respectivamente.

4.2.5. Normalizaciones

En el 2013 se tenía prevista la ejecución de 6.320 actividades de normalización, a las cuales se les dio un cumplimiento del 153.5%, representando una cobertura del 6.4% de los usuarios atendidos.

De estas actividades de normalización el 21.9% requirieron adecuación completa, mientras que el 15.3% fueron complementarias a la instalación previa de un medidor. El resto de las actividades realizadas por normalización, tuvieron que ver con el cambio o instalación de alguno de sus componentes, para conseguir el cumplimiento de la norma técnica en la medición y su correspondiente acometida, destacándose en este segmento una proporción del 25.8%, correspondiente a cambio de acometidas, por intervención en remodelación de redes.

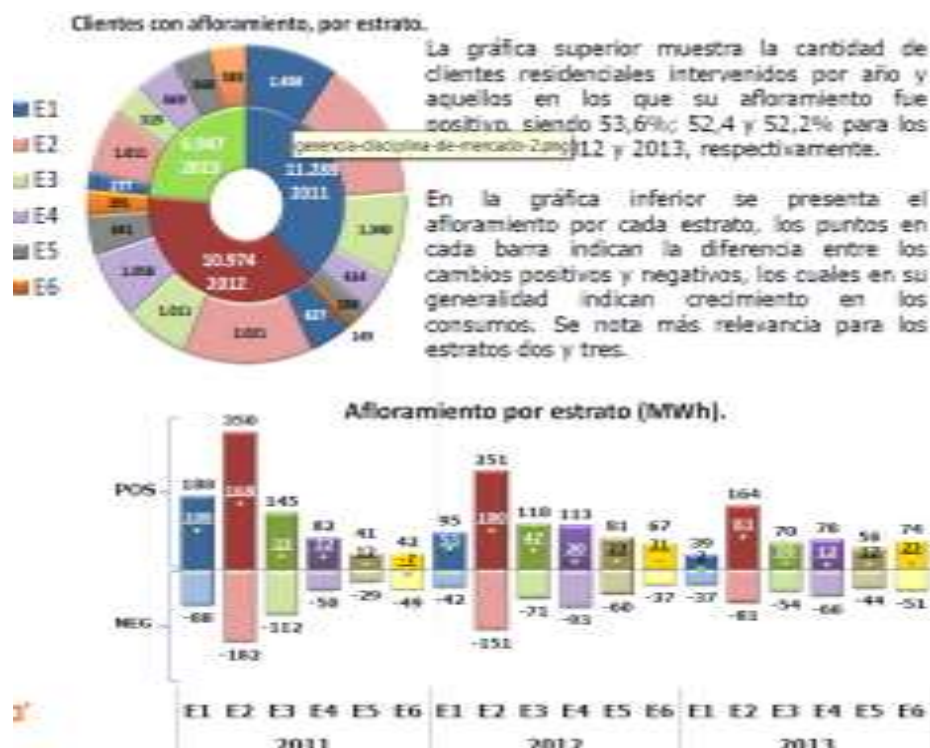
4.2.6. Clientes con cambio de medidor

Estando la mayor proporción de los medidores instalados representada por las normalizaciones y los cambios por innovación tecnológica.

De acuerdo con el tipo de acometida hubo incremento en los cambios de medidor bifásicos, aunque la mayor proporción sigue estando en los medidores monofásicos.

Con el ánimo de facilitar a sus usuarios el cumplimiento de las normas técnicas vigentes, EEP S.A. ESP da la posibilidad a sus usuarios para que realicen los trabajos de normalización y cambio de medidor con el personal técnico calificado con que cuenta la empresa, los que les permite hacer importantes ahorros y obtener beneficios adicionales como garantía de tres (3) años para los medidores, amplios planes de financiación y lo más importante: el respaldo de EEP S.A. ESP

Tabla 4.2.4. Recuperación de energía por cambio de medidor



Fuente: EEP

4.2.7. Evolución de la medida

En el año 2013 se hicieron campañas que garantizaron la disminución en la cantidad de clientes no medidos que se tienen en el mercado de comercialización de la compañía, alcanzando el 0.26% para este indicador al finalizar la vigencia del año 2013, equivalente a 400 suscriptores, esto por la reducción de los usuarios conectados en servicio directo, destacando que este indicador en el año 2006 estaba en el 4.89%.

Uno de los principales factores que mantiene controlado el indicador de pérdidas es el correcto funcionamiento de la micromedida, es por esto que se realizan campañas de revisión y de normalización que conllevan a remplazar los medidores que se encuentran funcionando anormalmente, o que requieren su cambio por considerarse que hay instrumentos en el mercado que hacen la misma función y que son más precisos. Esto siempre garantizando que se respete el debido proceso al usuario y amparados por el marco legal y regulatorio vigente.

Es así como en el año 2013 se realizaron cambios de 9.821 medidores.

4.2.8. Nuevo Esquema de Conexión GPRS

FORTALEZAS:

- Aprovechar al máximo la plataforma Prime Red multielectora por medio de la red de la empresa optimizando velocidad y confiabilidad en la comunicación.

- Este tipo de esquemas de conexión permite tener la información en las bases de datos sin depender de una sola máquina.
- Ser competitivos en cuanto a las tecnologías que van implementando otras empresas buscando un mejor servicio al cliente.

Conjuntamente con el área Técnica y el área de T.I se brindó el soporte necesario al personal de Schneider en la instalación y configuración de comunicaciones, vinculando los nuevos equipos ION 8650 a nuestro software multilector Prime Read mediante la red de la empresa garantizando de esta forma confiabilidad en la comunicación y de paso seguridad en el momento de reporte diario de la misma cumpliendo de esta forma con la regulación vigente.

4.2.9. Equipos Antiguos Comunicados Por Línea Telefónica Y GPRS Equipos ION Comunicados Por Red EEP

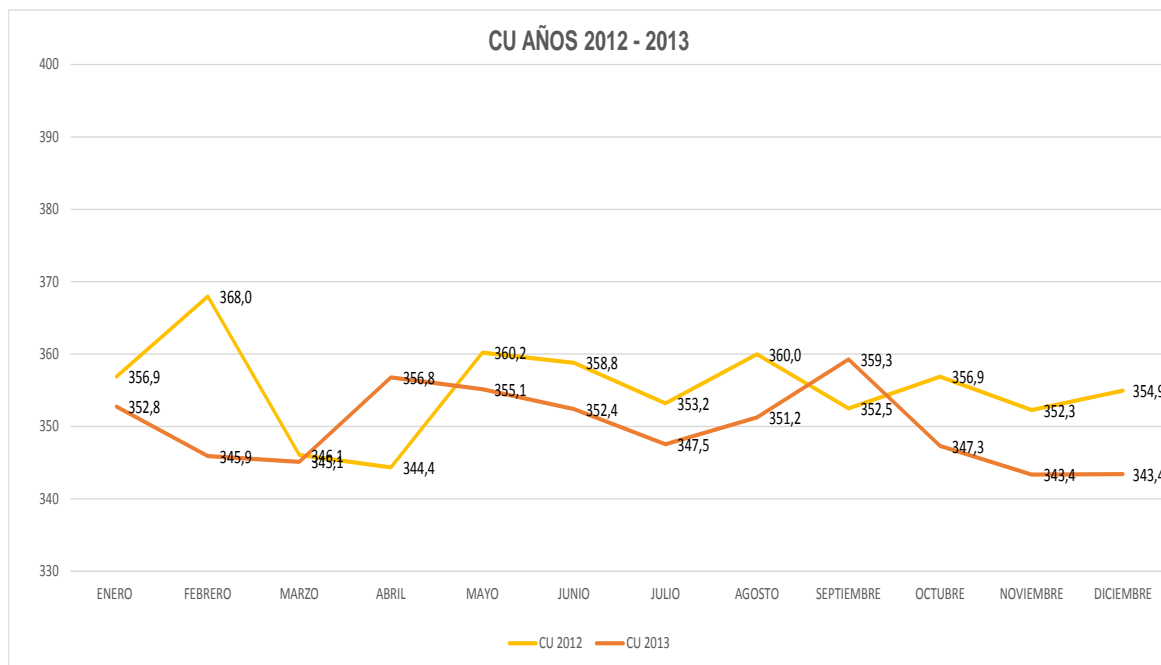
Centro de Control Disciplina de Mercado

4.3. Análisis Tarifario

4.3.1. Costo Unitario de Prestación del servicio 2012-2013

En la gráfica a continuación se presenta un comparativo para los años 2012 y 2013 del comportamiento mensual del costo unitario de prestación del servicio de energía.

Gráfica 4.3.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio Año 2012 y 2013



Fuente: Información Publicada por la ESP

El comportamiento del CU durante el 2013 fue relativamente estable presentando su mayor valor en el mes de septiembre, \$359.3/KWh, sin embargo, para el mes de Diciembre la tarifa disminuyó cerca del 3%. Comparado con el promedio del CU observado durante el 2012, se tiene que en términos reales el CU disminuyó \$5/KWh.

Las componentes de generación, distribución y comercialización dentro del CU, tienen una participación que alcanza el 80%.

4.3.2. Comportamiento del CU para el prestador con respecto a su ADD durante el 2013

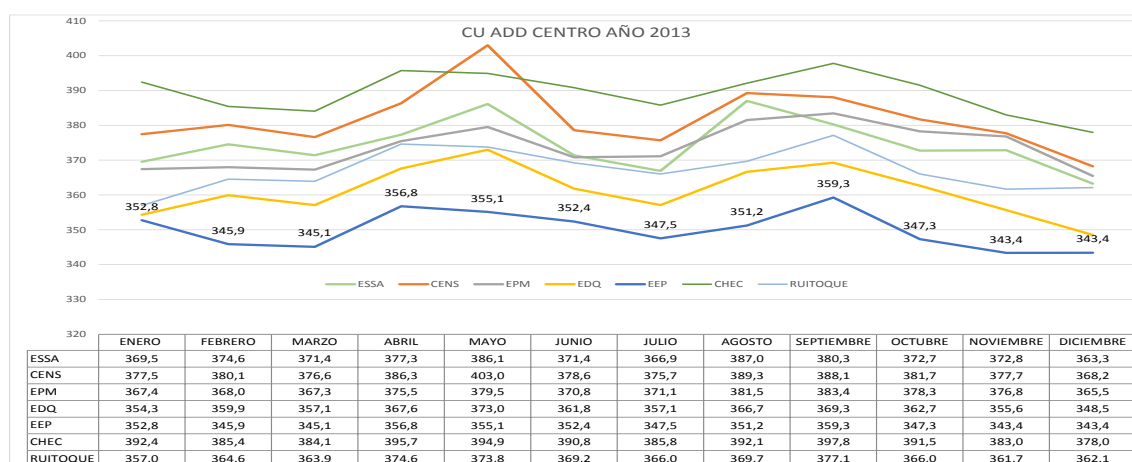
En el esquema de áreas de distribución por una parte se tienen los cargos por uso propios de cada operador de red y por la otra, se tiene el cargo unificado del área de distribución. En ésta se observa que teniendo en cuenta el Dtun como referencia, dentro de un ADD, existirán agentes que se dispongan por encima y/o por debajo de la referencia, debido a que el cargo por uso de cada OR tiene una relación directamente proporcional con la cantidad de activos (infraestructura) que haya dispuesto para atender su demanda, a la inversión y al mantenimiento que se le realice a estos, la dispersión de su mercado y a la calidad del servicio prestado.

Para este esquema, aquellos agentes que se encuentran por debajo del Dtun se conocen como excedentarios ya que vía tarifa estos comercializadores deberán cobrar a sus usuarios el costo unitario de prestación del servicio Cu calculado con el Dtun y no con su Dt, por lo tanto, al no aplicar su cargo, que es más bajo que el facturado, están recaudando excedentes pro-rata del consumo total facturado por cada nivel de tensión, los cuales deberán ser trasladados a los prestadores deficitarios.

Para el año 2013 se observa que el CU de la empresa EEP S.A. ESP se encuentra por debajo del calculado por la empresas que conforman esta ADD, esto es: Electrificadora de Santander, Centrales Eléctricas de Norte de Santander, Empresas Públicas de Medellín, Empresa de Energía del Quindío, Central Hidroeléctrica de Caldas y Ruitoque.

Conforme lo anterior se concluye que el Dt de EEP está por debajo del calculado para esta área de distribución.

Gráfica 4.3.2. Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD Centro 2013



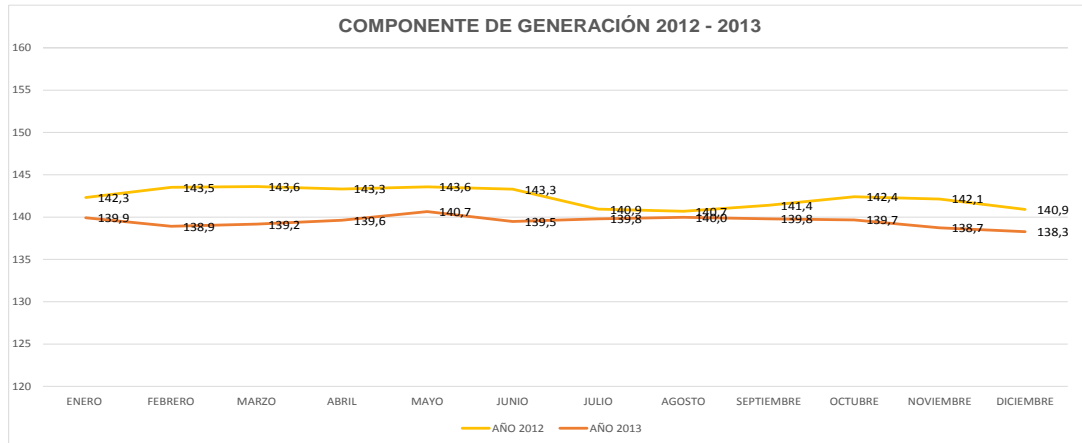
Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD Centro

4.3.3. Análisis por componente del CU para los años 2012-2013

4.3.3.1. Componente Generación

En la siguiente gráfica se presenta el comportamiento del componente de generación durante los años 2012 y 2013.

Gráfico 4.3.3.1. Comparativo G 2012 – 2013



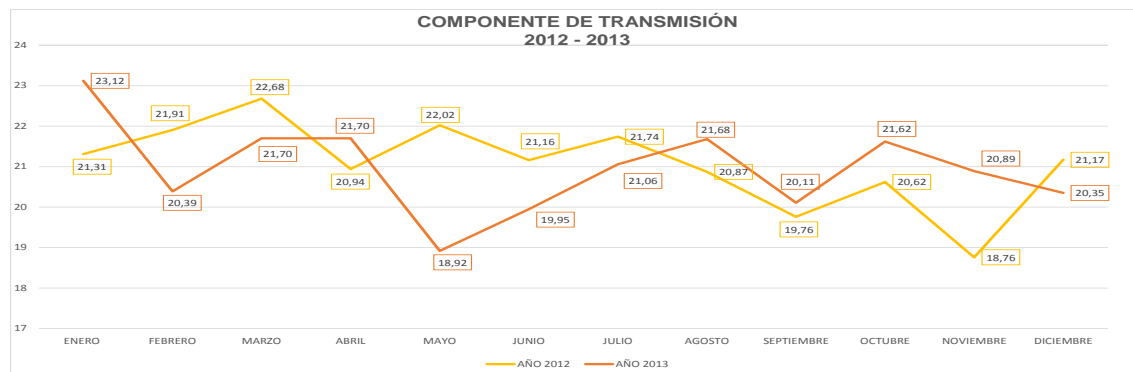
Fuente: Información Publicada por la ESP

Se evidencia para los dos años un comportamiento bastante estable, lo cual en gran medida obedece a la baja exposición a bolsa que maneja el prestador, lo anterior, por cuanto cerca del 98% de la energía que comercializa se transa mediante contratos y negociaciones bilaterales.

4.3.3.2. Componente de Transmisión

La gráfica 4.3.3.2, presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:

Gráfico 4.3.3.2. Comparativo T 2012 – 2013



Fuente: Información de la ESP – Publicada por XM

A partir de la entrada en vigencia de la resolución 157 de 2011, a partir de Julio de 2012, el LAC cambió la fecha de publicación de los cargos del STN y STR donde el insumo para el cálculo es la mejor información disponible, por lo que la información es publicada de manera actualizada, es decir, los cargos propios del mes m.

Al igual que el año 2012, durante el 2013 el prestador calculó su CU utilizando el T definido por XM, conforme lo definido por la normatividad regulatoria, presentando un comportamiento estable que osciló en promedio \$3/KWh durante el año.

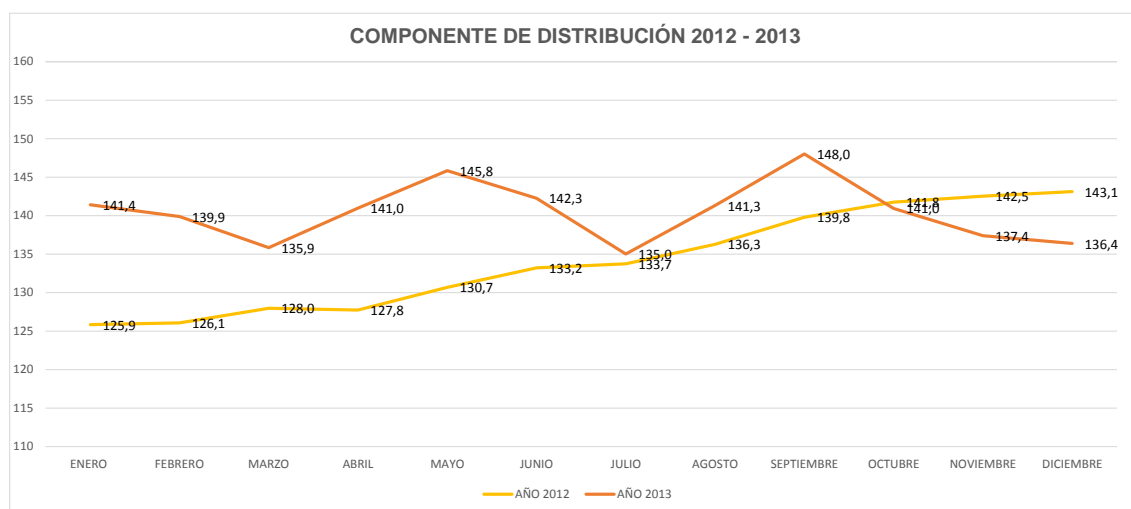
4.3.3.3. Componente de Distribución D

El Ministerio de Minas y Energía –MME mediante la resolución 18 0574 del 17 de Abril de 2012, determinó el Área de Distribución Centro, de la cual hace parte la empresa de EEP S.A. ESP, buscando con ello la integración de varias con el fin de normalizar la componente de distribución –D de la tarifa regulada.

Los otros prestadores que hacen parte de la ADD Centro: son Empresas Públicas de Medellín ESP, Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. ESP, Electrificadora de Santander S.A. ESP, Empresa de Energía de Quindío S.A. ESP, Ruitoque S.A. ESP y Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. ESP

En la gráfica a continuación se muestra el comportamiento de este componente a lo largo del 2013 comparado con su comportamiento durante el 2012.

Gráfico 4.3.3.3. Comparativo D 2012 – 2013



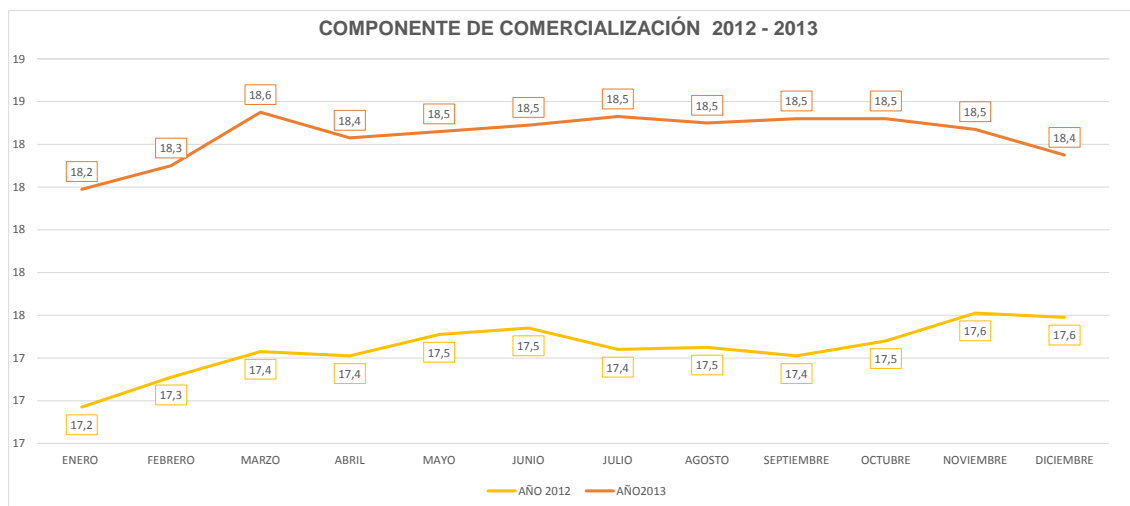
Fuente: Información Publicada por la ESP

Es importante señalar que durante el 2013 la CREG expidió resolución No. 133 con la cual se busca mitigar el impacto que sobre las tarifas se venía presentando en las ADD por cuenta de las oscilaciones importantes en los cargos únicos de distribución del nivel de tensión 1, de manera que mediante la mencionada resolución se presenta un esquema de acotación de los picos generados por estas fluctuaciones.

4.3.3.4. Componente de Comercialización

Se mantiene la tendencia estable de este componente, similar a la observada durante el 2012.

Gráfico 4.3.3.4. Comparativo C 2012 – 2013



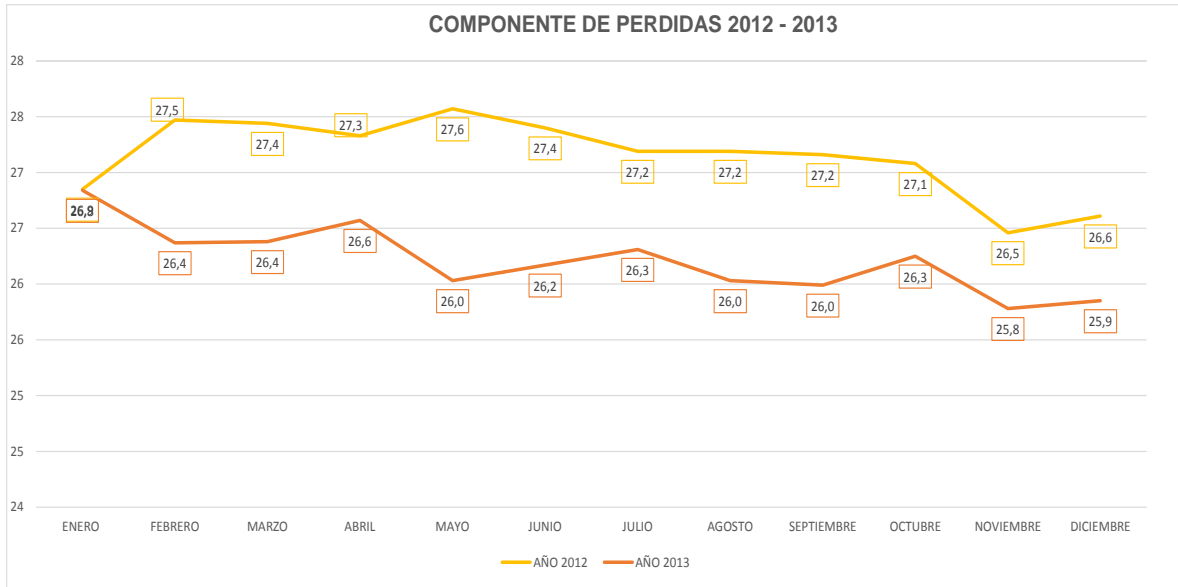
Fuente: Información Publicada por la ESP

En promedio EEP S.A. ESP incluye en su costo unitario, en promedio \$18/KWh por la actividad de comercialización del servicio de energía.

4.3.3.5. Componente de Pérdidas

Dado que la componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, las variaciones parciales evidenciadas durante el año en estas variables, dan como resultado una variación negativa promedio respecto del año inmediatamente anterior de 3,43%.

Gráfico 4.3.3.5. Comparativo Pr 2012 – 2013

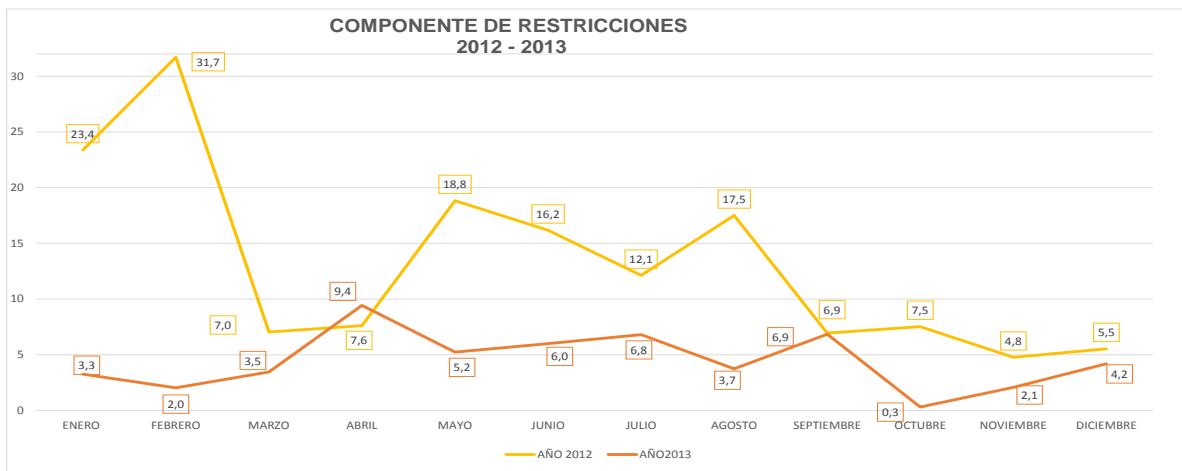


Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.6. Componente de Restricciones

Durante el 2013 se observa una tendencia decreciente de este componente, comportamiento mucho más estable que el sucedido en 2012. Comparado con el 2012, el costo promedio de este componente disminuyó 66%, cerca de \$8/KWh.

Gráfico 4.3.3.6. Comparativo R 2012 – 2013



Fuente: Información Publicada por la ESP

En términos generales, la mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía y los cargos de distribución, sin embargo, dado que la variable G junto con la Distribución Dt, la comercialización CV, las pérdidas PR y transmisión T son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen las Restricciones RM.

4.3.3.7. Porcentaje de participación por componente en el CU

En el cuadro a continuación se presenta la participación de cada uno de los componentes tarifarios en la definición del costo unitario de prestación del servicio.

Participación por componente en el CU 2013													
Periodo	G		T		PR		D		C		R		CUV
1	139,9	40%	23,1	7%	26,8	8%	141,4	40%	18,2	5%	3,3	1%	352,8
2	138,9	40%	20,4	6%	26,4	8%	139,9	40%	18,3	5%	2,0	1%	345,9
3	139,2	40%	21,7	6%	26,4	8%	135,9	39%	18,6	5%	3,5	1%	345,1
4	139,6	39%	27,7	8%	26,6	7%	141,0	40%	18,4	5%	9,4	3%	356,8
5	140,7	40%	18,9	5%	26,0	7%	145,8	41%	18,5	5%	5,2	1%	355,1
6	139,5	40%	20,0	6%	26,2	7%	142,3	40%	18,5	5%	6,0	2%	352,4
7	139,8	40%	21,1	6%	26,3	8%	135,0	39%	18,5	5%	6,8	2%	347,5
8	140,0	40%	21,7	6%	26,0	7%	141,3	40%	18,5	5%	3,7	1%	351,2
9	139,8	39%	20,1	6%	26,0	7%	148,0	41%	18,5	5%	6,9	2%	359,3
10	139,7	40%	21,6	6%	26,3	8%	141,0	41%	18,5	5%	0,3	0%	347,3
11	138,7	40%	20,9	6%	25,8	8%	137,4	40%	18,5	5%	2,1	1%	343,4
12	138,3	40%	20,4	6%	25,9	8%	136,4	40%	18,4	5%	4,2	1%	343,4

Fuente: Información publicada por el prestador - Cálculos DTGE

Cerca del 80% del CU, está determinado por los componentes de generación y distribución, sin embargo su comportamiento es relativamente estable a lo largo del año, mientras que los componentes de transmisión y restricciones aunque representan un porcentaje más bajo en la definición del CU, presentan una mayor variación durante el año.

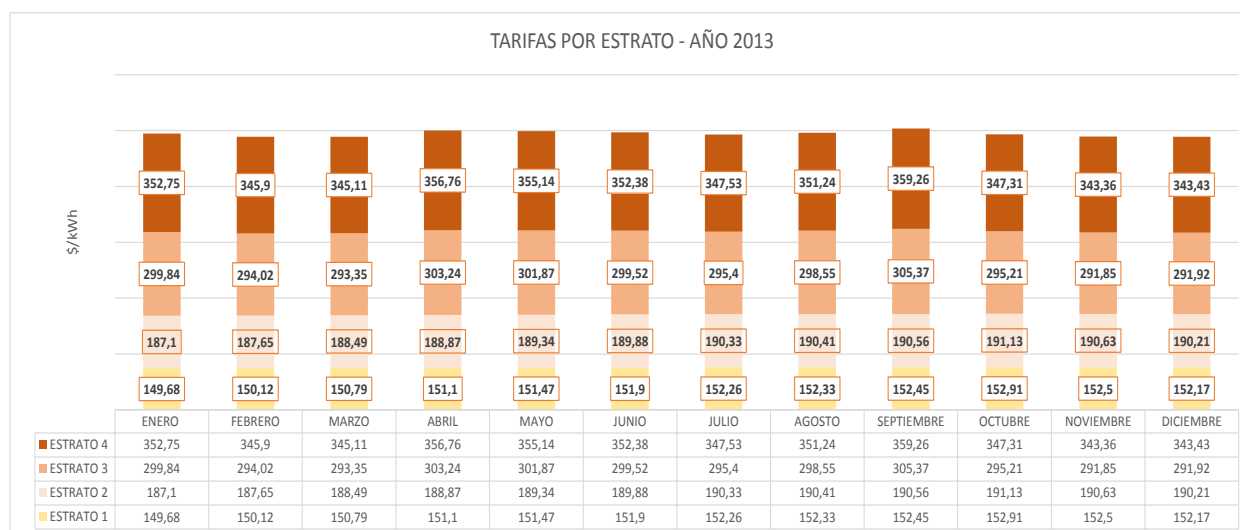
4.3.4. Evolución de las tarifas 2013

Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas mensualmente por el prestador durante el año 2013 y corresponden a las publicadas en los años 2012 y 2013 por las empresas comercializadoras de energía eléctrica, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la empresa.

En la gráfica a continuación se observa la tarifa aplicada por EEP S.A. ESP a cada estrato durante el año 2013; en el límite superior se reflejan las tarifas de estrato 4 y van descendiendo hasta el estrato 1 en el límite inferior.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 352.75\$/KWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 149.68\$/KWh, asignado un subsidio del 57% para este periodo.

Gráfica 4.3.4. Tarifas mensuales durante el 2013 por estrato



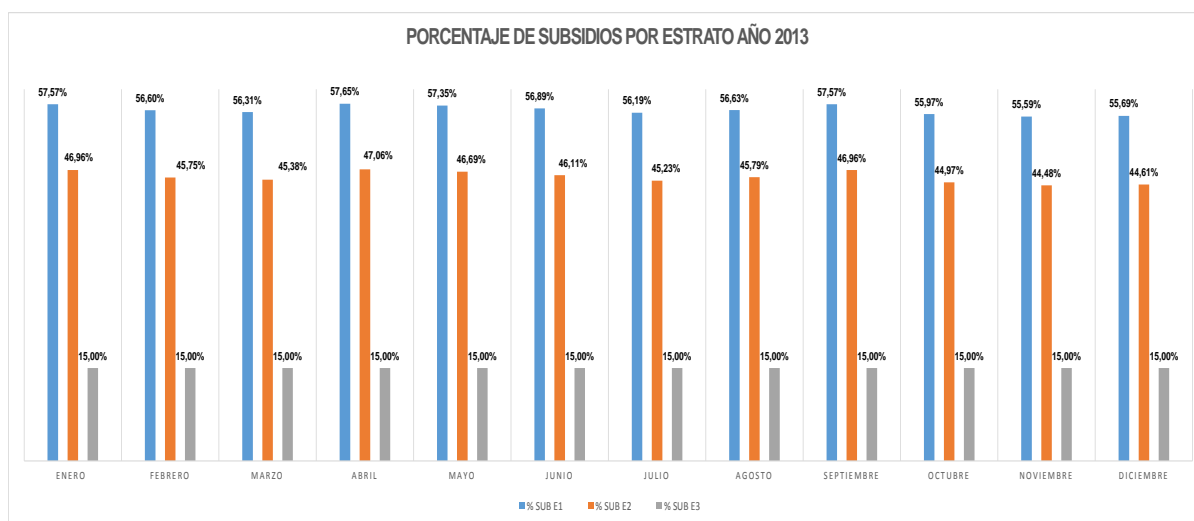
Fuente: Información Publicada por la ESP

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que las tarifas aplicadas durante el 2013 tuvieron un comportamiento estable, en el caso del estrato 1 y 2 se incrementaron en 1.7%, mientras que los usuarios de los estratos 3 y 4 observaron una leve disminución del 2.6% en sus tarifas a lo largo del año.

4.3.4.1. Subsidios aplicados durante el 2013

Los porcentajes de subsidios aplicados por el prestador no superaron los topes establecidos en la Ley, los estratos 1, 2 y 3 son subsidiados hasta con el 60%, 50% y 15% respectivamente.

Gráfica 4.3.4.1. Subsidios aplicados 2013



Fuente: Información Publicada por la ESP

4.4. Facturación

La empresa ha facturado 164.556'673.166 por concepto de servicio de energía los usuarios que les presta el servicio, distribuido por uso de la siguiente manera:

Tabla 4.4.1. Relación Facturación por uso - EEP S.A.ESP. 2013

Uso	Facturación
Residencial	74.089.313.552
Industrial	12.803.849.657
Comercial	43.323.675.471
Oficial	5.686.721.474
Otros	28.653.113.012

Fuente: SUI

La facturación por estrato socioeconómico se distribuye de la siguiente manera:

Tabla 4.4.2. Relación facturación de energía por estrato - EEP S.A. ESP. 2013

Estrato	Facturación
1	10.133.512.213
2	23.673.628.209
3	13.916.493.580
4	11.734.736.668
5	7.859.880.175
6	6.771.062.707

Fuente: SUI

4.4.1. Demanda Comercial Acumulada. Año 2013 – 2014

Se presenta un incremento gradual de la demanda comercial anual de marzo de 2013 a marzo de 2014 en 26,07 GWh, que de acuerdo al promedio de tendencia mensual representa un crecimiento de 2,19 GWh.

El incremento en la demanda operativa acumulada anual de marzo de 2013 a marzo de 2014, 10,08 GWh con respecto al mismo mes del año anterior.

4.5. Subsidios y Contribuciones

La siguiente tabla, presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2012 y 2013, de acuerdo con la información reportada al SUI por el prestador.

Estrato/Sector	AÑO 2012	AÑO 2013
Estrato 1	4.703.415.705	4.669.957.461
Estrato 2	8.462.145.091	8.132.830.433
Estrato 3	1.532.704.165	1.556.301.784
Total Subsidios	14.698.264.961	14.359.089.678
Estrato 4	2.747.430	-378.009
Estrato 5	1.554.124.141	1.592.429.020
Estrato 6	1.303.157.343	1.352.265.814
Industrial	1.659.247.270	1.029.691.163
Comercial	8.509.679.410	8.570.361.027
Otros	129.960.091	144.729.499
Total Contribuciones	13.158.915.685	12.689.098.514
Deficit	-1.539.349.276	-1.669.991.164
Fuente: SUI - Cálculos SSPD		

En los usuarios regulados el comportamiento del balance fue deficitario, debido a que la mayoría de la población atendida por el prestador en este mercado pertenece a los estratos 1 y 2, los cuales tienen derecho a un subsidio máximo del 60% y 50% respectivamente, de otra parte los recursos procedentes de los aportes solidarios, se

han disminuido para el caso de los usuarios del sector industrial a partir de la los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME, situación que ha incrementado la brecha entre los subsidios otorgados y los recursos para cubrirlos provenientes del FSSRI.

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador se incrementó 8,5%, cerca de \$131 millones entre los años 2012 y 2013. La empresa otorgó durante el 2013 subsidios cercanos a \$14.359 millones, de los cuales el 57% (\$8.132 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2 , 33% al estrato 1 (\$4.670 millones) y por último 11% a los usuarios del estrato 3 (\$1.556 millones), además facturó contribuciones por un valor total de \$12.689 millones los cuales fueron en su mayoría (68%) del sector comercial (\$8.570 millones), los aportes de los usuarios del estrato 5 y 6 representan cerca del 24% de los aportes totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$1.670 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$14.359 millones y recaudar un total de \$12.689 millones por concepto de contribución.

4.7. Inversiones a nivel de atención al cliente

4.7.1. Responsabilidad Social Empresarial 2013

La responsabilidad social empresarial es la capacidad de respuesta que tiene una empresa o una entidad frente a los efectos e implicaciones de sus acciones sobre los diferentes grupos con los que se relaciona, de esta forma las empresas son socialmente responsables cuando las actividades que realiza se orientan a la satisfacción de las necesidades y expectativas de sus miembros, de la sociedad y de quienes se benefician de su actividad comercial, así como también, al cuidado y preservación del entorno.

En este sentido se hace énfasis en la importancia y el compromiso que La Empresa de EEP S.A. ESP, tiene con lo social, brindándoles sostenibilidad y mejoramiento de la calidad de vida a los grupos vinculados; colaboradores, líderes, madres cabeza de hogar, niños y comunidad en general; es así como a partir de esta labor se convierte en una fuente de resultados muy positivos y de mejoramiento de la población beneficiaria para este año.

4.7.2. Líneas de Intervención Plan de Responsabilidad Social Empresarial 2013

A continuación se presentan los programas desarrollados, la población beneficiada y los impactos obtenidos.

EEP S.A. ESP vive la comunidad

Objetivo

1. Sensibilizar las diferentes comunas de la ciudad de Pereira mediante la propuesta denominada “EEP , vive la comunidad”
2. Rescatar el tejido social a través de actividades culturales en las comunidades urbanas y rurales de la ciudad de Pereira.

3. Fortalecimiento y apoyo de la red de líderes como actores mediadores entre las políticas de responsabilidad social y la comunidad

4.7.3. Desarrollo de la actividad

Teniendo en cuenta, que EEP S.A. ESP viene en un proceso de capacitación de líderes, vocales de control, presidentes de Juntas de Acción Comunal y comuneros, se considera de vital importancia hacerlos parte importante de la empresa, involucrándolos en el proyecto EEP Vive la comunidad, pues son ellos quienes conocen las necesidades y problemáticas de su entorno en cuanto a la compañía. En este sentido se han programado en forma conjunta, tanto líderes como empresa las jornadas que se están realizando actualmente en las comunas y es allí donde ellos dan ese aporte importante:

- A- Realizamos un cronograma previo con los líderes para desarrollar el trabajo en las comunas.
- B- Se informa a las diferentes áreas de la Empresa de Energía el cronograma a seguir durante el mes para contar con su disposición y apoyo: Comercial, planeación, Disciplina de mercado, logística, seguridad y tecnología informática.
- C- Se realiza perifoneo de cada actividad en las comunidades donde se ubica el punto naranja con su proyecto "EEP Vive la Comunidad".
- D- Se dispone del punto de atención naranja en el sitio acordado y allí se atienden todo tipo de solicitudes en cada sector: Créditos, solicitudes de información, normalización, independización, reclamaciones por consumo, explicación de la factura y eficiencia energética entre otros.
- E- El día de la jornada, los líderes (capacitados en temas como facturación y normalización), trabajadora social y socializador EDEC nos disponemos a realizar trabajo puerta a puerta, para contar los beneficios del punto naranja y así mismo aclarar inquietudes a los usuarios en sus casas sobre facturación y otros cobros.
- 1- F-Se Aprovecha la asistencia de los niños de los sectores en el lugar se les da la charla sobre URE en el hogar los cuales se comprometen a transmitir el mensaje a los demás miembros de la familia, al final se les obsequia un juego de escalera el cual tiene un instructivo para ahorrar energía.
- F- Se realizan charlas para concientizar a la comunidad sobre el uso racional de energía, de una forma didáctica en la cual se muestra el funcionamiento del medidor cuando se tienen algunos electrodomésticos y bombillas, así como la responsabilidad de los usuarios para realizar el pago oportuno de la factura, pues es un servicio fundamental para tener mejor calidad de vida.

4.7.4. Peticiones Generales de los Usuarios:

- Solicitud de crédito.
- Solicitud de independización
- Solicitud traslado de poste
- Solicitud revisión de medidores
- Solicitud de información en cuanto a:
 - Retiro cuota de asistencia técnica
 - Cobros Atesa de Occidente y
 - Tarifa.

4.7.5. Aspectos para resaltar

- 1- El apoyo brindado por los líderes de cada comunidad en las jornadas “EEP vive la comunidad” pues se realizó trabajo puerta a puerta donde se entregaba la cartilla de seguridad del usuario, el plegable de ahorro de energía y además, se les aclaraba dudas a los usuarios sobre la factura y otros cobros.
- 2- En términos generales, se puede decir que los usuarios desconocen los cobros facturados y asumen que el total de la factura corresponde a la empresa de energía, por ende hablan de la tarifa de la empresa como el total de la factura.
- 3- Se pudo evidenciar que Atesa de occidente realiza cobros elevados a los usuarios, dándose casos de doble facturación. En este sentido se puede decir que Atesa de occidente resta imagen a la Empresa de Energía.
- 4- Al igual que Atesa, los cobros de asistencia técnica también son exagerados, y en su mayoría los usuarios manifiestan nunca haber firmado contratos con Cotrasoc, el cual exige cláusula de permanencia. Sin embargo, se les explica cómo hacer el retiro del servicio.

4.8 Peticiones Quejas y Reclamos

La empresa dentro de las políticas de atención al público, se busca cada vez mejorar las oficinas de atención, ubicándolas lo más cercana, cómodas, con suficiente información ilustrativa, al usuario. Al igual que el acceso a medios electrónicos acorde con el avance de la tecnología y la informática, para que su uso sea confiable y expedito por los usuarios.

Tabla 4.8.1. Peticiones, Quejas y Recursos por tipo

PQR POR TIPO DE CAUSAL				
2014	2.013	CODIGO	ID ESP	CAUSAL
24	24	22	2073	Condiciones de seguridad o riesgo
97	110	21		Solidaridad
121	190	11		Cobro de otros bienes o servicios en la factura
242	212	13		Estrato
544	665	23		Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario
965	1.148	8		Error de lectura
1834	1.197	12		Calidad del servicio
1981	2.353	19		Medidor o cuenta cruzada
2426	2.533	15		tarifa cobrada
3918	3.350	9		Falla en la prestación de servicio
8347	10.642	10		cobro de otros cargos de la empresa
9435	11.045	1		Aforo
24000	28.735	2		Alto consumo

Fuente: SUI

4.8.1. Proceso de atención a Clientes en Centro de Servicio

Una vez el cliente se acerca al centro de servicio ubicado en el centro de la ciudad, toma un turno del dispensador que se encuentra en la entrada y espera ser llamado en sala.

Llamado el Cliente, para ser atendido por el asesor, éste recepciona la solicitud y gestiona de manera integral la misma para dar por finalizada la atención.

4.8.1.1. Proceso Administrativo de Recuperación de Energía

Siendo esta etapa complementaria a las revisiones ejecutadas en terreno, el Proceso Administrativo de Recuperación de Energía PARE surte el debido proceso, siendo garante de los derechos de los usuarios, permitiendo llevar a facturación la energía que se ha dejado de cobrar al usuario cuyo equipo de medida ha evidenciado tener una irregularidad que deja de registrar su consumo de manera total o parcial.

Es así como en el año 2013 se han llegado a facturar 1.19 GWh, los cuales representan ingresos de \$415 millones por la Energía y \$121 millones por las correspondientes revisiones

4.8.2. Los canales de atención con los cuales cuentan los Clientes para hacer sus solicitudes a la Empresa

- A. Centro de Servicio.
- B. Fono línea.
- E. Canales Virtuales de Atención.

En la atención comercial la empresa busca la satisfacción y ofrecerte soluciones adecuadas y oportunas, por eso cuenta con diferentes canales de atención:

Tabla 4.8.2. Tiempos de Respuesta

TIEMPOS DE RESPUESTA	
AÑO 2014	DÍAS HÁBILES
enero	7,80
febrero	7,50
marzo	7,20

Fuente: EEP

Se tiene tiempo de atención de PQRs, de 7,2 días hábiles, alcanzando la meta planteada para el mes, sin embargo se seguirá haciendo seguimiento buscando la mejora de este indicador para los siguientes períodos.

Línea Fácil:

Es el canal de atención telefónica con personal capacitado que te responderá lo que necesites saber sobre tu servicio de energía las 24 horas del día, los 7 días a la semana. Algunos de los trámites que pueden realizar son: reconexiones, información sobre mantenimiento, facturación, consultas comerciales, reporte de emergencias, fallas del servicio, denuncias, reclamos, entre otros.

Centro de Servicio al Cliente:

Los asesores son capacitados en brindarte información sobre todos los temas del servicio de energía y atender requerimientos como:

- Financiaciones.
- Abonos de cuenta.
- Reconexiones.
- Cambios de nombre y dirección.
- Inspecciones técnicas.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	27%	9%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	21,7	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	53	63,3	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	37	45,4	Cumple
Razón Corriente – Veces	1,38	3,16	Cumple

Fuente Sistema Único de Información –SUI-

La empresa se encuentra por encima de referentes establecidos para el mercado según la metodología definida por la Comisión de Regulación de Energía Gas –CREG- resolución 072 de 2002, modificada por la resolución 034 de 2004; la comparación se efectuó con los referentes calculados por la SSPD para el año 2012; dentro de estos indicadores dos de ellos presenta criticidad, situación que con lleva a incrementar los niveles de confianza de su respaldo financiero y aunar esfuerzos en el mejoramiento de los niveles de rentabilidad.

Frente al análisis de la viabilidad de la compañía, el auditor externo de gestión y resultados manifestó:

En relación con los resultados de la compañía se observan crecimientos importantes en materia de ingresos los cuales van acompañados proceso de racionalización de costos y gastos que pretende impactar favorablemente los resultados de la compañía en sus indicadores de rentabilidad, lo cual redundará en beneficios para los accionistas logrando mejorar los márgenes de rentabilidad operacional y rentabilidad neta.

Con respecto a las proyecciones de las cifras de Balance para el quinquenio, es importante resaltar que la compañía sigue proyectando unos niveles óptimos de liquidez y a partir del año 2017 no considera el prepago de energía.

Es importante destacar que EEP S.A. ESP considera en su proyección, conservar la estructura de pasivo sin acudir a mayores niveles de endeudamiento con el sector financiero conservando un indicador de endeudamiento promedio del 16.25% lo cual evidencia la solidez de la empresa.

Con relación al pasivo por concepto de obligaciones pensionales, la empresa considera en las proyecciones realizadas, la amortización de las alcúotas respectivas determinadas con base en el cálculo actuarial realizado y actualizado en el año 2013.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

La calidad del reporte de la información financiera de la compañía al Sistema Único de Información – SUI en el año 2013, fue corroborado en la visita de inspección realizada durante el mes de mayo de 2014, específicamente en los reportes de los planes contables consolidados y por el servicio de energía eléctrica, cartera, conciliación contable de subsidios y contribuciones y cuentas por pagar, depreciaciones encontrado que cada uno de ellos se realiza dentro de los parámetros y dentro de las fechas definidas por la SSPD.

Los estados financieros a 31 de diciembre de 2013 son fiel reflejo de los saldos de los libros oficiales diario y mayor y balances manejados en el sistema contable de información -ERP aplicación Actsis-, por consiguiente se confirmó la veracidad de los saldos reflejados en los estados financieros dictaminados por el revisor fiscal, certificados por el Representante Legal y Contador y auditados por el Auditor Externo de Gestión y Resultados Consultores Profesionales Asociados.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones financieras y contables:

En el año 2013 la compañía alcanzó resultados positivos en su gestión financiera, en materia de indicadores de liquidez y de solvencia, continúa presentando resultados muy favorables que le permiten brindar a terceros y a accionistas un buen nivel de confianza en cuanto al respaldo financiero que la misma ofrece sobre sus acreencias e inversiones.

Se observa un sano manejo de los niveles de endeudamiento de la compañía alcanzado al cierre del año 2013 un nivel de endeudamiento total de tan solo el 15,76%, en el cual el endeudamiento del corto plazo representa un 53,59%.

La compañía registra un total de activos fijos del orden 73,2% sobre el total de activos, lo cual es una garantía ante terceros de la solvencia con que se cuenta para respaldar las acreencias ante una eventualidad en la que no se pueda contar con activos de fácil realización.

Se evidencia como la empresa ha concentrado esfuerzos en el mejoramiento de los niveles de rentabilidad logrando un crecimiento en el margen neto del orden del 27,6% alcanzando un nivel del 4,8% equivalente a \$8.300 millones y un crecimiento del 35,33% en el margen operacional alcanzando un nivel del 9,07% equivalente a \$15.825 millones de EBITDA bajo parámetros CREG.

La provisión para la cuenta deudores se revisa y actualiza mensualmente, con base en análisis de edades de saldos y evaluaciones de la gestión de recaudo. La administración carga a la provisión las sumas que se consideran incobrables, como política se provisiona el 100% de la cartera mayor a un año sin incluir las entidades oficiales y la cartera sin medidor superior a 180 e inferior a 360 días.

El pasivo pensional de la compañía que asciende a \$29 mil millones, cuenta con un patrimonio autónomo con el Banco de Bogotá en el que se manejan los dineros destinados a la provisión del cálculo actuarial.

El control del reporte de la información solicitada por el Sistema único de Información SUI tiene alarmas que permiten a la persona designada en la compañía de realizar el control, efectúe el seguimiento respectivo al área responsable con antelación, buscando con ello garantizar el reporte oportuno de la información a la Superintendencia.

En el proceso de normas internacionales se encuentra clasificada en el Grupo II y actualmente cuenta el asesamiento de la firma Price Waterhouse Cooper.

Conclusiones comerciales:

En los diferentes aspectos observados que conforman la gestión comercial y dentro de la estructura general de organización de la Empresa de EEP S.A. ESP, se observa la coherencia y sincronización de la empresa en procura de ser eficiente en el manejo de sus recursos y eficaz al momento de resolver la prestación del servicio a sus ciudadanos.

De acuerdo a lo presentado en este informe y con base en su metodología, podemos establecer lo siguiente:

La comparación de consumos se hace el trimestre antes de la intervención contra trimestre posterior a la misma, esto teniendo en cuenta que son periodos razonables en los que con mucha seguridad, va a estar el mismo usuario en el predio.

Es por esto que se desvirtúa el ejercicio inicial ya que en este se tenían en cuenta todos los periodos desde el año 2010 hasta la fecha de la instalación de la medida contra todos los periodos posteriores a esta, cosa que no elimina ruidos en el cálculo por el cambio de usuarios, tipo de uso o cultura de uso eficiente del servicio público.

Para identificar si un usuario afluó o no sus consumos, es necesario que se calcule y se compare el promedio diario antes y después de la intervención, esto debido a que los periodos de facturación no siempre tienen los mismos días; esta variable no fue tomada en cuenta en el cálculo anterior, generando que se presentaran variaciones negativas en los consumos después de la intervención.

Para el cálculo de afloramiento de consumo, no se debe tener en cuenta el mes en que se realiza la intervención a la medida, puesto que esto generaría ruido al no tener presente el día de la actividad con respecto al día de facturación del mismo mes y en ese periodo la facturación del usuario estaría comprendida por consumos registrados en ambos medidores.

Al cierre del mes de Marzo se tiene intervención de un total de 90 transformadores, con redes secundarias remodeladas, los cuales representan una ejecución de 47,7 Km de red trenzada secundaria y el beneficio de 7.668 usuarios con red remodelada. Con intervención en el Intermedio (Villasantana), Rincón del café (Parque Industrial), Barrio Venecia, calle 23 con 12 y caserío La Honda.

Después de ejecutada la remodelación con redes trenzadas, se ha logrado desmontar la red abierta, para la cual al cierre del mes de Enero se tiene un consolidado de 16.062 kg de cobre aislado y 2.122 kg de aluminio. Este material en

una parte ha sido reutilizado por las cuadrillas de reparaciones y otro ha sido utilizado para generar ingresos a la compañía.

Se presenta incremento en la demanda operativa el cual está sustentado en las mayores ventas que han obtenido los otros agentes en el OR de EEP S.A. ESP

De igual manera se evidencia un incremento en la demanda comercial de la compañía el cual está soportado en las ventas registradas en otros OR.

La demanda en el mercado incumbente presenta leve incremento, el cual está fundamentado en el mercado regulado, ya que el mercado no regulado disminuye.

Con el incremento de la demanda operativa se ha logrado mejorar el ingreso por la componente (D) de la tarifa, lo cual obedece a las mayores ventas de los otros agentes en el mercado de EEP S.A. ESP

En aspectos tarifarios, se concluye que:

El comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio CU en el 2013 fue relativamente estable, el costo unitario de prestación promedio fue de \$351.1/KWh.

La mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía y los cargos de distribución, sin embargo, dado que la variable G junto con el transporte TM, la comercialización CV y las pérdidas PR son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen las Restricciones RM.

Las tarifas mes a mes publicadas por la empresa, evidencian la aplicación de lo preceptuado en la Ley 1428 de 2010, reglamentado para el servicio de energía en la Resolución CREG 186 de 2010 con respecto a los subsidios para los usuarios de estratos 1 y 2.

El prestador continúa presentando un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y sobreprecios. Situación que se acentúa a partir de la expedición de los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME cuya aplicación disminuyó los recursos por aportes solidarios provenientes de los usuarios industriales.

No obstante lo anterior, y a diferencia de otros sectores los déficit de la estructura tarifaria de la empresa son atendidos a través del Presupuesto Nacional. Para el 2013, la empresa presentó un déficit de \$1.670 millones.