

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES ELECTRIFICADORA DE SANTANDER ESP.



**SUPERINTENDENCIA DELEGADA DE ENERGIA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGIA
Bogotá, Octubre de 2014**

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP.

ANÁLISIS AÑO 2013

1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP, **ESSA S.A. ESP**, se constituyó como Sociedad comercial por acciones, constituida como sociedad anónima el 16 de Septiembre de 1950, y tiene por objeto social la comercialización y distribución de energía eléctrica. La Compañía tiene su domicilio principal en la ciudad de Bucaramanga, Santander, tiene un capital Social de \$137.063.794.887.

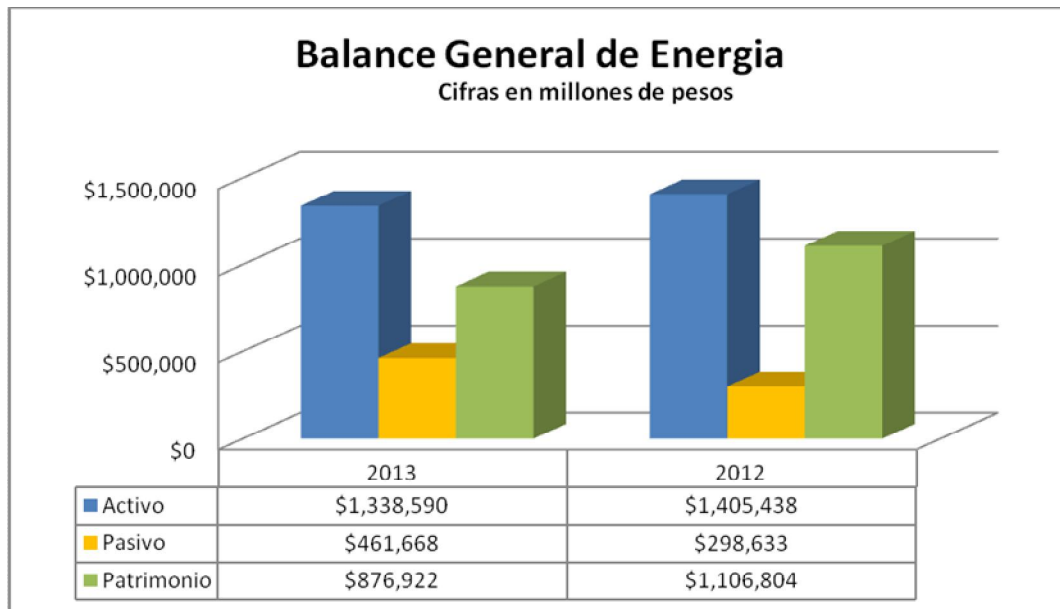
Tabla.1.1 Datos Generales

Tipo de Sociedad	Anónima
Razón Social	Electrificadora de Santander S.A ESP
Sigla	ESSA S.A ESP
Nombre del Gerente	Carlos Alberto Gomez Gomez
Actividad Desarrollada	Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización
Año de Entrada en Operación	1950
Mercados que atiende	Santander

Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General



Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

BALANCE GENERAL	2013	2012	
Activo	\$1.338.590.471.251	\$1.405.437.650.296	-4,76%
Activo Corriente	\$192.904.707.936	\$267.701.602.680	-27,94%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$436.210.500.278	\$415.856.721.039	4,89%
Inversiones	\$19.981.130.310	\$21.050.156.633	-5,08%
Pasivo	\$461.668.006.290	\$298.633.303.407	54,59%
Pasivo Corriente	\$153.281.409.661	\$141.788.335.280	8,11%
Obligaciones Financieras	\$156.842.998.104	\$0	
Patrimonio	\$876.922.464.961	\$1.106.804.346.889	-20,77%
Capital Suscrito y Pagado	\$137.063.794.887	\$152.293.105.430	-10,00%

Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

Para el 2013 los Activos tienen un valor de \$1.338.590 millones presentado una disminución de 4,76% con respecto al año anterior, dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Los Deudores concentran el 9,72% del total del activo del servicio de energía y presentan una disminución respecto al año anterior de 7,5% por un valor de \$10.600 millones llegando a un valor de \$130.120 millones, evidenciado principalmente en el rubro de deudores por prestación de servicio el cual tuvo una disminución por valor de \$22.502 millones equivalente al 99,9% llegando al valor de \$16 millones, Los subsidios de energía para el año 2012 presentaban un valor de \$5.093 millones mientras que el 2013 no tuvo este rubro a favor lo cual disminuyo los activos, además se presentó un aumento en los deudores del servicio de energía por valor de \$21.167 millones llevando el rubro a \$124.668 millones, además en avances y anticipos entregados tuvo una disminución del 30,42% llegando a \$3.637 millones, también cabe señalar que Otros Deudores tuvieron una disminución de \$784 millones para el 2013.

La Propiedad Planta y Equipo representa el 32,59% del total del activo del servicio público de energía el cual tuvo un incremento de \$20.353 millones de pesos con respecto al año anterior, esto por consecuencia del aumento del rubro de Construcciones en Curso por un valor de \$36.169 millones, y en Redes Líneas y Cables por la suma de \$9.623 millones de pesos y también plantas, Ductos y Túneles con un incremento de \$4.533 millones, por otra parte es importante también resaltar que los activos fijos presentan una depreciación acumulada a corte del año 2013 de \$30.925.

Otros Activos es la cuenta mas representativa con un 49,10% del total de los Activos, en el cual su principal rubro es el de Valorizaciones con un valor de \$638.129 millones, los cuales se encuentran principalmente dividido en las siguientes agrupaciones Entidades Privadas \$15.238 millones, Terrenos \$87.588 millones, Edificaciones \$26.764, Plantas, Ductos y Túneles \$237.711 millones y Redes Lineales y Cables \$263.880 millones, dentro de esta el rubro mas significativo es Intangibles con un porcentaje de 3,86% con un valor \$25.401 millones, además de los Cargos Diferidos con un valor de \$9.981 y un porcentaje de 1,52%.

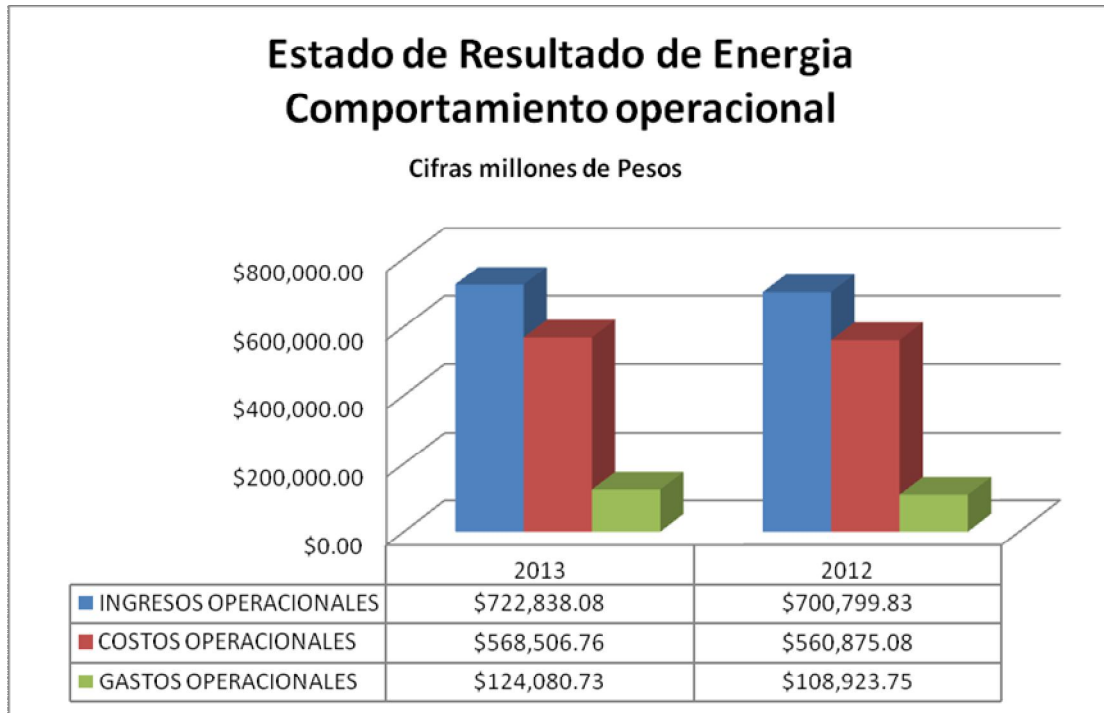
El Pasivo a diciembre 31 de 2013, se ubica en \$461.668 millones, presentando un aumento de 54,59% con relación al mismo periodo del año anterior, la estructura del

pasivo se encuentra de la siguiente manera: Obligaciones Financieras con la suma de \$156.842 millones, esto debido que se realizó una financiación interna por valor de \$155.000 millones, también hubo una disminución de Cuentas por Pagar llegando a \$118.738 millones, además Otros Pasivos aumento en un 47,87% alcanzando la suma de \$31.005 millones.

Para el año 2013 el Patrimonio presentó una disminución de \$229.881 millones, quedando con un saldo de \$876.922 millones, esto se debió principalmente a la disminución en Valorización del Patrimonio por valor de \$224.770 millones, pasando de \$227.378 millones a 2.608 millones, también el valor de reservas tuvo un aumento de \$9.125 millones llegando a \$29.049 millones.

La estructura de los fondos de la compañía está constituida por el 65,51% de los fondos son propios y el 34,49% restantes son aportados por acreedores, y de el valor aportado por los acreedores el 33,2% es de tipo corriente.

2.2 Estado de Resultados



Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

ESTADO DE RESULTADOS	2013	2012	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$722.838.080.434,00	\$700.799.832.498,00	3,14%
COSTOS OPERACIONALES	\$568.506.758.195,00	\$560.875.082.634,00	1,36%
GASTOS OPERACIONALES	\$124.080.727.192,00	\$108.923.751.374,00	13,92%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$30.250.595.047,00	\$31.000.998.490,00	-2,42%
OTROS INGRESOS	\$38.882.063.857,00	\$31.674.613.706,00	22,75%
INGRESOS POR FINANCIACIÓN DE USUARIOS	\$2.952.204.922,00	\$3.893.121.563,00	0,00%
OTROS GASTOS	\$10.664.855.189,00	\$3.967.504.422,00	168,81%
GASTO DE INTERESES	\$8.864.058.590,00	\$57.184.551,00	15400,79%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$58.467.803.715,00	\$58.708.107.774,00	-0,41%

Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

Los Ingresos Operacionales tiene indican que recibe sus ingresos principalmente del rubro de servicio de energía en donde su actividad principal es la comercialización con el 81,07% por un valor de \$585.938 millones, seguida por la distribución con un 13,32% por valor de \$84.114 millones, por transmisión 2,70% equivalentes a \$19.541 millones, por generación un 2,91% que genera \$21.019 millones, esto teniendo en cuenta su mayor rubro, pues también posee otros ingresos por valor de \$38.882 millones , para el 2013 hubo un aumento de 3,99% en la totalidad de los ingresos.

Los costos operacionales tienen una representación del 74,63% de los ingresos operacionales, aumentando un 1,36% con respecto al año anterior, por un valor de \$7.631 millones en 2013, nos indica que la empresa a mantenido sus costos en nivel adecuado y que en proporción a el aumento que se genero en los ingreso provoca una gestión positiva en las operaciones de la compañía.

Los gastos operacionales tuvieron un aumento de 13,92%, llegando a \$124.080, en los que se destacan los siguientes rubros:

Los gastos de administración por \$72.575 millones, compuesto por sueldos y salarios con \$13.872 millones, gastos generales con \$18.052 millones y también por impuestos, contribuciones y tasas con \$ 11.477 millones, también en los rubros más significativos se encuentran los otros gastos con \$10.664 millones en los cuales los intereses tienen un 83,11%, y Provisión para Deudores con un saldo de \$5.515 millones.

Los otros ingresos suman \$38.882 millones, están compuestos por \$10.645 millones de Ingresos Financieros, \$29.372 millones en Extraordinarios, aunque también posee un rubro negativo en los ajustes de ejercicios anteriores por valor de \$-1.415 millones.

2.3 Utilidades y Ebitda



Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

ESSA S.A. ESP. al finalizar el periodo de 2013 tuvo una Utilidad Operacional de \$30.250 millones con un aumento del 22,75%, respecto a la Utilidad Neta hubo una disminución de -0,41% con respecto a año anterior obteniendo en su total \$58.467 millones, el EBITDA tuvo una disminución del -9,72% indicando que el retorno de los proyectos fue inferior al del 2012.

2.4 Indicadores

INDICADORES	2013	2012
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	1,3	1,9
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	63,0	68,3
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	36,8	32,9
Activo Corriente Sobre Activo Total	0,1	0,2
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	34,49%	21,25%
Patrimonio Sobre Activo	65,51%	78,75%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	33,20%	47,48%
Cobertura de Intereses – Veces	13	N/A
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	\$119.158.964.351	\$131.994.170.529
Margen Operacional	16,48%	18,83%
Rentabilidad de Activos	8,90%	9,39%
Rentabilidad de Patrimonio	9,35%	9,72%

Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

Liquidez

La razón corriente para Diciembre 2013 es de 1,3 veces, indicador que presenta una disminución de 0,6 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, lo cual nos señala lo antes mencionado que del año 2012 al 2013 se liquidaron el 27% de los activos corrientes, mientras que los pasivos corrientes tuvieron un pequeño aumento, por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó una disminución de 5 días en 2013 a 63 días, lo cual es una mejora el cobro de su cartera permitiéndole mantener capital disponible para uso de las operaciones; también se debe tener en cuenta que la empresa tarda 36 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando en 4 días con respecto a 2012, en el cual se tardaba 32 días.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2013 es de 34,49%, este muestra un aumento de 13,24% con respecto a 2012 cuyo porcentaje era de 21,25%; el Pasivo corriente representa el 33,20% del total de los Pasivos, además cabe señalar que el indicador de la cobertura de intereses es de 13 veces lo que indica que los gastos financieros son el 7,69% del retorno de las operaciones.

Rentabilidad

El margen operacional fue del 16,48%, lo indica una disminución con respecto al año anterior el cual fue de 18,83%; La rentabilidad de los activo se posiciono en 8,90% con respecto al 2012 hubo una disminución de 0,49% lo cual nos indica que los activos de la empresa afectaron la rentabilidad neta, mientras la rentabilidad del patrimonio también presentó una disminución de 0,38%.

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 ESSA

NUMERO DE TRAFOS	NUMERO DE CIRCUITOS	SUMA CAPACIDAD DE TRAFOS	SUMA USUARIOS CONECTADOS	DEMANDA MESUAL	AÑO
26833	302	1155553,5	609020	493153304	2011
27579	298	1138302,5	614094	459752141	2012
29902	309	1187406	657520	254510720	2013

Fuente: SUI

Con respecto a la tabla anterior se observa que para diciembre de 2013 ESSA S.A. ESP. tiene reportados 29902 transformadores en todo su mercado con 309 circuitos reportados y 6R7520 usuarios conectados a los transformadores. Adicionalmente se presenta la suma de la capacidad de los transformadores la cual corresponde a 1187406 KVA y una demanda mensual de 254 GWh aproximadamente.

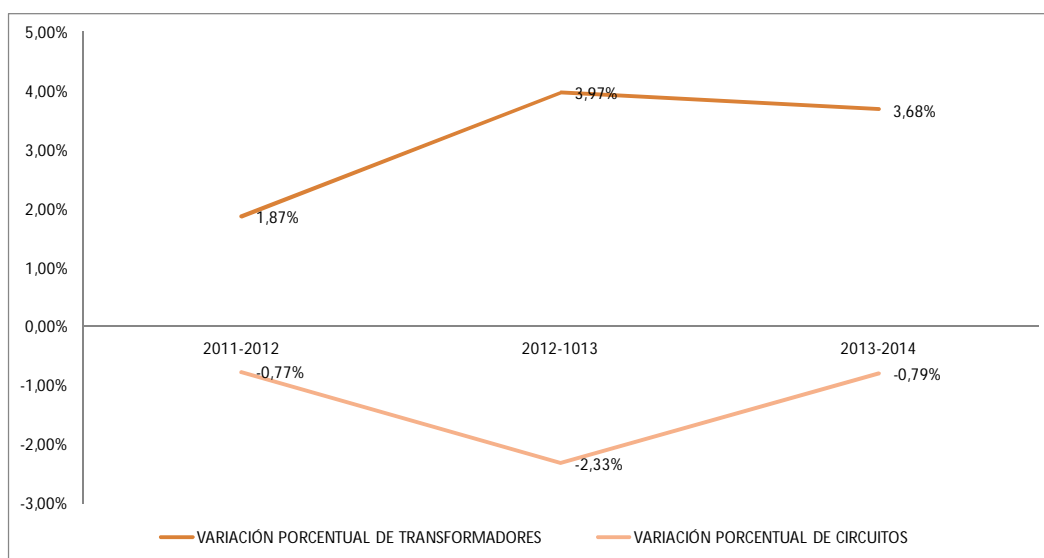
Tabla 3.1.2 Evolución de Infraestructura Alimentadores ESSA

NUMERO DE SUBESTACIONES	KM DE RED	AÑO
57	9594,786	2011
58	9503,944	2012
56	7337,353	2013

Fuente: SUI

Según la información reportada en el SUI para diciembre de 2013 ESSA S.A. ESP. cuenta con 56 subestaciones instaladas y una longitud de la red correspondiente a la longitud de los circuitos o línea principal más ramales de 7337,353 Km de red este valor corresponde a la suma total de la longitud de red reportada en el SUI.

Gráfica 3.1.1 Variación Porcentual de la Evolución de Transformadores y Circuitos



Fuente: SSPD

De la gráfica anterior se observa que la empresa presenta un crecimiento durante los últimos 3 años en cuanto a transformadores y circuitos. Para el periodo del 2011-12 se registró un incremento del 1,87 % para transformadores y una decremento del 0,77% para circuitos. En el último periodo 2013-2014 (1 semestre 2014) se presentó un crecimiento del 3,68% para transformadores y un decremento de 0,79% para circuitos.

3.2 Continuidad

ESSA S.A. ESP. aun no inicia el esquema completo de Incentivos de acuerdo a la Resolución CREG 097 de 2001. Se recomienda dar agilidad a todas las gestiones con

el fin de iniciar este esquema y dar cumplimiento a la normatividad.

La empresa sigue calculando los indicadores DES y FES porque aún no ha entrado al Esquema de incentivo planteado en la Resolución CREG 97/2001, pero en cumplimiento de lo establecido por la Resolución CREG N° 103 de diciembre de 2004, ESSA S.A. ESP definió los límites máximos admisibles de los indicadores de calidad del servicio para el año 2013, totales y por trimestre, para cada grupo de calidad, en números enteros de acuerdo al oficio ESSA-00470-BGA del 10 de enero de 2013.

Tabla 3.2.1 Indicadores DES y FES 2013

DES					
POR GRUPO / TRIMESTRES AÑO 2013					
GRUPO	TRIMESTRE				MAXIMO AÑO
	PRIMERO	SEGUNDO	TERCERO	CUARTO	
1	1,5	3	3	3,5	11
2	4,0	5	4	6	19
3	6,0	7,5	8	7,5	29
4	6,5	11	12	10	39
FES					
POR GRUPO / TRIMESTRES AÑO 2013					
GRUPO	TRIMESTRE				MAXIMO AÑO
	PRIMERO	SEGUNDO	TERCERO	CUARTO	
1	5	7	7	7	26
2	10	12	11	11	44
3	10	13	15	12	51
4	10	15	16	15	58

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 la empresa ESSA S.A. ESP., cuenta con un 50,0 % 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 ESSA S.A. ESP viene realizando un proceso de reposición y montaje de equipos de potencia en todas sus subestaciones, comenzando para el año 2013 en las subestaciones a nivel de 230kV y 115kV, para un horizonte final de obras de 10 años, por un valor aproximado de 66.000 millones de pesos, todo con el fin de lograr un mejor monitoreo y control de las

diferentes variables de calidad de la potencia y servicio.

En atención a esto, y con el fin de conocer las reales condiciones de la calidad del servicio en el mercado atendido por ESSA S.A. ESP, la Superintendencia generó un proyecto para el año 2014 por medio del cual evaluara la CPE en diferentes subestaciones eléctricas de esta Empresa. Trabajo que se ejecutará a través de una firma especializada en análisis de calidad de la energía, y de la cual se espera poder tener una mejor radiografía de este sistema.

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 43 proyectos de inversión. De estos se destacan los siguientes 29 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	proyecto de reducción y control de pérdidas - buena energía para todos	01/08/10	31/12/14	EE	48365	72%	no aplica
2	proyecto puerto wilches	01/06/07	24/08/13	FI	21034.18684	47%	este proyecto tiene código bpin 23000890000
3	proyecto piedecuesta	01/09/09	31/01/14	EE	14433.84063	15%	no aplica
4	suministro de transformadores de distribución	19/11/12	04/11/15	EE	7257.15372	85%	no aplica
5	suministro a essa de dos (2) transformadores de potencia de 30/40 mva 115/34.5/13.8 kv y un (1) transformador de potencia de 10/12.5 mva 34.5/13.8 kv	15/11/12	18/07/13	FI	3761.8684	79%	no aplica
6	construcción de redes MT y BT montaje de trafos e instalaciones internas para la electrificación rural de las veredas de los municipios de suaita aguada oiba tona los santos y aratoca fase v (grupo 4)	30/08/12	28/03/13	FI	1952.848855	30%	se encuentra actualmente en proceso de legalización del adicional por valor de \$ 518.602.942
7	Reparación y/o mantenimiento de transformadores de distribución.	24/01/12	23/01/14	FI	1895.734559	47%	no aplica

8	construcción de redes BT para la electrificación rural de usuarios de las distintas veredas de los municipios del área de influencia de esa como OR mediante el programa puntas y colas 2012 grupo1	20/11/12	19/05/13	FI	1499.998228	70%	contratos en desarrollo
9	construcción de redes Mt y BT montaje de trafos para la electrificación rural en los municipios de san jose de miranda molagavita cepita san andres mogotes coromoro charala encino y san gil fase v (grupo 3)	30/08/12	26/03/13	FI	1443.299087	32%	se encuentra actualmente en proceso de legalización del adicional por valor de \$ 155.301.924
10	Suministro diseño fabricación pruebas - en fabrica y en sitio transporte y ensamble en sitio de transformadores de potencia nivel 230 115 33 kv del grupo 2.	22/07/13	21/07/16	EE	1243.051265	20%	no aplica
11	reconfiguración subestación caneyes	15/05/13	25/04/14	EE	1212.06442	98%	no aplica
12	suministro de reconectores de 15 y 36 kv	20/09/13	31/12/15	EE	1173.082689	16%	no aplica
13	construcción de redes MT y BT montaje de trafos e instalaciones internas para la electrificación rural en los municipios de sabana de torres bmanga rionegro lebrija san vicente fase v (grupo 2)	30/08/12	14/08/13	FI	1110.699096	35%	contrato liquidado
14	Suministro diseño fabricación pruebas en fábrica y en sitio transporte y descargue en el piso de transformadores de potencia de nivel 34.5 kv y menores.	04/10/13	04/06/15	EE	946.310386	40%	no aplica
15	construcción de redes de MT y BT montaje de trafos e instalaciones internas para la electrificación rural en los municipios de cimitarra santa helena del opan y landazuri fase v (grupo 1)	30/08/12	30/08/13	FI	832.682847	65%	contrato liquidado
16	construcción de BT para la electrificación rural de usuarios de los municipios del área de influencia de esa como OR mediante el programa puntas y colas 2012 grupo 2	22/11/12	09/09/13	FI	736.032908	30%	contrato liquidado
17	mantenimiento de líneas de	29/11/12	31/12/13	FI	735.437886	92%	no aplica

	transmisión de 115 y 230 kv en el área de cobertura de esa							
18	Suministro pruebas y ensamble transformador de potencia 13.44/17.92 mva relación 13.8/34.5 kv.	22/07/13	10/12/13	FI	686.979953	100%	no aplica	
19	suministro de equipos para las bahías de 115 34.5 y 13.8 kv de los transformadores de 30/40 mva en las subestaciones Barbosa palenque termobarranca y florida	10/10/11	14/08/12	FI	648.240951	0%	no aplica	
20	suministro de equipos para las bahías de 115 34.5 y 13.8 kv de los transformadores de 30/40 mva en las subestaciones Barbosa palenque termobarranca y florida	15/11/11	29/05/12	FI	627.454286	0%	no aplica	
21	construcción de redes de media y baja tensión montaje de transformadores para la electrificación rural de las veredas del municipio de macaravita - Santander	18/03/11	25/04/13	FI	621.042377	41%	convenio con el fnr se reinicia el 04-03-2013 y termina el 25-04-2013 después de un proceso de más de un año en gestión de aprobación de reformulación en la upme	
22	construcción redes de media y baja tensión montaje de transformadores y acometidas para la electrificación rural de las veredas sectores alto y bajo del municipio de barichara i¿¿ Santander	20/11/12	18/02/13	FI	539.002858	44%	convenio con el faer	
23	actualización protecciones mecánicas turbogrupos 3 termobarranca	25/06/13	22/10/13	FI	493.558798	100%	no aplica	
24	suministro e instalación de hardware y software necesarios para la implementación del scada-bcs	03/04/13	04/09/13	FI	444.692228	100%	el valor incluye la instalación por \$31870279 realizada conjuntamente con epm	
25	construcción de redes MT y BT montaje de trafos para la electrificación rural del municipio de Jesús María - Santander	08/02/11	24/02/13	FI	410.470318	32%	convenio con el fnr se reinicia el 01-02-2013 y termina el 24-02-2013 después de un proceso de más de un año en gestión de aprobación de reformulación en la upme y dirección de regalías	
26	Suministro de equipos de patio para las diferentes subestaciones de esa i¿¿ grupo 2 transformadores de corriente de 230 115 y 34.5 kv y transformadores de tensión de 230 115	29/10/12	06/03/13	FI	334.295162	67%	no aplica	

	y 34.5 kv.						
27	suministro de equipos para las bahías de 115 34.5 y 13.8 kv de los transformadores de 30/40 mva en las subestaciones Barbosa palenque termobarranca y florida	07/10/11	22/03/12	FI	330.783119	0%	no aplica
28	ejecución de los proyectos de reposición de redes en las regiones de influencia de esa grupo 2 (barranca cimitarra san alberto)	18/10/13	18/10/14	EE	321.284088	26%	no aplica
29	Atención de pqr y construcción de activos para clientes de las regiones de influencia esa como operador de red. ade sureste	21/08/13	21/08/14	EE	308.361771	23%	no aplica

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 veintinueve proyectos es de \$115.399 Millones de pesos.

De los proyectos que estuvieron planeados finalizarlos a diciembre de 2013 la empresa tuvo un porcentaje de cumplimiento del 48.44%.

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 Santander, alcanzó el 96,34% 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
Santander	99,68%	87,59%	96,34%

Fuente: UPME

Así mismo, el plan expuesto señala que para el año 2017 es posible alcanzar el 99,34% 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
Santander	96,34%	0,733%	2,852%	0,074%	100,00%

Fuente: UPME

3.5 Mantenimientos

3.5.1 Mantenimiento de Líneas

Se realizaron mantenimientos a las líneas: Bucaramanga – Termobarrancas 230KV; Bucaramanga – Palos 230KV; Paipa – Barborsa 115KV; Termobarrancas – Palenque 115KV; Cimitarra – Barbosa 115KV; Lizama – Sabana 115KV; Sabana – San Alberto 115KV; Inspección de anillos metropolitanos 34,5KV y 115KV; consistentes en: Termografías, Corrección de puntos calientes, Podas, Cambio de aislamiento, Mediciones de Tierra.

3.5.2 Mantenimiento de Subestaciones

Se realizaron 635 labores de mantenimiento en las diferentes subestaciones en todos los niveles de tensión; interviniendo Celdas, Bancos de Baterías, Transformadores, Sistemas de Puesta a Tierra e interruptores.

La siguiente tabla muestra la ejecución del Mantenimiento Predictivo mensual, mediante Termografía:

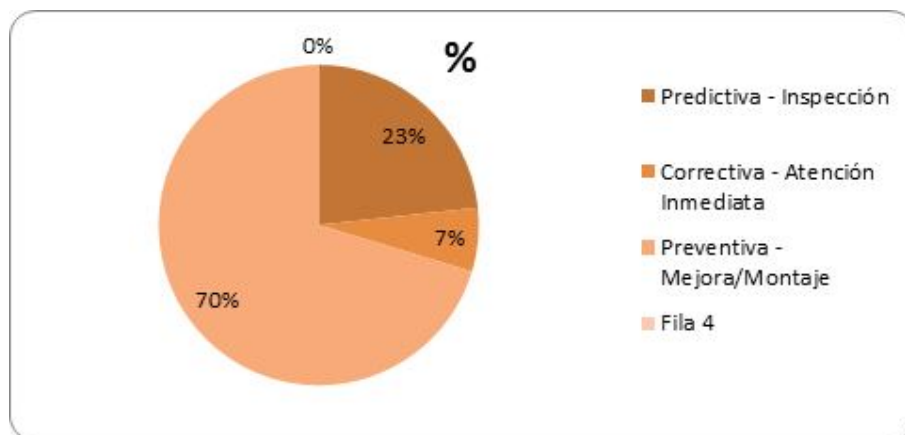
Tabla 3.5.2.1 Distribución del Tipo de Mantenimiento ESSA

MES	SUBESTACIONES			LINEAS		
	Ejecutado	Programado	Cumplimiento %	Ejecutado	Programado	Cumplimiento %
Enero	6	8	75	7	7	100
Febrero	2	2	100	7	7	100
Marzo	22	27	81	3	4	75
Abril	5	6	83	22	20	110
Mayo	8	10	80	11	8	138
Junio	13	15	87	5	5	100
Julio	32	36	89	6	6	100
Agosto	5	7	71	6	7	86
Septiembre	2	2	100	6	13	46
Octubre	27	24	113	0	13	0
Noviembre	28	25	112	3	5	60
Diciembre	1	1	100	1	1	100
Total	151	163	92,64	77	96	80,21

Fuente: ESSA

Sin embargo, el 70% del mantenimiento efectuado correspondió a un Mantenimiento Preventivo, tal como se muestra en la siguiente figura.

Gráfica 3.5.2.1 Distribución del Tipo de Mantenimiento ESSA



Fuente: ESSA

4. ASPECTOS COMERCIALES

Estado actual de la estructura de compra de energía en el Mercado de Energía Mayorista

En el mercado regulado se reporta una exposición promedio a la bolsa en el año 2014 del 14.14%, con un máximo estimado del 12.52% para el mes de septiembre. La exposición a bolsa real promedio para los primeros cuatro meses del año fue de 22.20%. En el mercado no regulado, para los meses de enero, febrero, marzo y abril de 2014 la exposición real a la bolsa se ubicó en el 67.32% promedio. Igualmente, se reporta una exposición promedio del 66.5% para el mercado no regulado durante al año 2014, con un máximo estimado del 76.68% para el mes de noviembre de 2014.

En el mercado regulado se estima un exposición del 12.67% para el año 2015, donde para el mes de marzo se presenta la mayor (23.06%) y en el mes de junio la menor (5.09%). En el mercado no regulado se reporta una exposición a bolsa del 100%.

Para el año 2016 se proyecta una exposición a la bolsa del 38.78% en promedio en el mercado regulado, siendo que la mayor exposición se presentaría en marzo (53.59%). En el caso del mercado no regulado se tiene una exposición del 100%.

Verificado el proceso de compra de energía para el mercado regulado SCO-AOC-001-2013, se evidenció que la empresa cumple lo establecido en la Resolución CREG 167 de 2008, en lo relacionado con los términos de las etapas del proceso, la publicación en diario de amplia circulación, y el formalismo para la presentación y evaluación de ofertas.

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 para los años 2014, 2015 y 2016 estaban en promedio en el 14%, 13% y 39%, respectivamente. Para mitigar dicha situación, la empresa adelantó durante los meses siguientes tres procesos de compra de energía para los años 2016, 2017, 2018 y 2019.

En cuanto a la cobertura para el mercado no regulado, la empresa reportó para los años 2014, 2015 y 2016 una exposición del 67%, 100% y 100%, respectivamente, cifras que aunque bastante elevadas, se explican en que las mismas condiciones se trasladan al cliente no regulado de la empresa por estrategia comercial.

Revisado el proceso de compra de energía SCO-AOC-001-2013 con el fin de verificar el cumplimiento de las condiciones establecidas en la Resolución CREG 168 de 2008, no se evidenciaron irregularidades.

Cubrimiento de contratos Mercado Regulado

Mes	Total Demanda Mercado regulado GWh	Total compra en contratos Mercado regulado GWh	Cubrimiento en contratos	Total compra en bolsa Mercado regulado GWh	Exposición a Bolsa	
ene-14	163,58	134,75	82%	29	17,62%	REAL
feb-14	152,36	117,66	77%	35	22,77%	
mar-14	164,56	123,20	75%	41	25,13%	
abr-14	162,72	124,82	77%	38	23,29%	
may-14	152,09	137,77	91%	14	9,41%	PROYECTADO
jun-14	149,14	134,77	90%	14	9,64%	
jul-14	158,99	145,31	91%	14	8,60%	
ago-14	158,03	140,27	89%	18	11,23%	
sep-14	158,62	138,76	87%	20	12,52%	
oct-14	153,90	142,05	92%	12	7,70%	
nov-14	155,43	141,31	91%	14	9,09%	
dic-14	157,95	139,79	89%	18	11,50%	
Total 2014	1.887,38	1.620,48	86%	267	14,14%	

Mes	Total Demanda Mercado regulado GWh	Total compra en contratos Mercado regulado GWh	Cubrimiento en contratos	Total compra en bolsa Mercado regulado GWh	Exposición a Bolsa (%)	
ene-15	172,66	133,61	77,4%	39	22,62%	PROYECTADO
feb-15	157,17	127,54	81,1%	30	18,85%	
mar-15	165,81	127,57	76,9%	38	23,06%	
abr-15	158,87	130,71	82,3%	28	17,73%	
may-15	157,25	149,08	94,8%	8	5,19%	
jun-15	154,32	146,47	94,9%	8	5,09%	
jul-15	164,71	147,95	89,8%	17	10,18%	
ago-15	163,16	148,66	91,1%	15	8,89%	
sep-15	163,05	151,53	92,9%	12	7,06%	
oct-15	158,97	149,62	94,1%	9	5,88%	
nov-15	160,18	150,64	94,0%	10	5,95%	
dic-15	162,74	129,86	79,8%	33	20,20%	
Total 2015	1.938,88	1.693,23	87,3%	246	12,67%	

Mes	Total Demanda Mercado regulado GWh	Total compra en contratos Mercado regulado GWh	Cubrimiento en contratos	Total compra en bolsa Mercado regulado GWh	Exposición a Bolsa (%)
ene-16	178,07	116,61	65,5%	61	52,71%
feb-16	162,31	108,04	66,6%	54	50,23%
mar-16	170,16	110,79	65,1%	59	53,59%
abr-16	163,52	112,18	68,6%	51	45,77%
may-16	161,46	120,03	74,3%	41	34,52%
jun-16	158,33	126,78	80,1%	32	24,89%
jul-16	168,79	128,77	76,3%	40	31,07%
ago-16	167,76	129,77	77,4%	38	29,27%
sep-16	168,39	128,43	76,3%	40	31,11%
oct-16	163,38	125,92	77,1%	37	29,76%
nov-16	165,01	118,87	72,0%	46	38,81%
dic-16	167,68	111,25	66,3%	56	50,72%
Total 2015	1.994,86	1.437,44	72,1%	557	38,78%

PROYECTADO

Cubrimiento de contratos Mercado No regulado

Mes	Total Demanda Mercado No regulado GWh	Total compra en contratos Mercado No regulado GWh	Cubrimiento en contratos	Total compra en bolsa Mercado No regulado GWh	Exposición a Bolsa
ene-14	6,20	2,17	35%	4,02	64,94%
feb-14	6,17	2,60	42%	3,57	57,91%
mar-14	6,50	1,58	24%	4,92	75,65%
abr-14	6,28	1,83	29%	4,44	70,77%
may-14	6,25	1,50	24%	4,75	75,98%
jun-14	6,28	2,63	42%	3,64	58,05%
jul-14	6,31	2,99	47%	3,31	52,56%
ago-14	6,34	1,50	24%	4,84	76,33%
sep-14	6,37	2,67	42%	3,70	58,09%
oct-14	6,40	2,71	42%	3,68	57,58%
nov-14	6,43	1,50	23%	4,93	76,68%
dic-14	6,46	1,76	27%	4,70	72,79%
Total 2014	75,97	25,45	34%	50,52	66,50%

la exposición a Bolsa se deben porque los contratos de dichos clientes estan en la misma modalidad.
La vigencia de dichos contratos es 31-dic-14 Son 25 clientes

Para los año 2015 y 2016 no presentamos contratos para el Mercado no regulado e igualmente no se tienen contratos firmados

Gestión de Reclamaciones

La empresa reportó un total de 6668 reclamaciones para el año 2012, 3121 para el año 2013 y en lo corrido de la presente vigencia, acumulan 1178 reclamaciones radicadas por los usuarios, dentro de las cuales se destacan principalmente las relacionadas con alto consumo, subsidios y contribuciones, recuperación de energía, cancelación de cuenta y factura por promedio, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

CLASIFICACIÓN RECLAMO	NUMERO DE RECLAMOS	%
Alto consumo	703	0,5967741935
Bajo consumo	2	0,0016977929
Cambio Clase de Servicio	28	0,0237691002
Cancelación de Cuenta	68	0,0577249576
Cobro con contrato suspendido por mutuo acuerdo	1	0,0008488964
Cobro inoportuno	8	0,0067911715

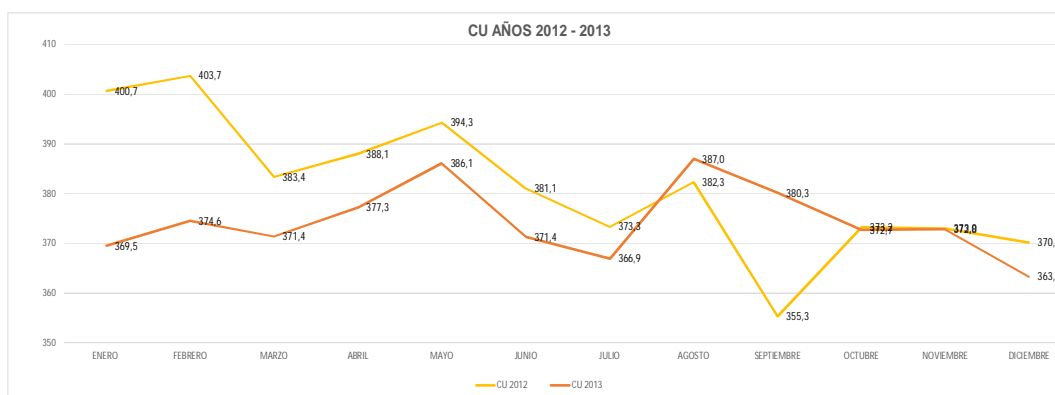
Cobro múltiple	7	0,005942275
Cobros de otros bienes y servicios	46	0,039049236
Cobros de otros cargos de la empresa	28	0,0237691002
Error de Lectura	1	0,0008488964
Estrato	35	0,0297113752
Factura por promedio	10	0,0084889643
Recuperación Energía	67	0,0568760611
Servicios no prestados	39	0,033106961
Solidaridad	60	0,0509337861
Subsidios y contribuciones	49	0,0415959253
Suspensión, corte, reconexión y reinstalación	20	0,0169779287
tarifa cobrada	5	0,0042444822
Tasas e impuestos	1	0,0008488964
TOTAL	1178	

4.3. Aspectos Tarifarios

4.3.1. Costo Unitario de Prestación del servicio 2012-2013

En el cuadro 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 presentado su mayor valor en el mes de Agosto, \$387 \$/kWh, sin embargo en el mes de Diciembre alcanzó el menor valor observado durante el año \$363/kWh, comparado con el promedio del CU observado durante el 2012, se tiene que en términos reales el CU disminuyó cerca de 2%, esto es, cerca de 7\$/kWh.

Las componentes de generación, distribución y pérdidas dentro del CU, tienen una participación que alcanza el 88%.

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

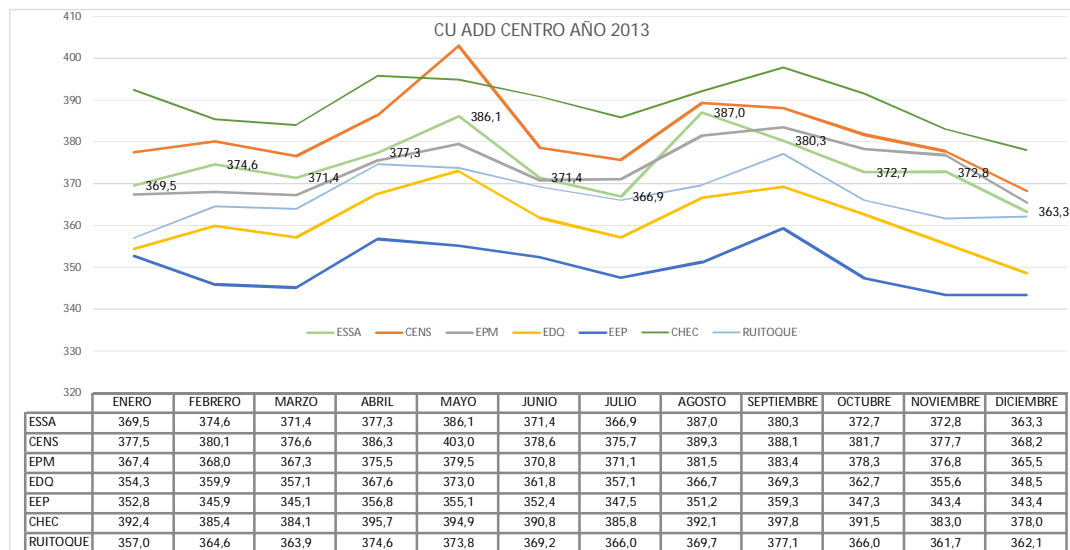
En el esquema de áreas de distribución por una parte se tienen los cargos por uso propios de cada operador de red y por la otra, se tiene el cargo unificado del área de distribución. En esta se observa que teniendo en cuenta el Dtun como referencia, dentro de un ADD, existirán agentes que se dispongan 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 ESSA S.A. ESP. se encuentra en la media comparado con el calculado por las otras empresas que forman parte del ADD centro, esto es: Centrales Eléctricas de Norte de Santander, Empresas Públicas de Medellín, Empresa de Energía del Quindío, Empresa de Energía de Pereira, Central Hidroeléctrica de Caldas y Ruitoque.

Conforme lo anterior se concluye que el Dt de ESSA S.A. ESP está cercano al calculado para esta área de distribución.

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



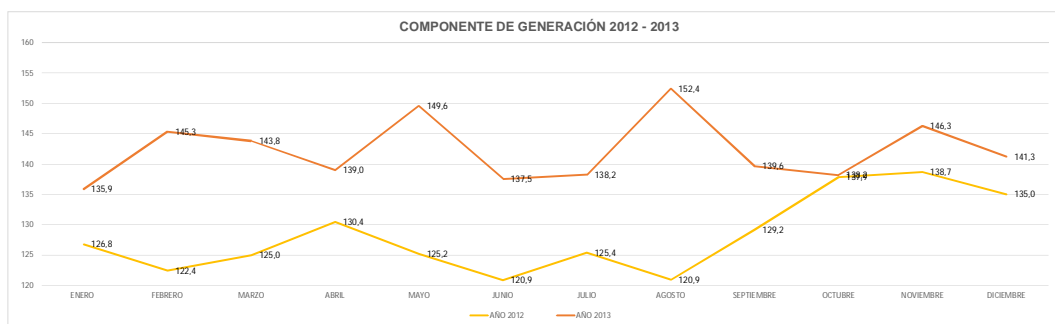
Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD CentroOccidente

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

4.3.3.1. Componente Generación

Se presenta un comportamiento similar al observado durante el 2012, sin embargo, en promedio se pagan cerca de \$12/kWh más en promedio que lo que se pagó en promedio durante el 2012. La componente de compra de energía presenta un comportamiento bastante fluctuante tal como se muestra en la gráfica 4.3.3.1. Considerando que este componente representa cerca del 40% del Cu, este comportamiento brinda una alta estabilidad en el precio que percibe el usuario final.

Gráfico 4.3.3.1. Comparativo G 2012 – 2013

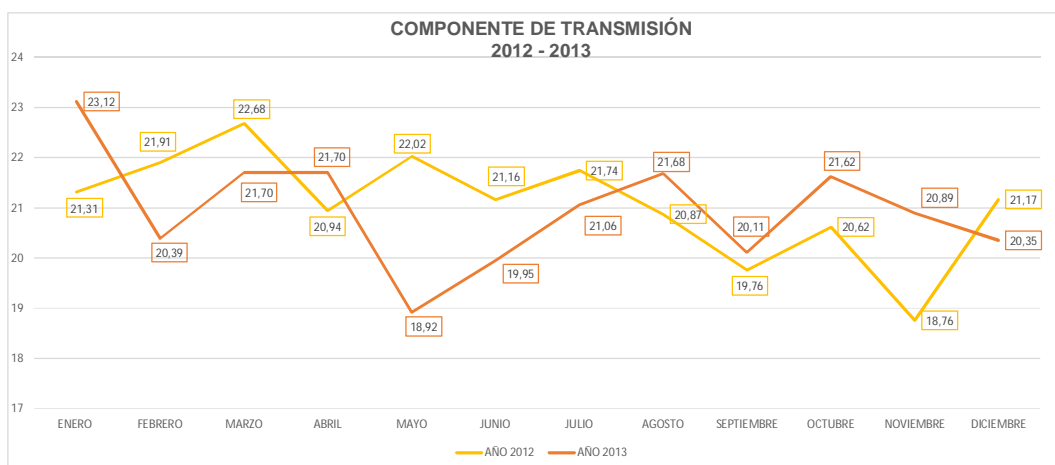


Fuente: Información Publicada por la ESP

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 201, 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 oscilo en promedio \$3/kWh durante el año.

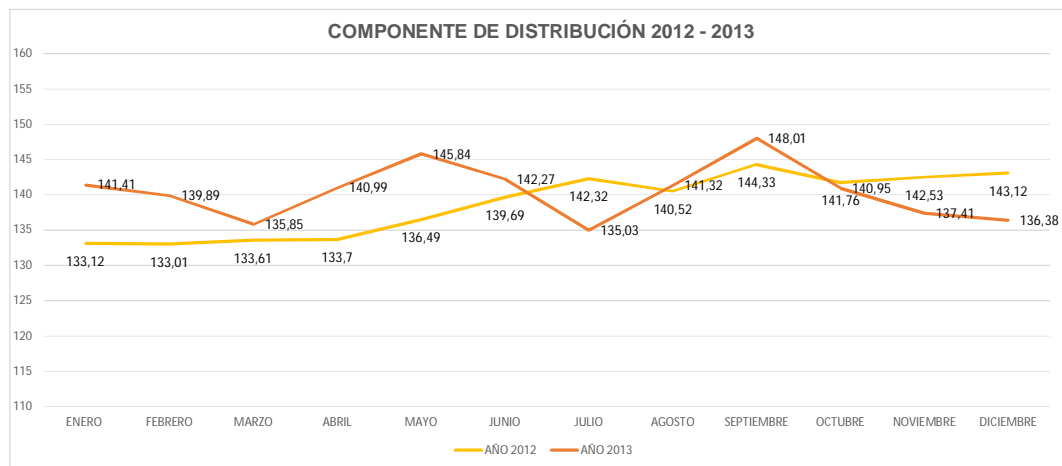
4.3.3.3. Componente de Distribución D:

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 ESSA S.A. ESP., buscando con ello la integración de varios prestadores con el fin de normalizar el componente de distribución -D de la tarifa regulada.

Los otros prestadores que hacen parte de la ADD Centro, son: Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. ESP., Empresas Públicas de Medellín S.A. ESP, Empresa de Energía de Pereira 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 2012 comparado con su comportamiento durante el 2013.

Gráfico 4.3.3.3. Comparativo D 2012 – 2013



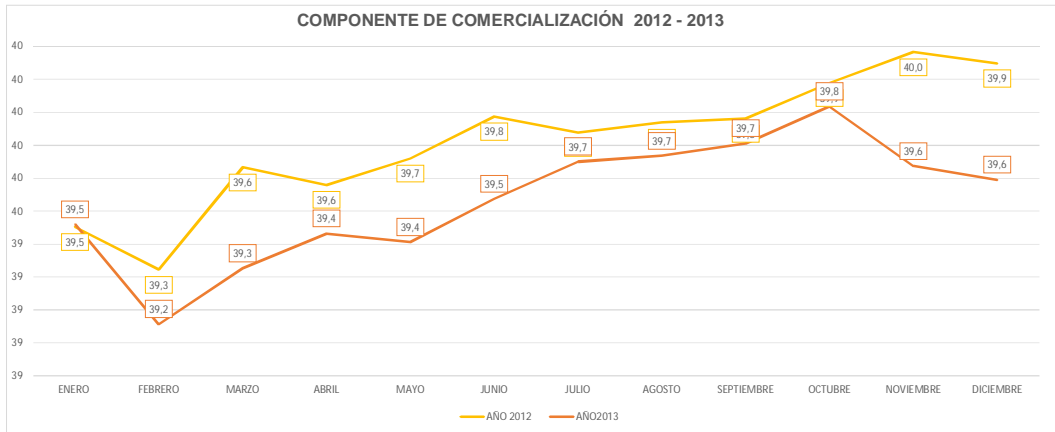
Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.4. Componente de Comercialización

Se mantiene la tendencia creciente de este componente, similar a la observada durante el 2012, donde se muestra estable siguiendo la tendencia propia del índice de precios al consumidor IPC. No obstante, muestra un pico de 39,8 \$/kWh en el mes de

octubre de 2013, sin embargo, durante el 2013 este valor estuvo alrededor de \$39/kWh.

Gráfico 4.3.3.4. Comparativo C 2012 – 2013

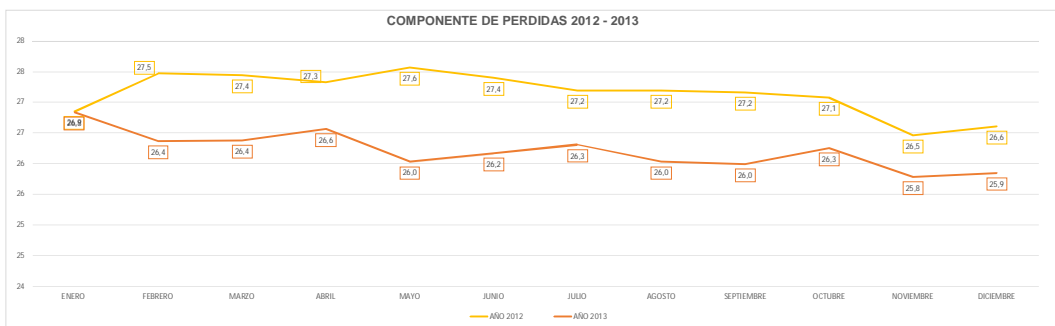


Fuente: Información Publicada por la ESP

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 promedio respecto del año inmediatamente anterior de 6.76%.

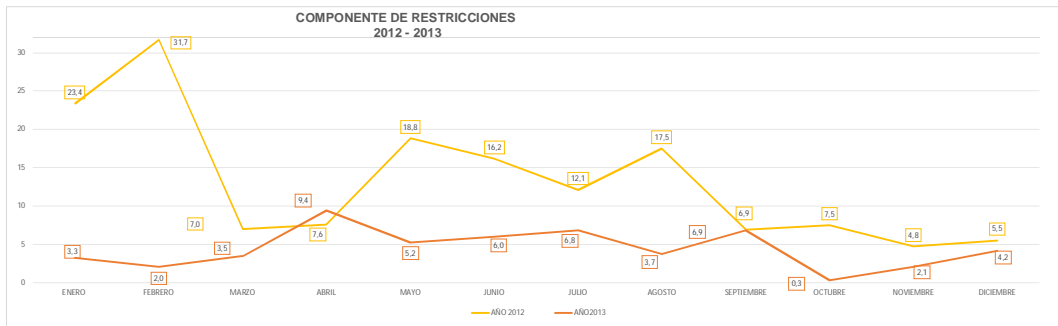
Gráfico 4.3.3.5. Comparativo Pr 2012 – 2013



4.3.3.6. Componente de Restricciones

Durante el 2013 se observa una tendencia constante de este componente llegando a niveles que de \$9/kWh en el mes de abril a menos de \$1/kWh en el mes de diciembre, comportamiento mucho más estable que el sucedido en 2012.

Gráfico 4.3.3.6. Comparativo R 2012 – 2013



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 el transporte TM, la comercialización CV y la distribución Dt son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen el componente de pérdidas y 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.

Tabla 4.3.3.7. Participación por componente

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 pérdidas y restricciones aunque representan un porcentaje más bajo en la definición del CU, presentan una mayor variación durante el año.

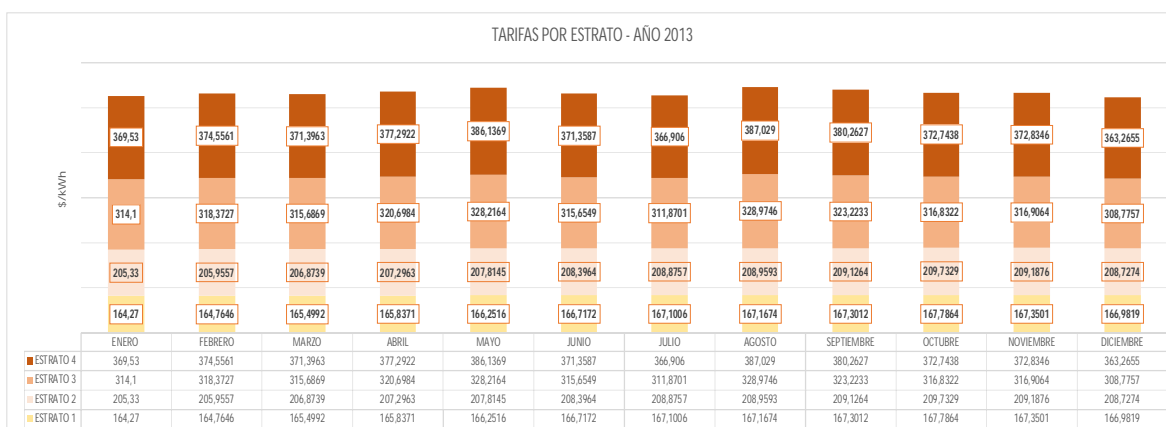
4.3.4. Evolución de las tarifas 2013

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 ESSA 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 369.53 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 164.27 \$/kWh, asignado un subsidio del 55.5% para este periodo.

Gráfica 4.3.4 Tarifas mensuales durante el 2013 por estrato



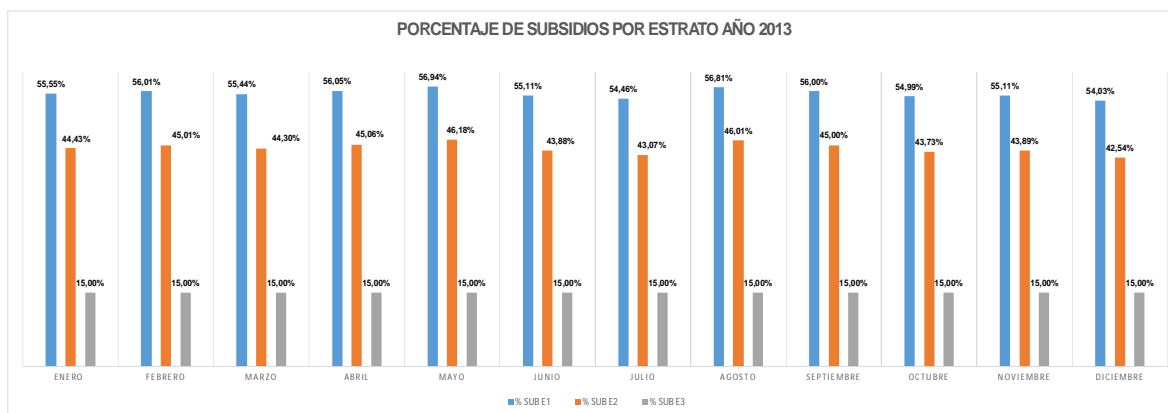
Fuente: Información Publicada por la ESP

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue una disminución cercana al 2% en la tarifa de los usuarios del estrato 3 y 4 y un incremento igual en las tarifas de los usuarios 1 y 2 a lo largo del 2013.

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: Cálculos DTGE-Información publicada por el prestador

4.6. Subsidios y Contribuciones

En la tabla 4.6. se 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.

Tabla 4.6. Subsidios y contribuciones reportados al SUI

Estrato/Sector	AÑO 2013
Estrato 1	17.631.863.998
Estrato 2	22.457.217.536
Estrato 3	5.942.004.386
Total Subsidios	46.031.085.920
Estrato 4	9.664
Estrato 5	844.942.342
Estrato 6	360.844.996
Industrial	659.213.680
Comercial	14.664.993.419
Otros	796.071.296
Total Contribucione	17.326.075.397
Deficit	-28.705.010.523
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 es aproximadamente \$28.700, que corresponden a subsidios cercanos a \$46.031 millones, de los cuales el 38% (\$17.631 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 1, 49% al estrato 2 (\$22.457 millones) y por último 13% a los usuarios del estrato 3 (\$5.942 millones), además facturó contribuciones por un valor total de \$17.326 millones los cuales fueron en su mayoría (85%) del sector comercial (\$14.664 millones), los aportes de los usuarios del estrato 5 y 6 representan cerca del 7% de los aportes totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$28.705 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$46.031 millones y recaudar un total de \$17.326 millones por concepto de contribución.

4.7 Cobertura del Servicio

	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13
Cobertura Urbana %	99,5%	99,5%	99,5%	99,5%	99,5%	99,5%
Cobertura Rural %	87,0%	87,0%	87,0%	87,0%	87,0%	87,0%

	jul-13	ago-13	sep-13	oct-13	nov-13	dic-13
Cobertura Urbana %	99,5%	99,5%	99,5%	99,5%	99,5%	99,5%
Cobertura Rural %	87,0%	87,0%	87,0%	87,0%	87,0%	87,0%

	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14
Cobertura Urbana %	99,5%	99,5%	99,5%	99,5%
Cobertura Rural %	89,0%	89,0%	89,0%	89,0%

Atención Comercial

En lo relacionado con atención al cliente se verificaron los siguientes aspectos y se hicieron las siguientes solicitudes:

- Se verificaron aspectos relacionados con el cumplimiento de la regulación respecto del contenido mínimo de las facturas en cada uno de los estratos residenciales, y en los sectores, industrial, comercial y oficial.
- Se revisaron aspectos relacionados con la calidad de la atención al cliente en los Centros de Atención al Cliente.
- Se verificó el contenido del Contrato de Condiciones Uniformes CCU.

- Se realizaron encuestas al personal de la empresa y a los usuarios en los Centros de Atención al Cliente para verificar el estado de conocimiento, la atención y satisfacción al cliente.
- Se verificaron los procedimientos relacionados con la Energía Consumida Dejada de Facturar, las Desviaciones Significativas y Acuerdos de Pago.
- Se solicitaron las estadísticas de usuarios y PQR's por tipo de causal.
- Se revisaron aspectos relacionados con el uso racional del servicio de energía y protección del medio ambiente, y las respectivas campañas de capacitación y concientización.
- Se verificó el cumplimiento de la regulación con respecto al aviso a los usuarios sobre las interrupciones del servicio.
- Se solicitaron los documentos necesarios para verificar el cumplimiento de las obligaciones de la ESP frente al MEM
- Se revisó que la empresa verifique el cumplimiento de los requisitos para usuarios nuevos.
- Se solicitaron documentos relacionados frente a la operación de red, registros de fronteras, y procedimientos frente al mercado regulado.
- Se verifico el cumplimiento de las obligaciones frente a los hogares comunitarios,
- Se constató que se hayan realizado los correspondientes avisos, frente a interrupciones no programadas.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	2013	Referente	Observación
Margen Operacional	16,48%	27,00%	No Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	13	6,0	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	63	53,0	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	37	37,0	Cumple
Razón Corriente – Veces	1,26	1,26	No Cumple

La empresa se encuentra por debajo del referente establecido para el mercado en 3 de los indicadores de gestión, la comparación se efectuó con los referentes calculados por la SSPD para el año 2012; dentro de estos indicadores son incumplidos la Rotación de Cuentas por Cobrar, el Margen operacional y Razón Corriente.

Cuentas por Cobrar

Para el periodo del año 2013, este indicador presenta una disminución importante respecto al año anterior, el cual pasa de 68,3 a 63 días, debido principalmente a la gestión de cartera y política de financiación provocando que la cartera de corto plazo no mejore el indicador.

AEGR: Si bien se está de acuerdo con lo indicado por el prestador, otro de los factores que influyó en la disminución de la cartera por servicios correspondió al pago por parte de la Nación, del déficit de subsidios que se tenía al cierre del ejercicio.

Razón corriente

Para el periodo del año 2013, este indicador presenta una reducción de 0,62% aumentando respecto al año anterior, generado por la disminución del efectivo, que fue causado por la escisión de ESSA S.A. ESP en marzo de 2013, en donde de su propia caja se utilizaron en su momento \$128,000 millones.

AEGR: De acuerdo con lo indicado por el prestador se presentó una disminución importante en la razón corriente debido principalmente a la utilización de los recursos por el proyecto de escisión.

Margen Operacional

Para el periodo del año 2013, este indicador presento una disminución del 2,35% respecto al año anterior, por el incremento del 21% de los gastos operacionales, esto se generó por el registro para 2013 del aporte obligatorio a pensión del personal jubilado.

AEGR: Se presenta un impacto importante en el margen operacional ebitda, debido principalmente al aumento en los costos y los gastos operacionales.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Aspectos Contables

En visita efectuada por la Dirección Técnica de energía, se detectaron los siguientes hallazgos sobre la calidad de la información contable presentada por la empresa, para lo cual la prestadora dio sus diferentes explicaciones así:

Al realizarse la verificación se encontraron dos diferencias las cuales obedecen a reclasificaciones por efecto de la homologación entre el plan de la Contaduría General de la Nación y el plan de cuentas de servicios públicos de la Superintendencia, en las cuentas de inventario, el saldo entre ambas es 0.

CUENTAS	SUI	BALANCE/LIBRO MAYOR	DIFERENCIAS
15180701010105		\$ 357.931.941,00	-\$ 357.931.941
15189001010105		\$ 47.970.269,00	-\$ 47.970.269
15189001010101	\$ 134.595.796		\$ 134.595.796
15189001010102	-\$ 91.730.151		-\$ 91.730.151
15189001010104	-\$ 20.056.362		-\$ 20.056.362
15189001010105	\$ 383.092.929		\$ 383.092.929
SALDO			0

7. ACCIONES DE LA SSPD

En este punto se describen las acciones se han adelantado por la SSPD frente a la empresa, ya sean relacionadas con investigaciones, planes de mejoramiento, oportunidades de mejora, entre otras.

- Relación de visitas efectuadas durante el año 2013
- Acuerdos de mejoramiento.
- Investigaciones

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Aspectos Comerciales:

La empresa presenta a corto plazo un porcentaje aceptable de exposición a bolsa, especialmente para la atención del mercado regulado. En relación con el mercado no regulado, a pesar de que no se tiene cobertura mediante contratos para el año 2015, esta situación obedece a que los clientes del mercado tienen contrato solamente para el año 2014. Verificado un proceso de compra de energía para el mercado regulado, se evidenció que en términos generales la empresa cumple lo establecido en la Resolución CREG 167 de 2008.

El 46,1% de los recursos de apelación que la empresa debe enviar a la Dirección Territorial Oriente de la SSPD correspondientes a la vigencia 2013, a la fecha de la visita no habían sido remitidos para el análisis en segunda instancia.

En cuanto a la calidad del servicio y atención al cliente en los Centros de Atención Integral al Cliente se encontraron suficientes sillas de espera y en general, espacios amplios, agradables, con buena iluminación y ventilación.

Al revisar las facturas, se encontró que la empresa cumple con los requerimientos contenidos en el Contrato de Condiciones Uniformes.

Se observó el cumplimiento del Contrato de Condiciones Uniformes, y en general de la regulación referente al servicio de energía y procedimientos.

Conclusiones Financieras y Contables:

La empresa se encuentra pendiente del cargue de los anexos al plan contable para las vigencias 2006, 2007, 2008, 2009, 2011, 2012 y 2013, Cargue establecido en la Resolución SSPD 20121300003545 de 2012

(...)”Artículo 2: Modificar el artículo 4 de la resolución 20061300025985 de

2006 del 25 de julio del 2006 el cual quedara así:

A más tardar el 5 de abril de cada anualidad los prestadores de servicios públicos deberán adjuntar como anexos al cargue del plan de contabilidad en el sui para la información anual como documentos pdf o tif los siguientes estados financieros básicos a 31 de diciembre del año anterior: Balance General, Estado de Resultados, Flujo de Efectivo, Cambios en la posición Financiera, Cambios en el Patrimonio, Nota a los estados financieros y actas de aprobación de los Estados Financieros. Estos documentos deberán estar debidamente certificados por el Representante Legal y por el Contador Público y dictaminados por el Revisor Fiscal o quien haga sus veces, si aplica y aprobados por la Junta Directiva, Asamblea General o Asamblea de Socios, igualmente deben anexar el certificado de reporte de información al Sistema Único de Información (SUI) debidamente Firmado.”

Se complementa la verificación sobre la calidad de la información contable con base en el procedimiento establecido por el grupo financiero de la Dirección Técnica de Gestión de Energía DTGE y cuya información se encuentra en el Drive de Correo de la SSPD – como resultado del desarrollo de esta matriz NO SE EVIDENCIAN OBSERVACIONES CONTABLES QUE AFECTEN LA CALIDAD DE LA INFORMACION CONTABLE DE LA COMPAÑÍA ESSA S.A. ESP.

La prestadora no cumple con tres de los referentes establecidos en la resolución CREG 034 de 2004 para los indicadores de Gestión. (Razón Corriente, Cuentas por Cobrar y Margen Operacional)

Conclusiones Tarifarias:

Durante el 2013, las tarifas presentaron un comportamiento inestable, asociado principalmente a los cambios importantes en el componente de restricciones y el componente de generación. El costo unitario de prestación promedio fue de \$374, 4/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 la distribución Dt son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen las pérdidas Pr y las Restricciones RM.

Acorde con las tarifas publicadas por la empresa mes a mes, la empresa da aplicación a lo preceptuado en la Ley 1428 de 2010, lo cual fue 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 sobrepagos. 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 \$28.705 millones.

