

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. E.S.P.



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

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

ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2013

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. E.S.P. se constituyó en el año 1978 para desarrollar las actividades de comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el sistema interconectado. La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$ 1.719.993.000 Tiene su sede principal en la ciudad de Florencia. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día julio 07 de 2014.

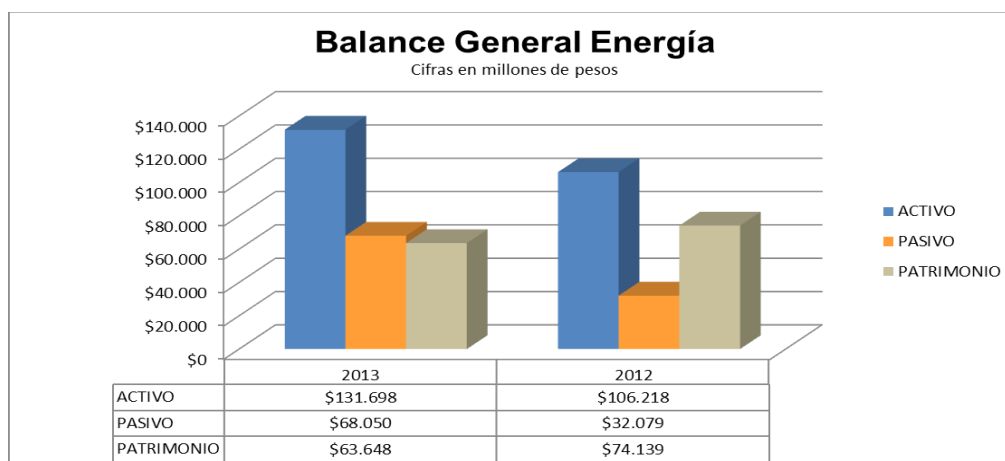
Tabla1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Anónima
Razón social	Electrificadora Del Caquetá S.A. E.S.P.
Sigla	Electrocaquetá S.A. E.S.P.
Nombre del gerente	Gerardo Cadena Silva
Actividad desarrollada	Comercialización y Distribución
Año de entrada en operación	1978
Mercado que atiende	14 Municipios del Departamento del Caquetá.

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Balance General



Fuente: SUI

BALANCE GENERAL	2013	2012	VAR
Activo	\$131.697.862.086	\$106.218.350.713	23,99%
Activo Corriente	\$58.945.810.402	\$36.138.809.688	63,11%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$31.721.583.113	\$31.388.926.142	1,06%
Inversiones	\$0	\$0	
Pasivo	\$68.049.680.063	\$32.079.404.066	112,13%
Pasivo Corriente	\$53.989.254.463	,	120,23%
Obligaciones Financieras	\$0	\$0	
Patrimonio	\$63.648.182.023	\$74.138.946.647	-14,15%
Capital Suscrito y Pagado	\$1.719.993.000	\$1.719.993.000	0,00%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Para el año 2013 los activos de la Empresa ascendieron a \$131.698 millones, presentando un incremento de 23,99% con respecto al año anterior. Ahora bien, dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Deudores: A diciembre de 2013 esta cuenta sufrió un incremento de \$15.499 millones con relación al mismo periodo de la vigencia anterior, ubicándose en \$34.674 millones. De este rubro el 52% corresponde a depósitos entregados, de los cuales \$16.176 millones corresponden a encargos fiduciarios que según las notas a los estados financieros son:

“valores recibidos de los fondos PRONE, FAER Y FAZNI de Ministerio de Minas y Energía para proyectos de normalización de redes eléctricas en barrios subnormales, energización de zonas rurales e interconexión Las Delicias - La Macarena, los cuales son administrados por la Fiduciaria de Occidente S.A., creados en 2013.”

Los deudores de servicios públicos ascienden a \$9.282 millones, de los cuales tiene provisionado el 12% equivalente a \$1.077 millones.

Propiedad Planta y Equipo: con una participación del 24,1%, a diciembre de 2013 se posicionó en \$31.722 millones, presentando un incremento del 1,06% con relación al año anterior. Sobresalen con el 34%, 32% y el 27% las cuentas de redes, líneas y cables con \$10.644 millones, plantas, ductos y túneles con \$10.229 millones y las edificaciones \$8.683 millones, respectivamente, incluida la depreciación.

Otros activos: con el 26,4% corresponden al rubro con mayor participación dentro del activo, sobresaliendo las valorizaciones que ascienden a \$32.176 millones.

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTÓRICO	DEPRECIACIÓN	PROVISIÓN PARA PROTECCIÓN DE ACTIVOS	VALOR CUETNA 16, PROP, PLANTA Y EQUIPO	VALORIZACIONES	VALOR EN LIBROS
Terrenos	\$210	\$0	\$0	\$210	\$2.998	\$3.207
Bienes Muebles en Bodega	\$361	\$0	\$0	\$361	\$0	\$361
Edificaciones	\$9.861	-\$1.177	\$0	\$8.683	\$1.937	\$10.621
Plantas, Ductos y Túneles	\$14.204	-\$3.975	\$0	\$10.229	\$2.626	\$12.845
Redes, Líneas y Cables	\$25.842	-\$15.198	\$0	\$10.644	\$24.625	\$35.270
Maquinaria y Equipo	\$827	-\$547	\$0	\$279	\$0	\$279
Equipo Médico y Científico	\$847	-\$480	\$0	\$368	\$0	\$368
Muebles, Enseres y Equipos de Oficina	\$991	-\$683	\$0	\$308	\$0	\$308
Equipos de Comunicación y Computación	\$1.912	-\$1.419	-\$39	\$454	\$0	\$454
Equipo de Transporte, Tracción y Elevación	\$723	-\$538	-\$53	\$132	\$0	\$132
Equipos de Comedor, Cocina, Despensas y Hotelería	\$12	-\$13	\$0	-\$1	\$0	-\$1
TOTALES	\$55.843	-\$24.030	-\$91	\$31.722	\$32.176	\$63.897

Fuente: SUI cifras en Pesos

En relación con el Pasivo, que a diciembre 31 de 2013 se ubicó en \$68.050 millones, es preciso señalar que presentó un incremento del 112.13% equivalente a \$35.970 millones con relación al mismo periodo del año anterior. La composición del pasivo se encuentra de la siguiente manera: Operaciones de crédito público \$3.964 millones, Cuentas por pagar, \$51.644 millones; Obligaciones laborales, \$710 millones; Pasivos estimados y provisiones, \$11.172 millones; y otros pasivos, \$560 millones.

De los \$51.644 millones que corresponden a las cuentas por pagar son los acreedores y los depósitos recibidos de terceros, los que representan el valor más significativo, con el 41% y 51%, respectivamente.

Con respecto a los acreedores, son los dividendos y participaciones con \$15.000 millones los que mayor participación tienen dentro de este rubro, en las notas a los estados financieros la empresa comenta:

“Los dividendos y participaciones fueron decretados por la asamblea general de accionistas en el acta N° 53 del 21 de marzo de 2013 por \$15.000.000, y fueron cancelados en el mes de enero de 2014”

Sobre los depósitos recibidos por terceros que ascienden a \$26.578 millones, la prestadora en sus notas a los estados financieros revela:

“A 31 de diciembre de 2013 los Depósitos recibidos de terceros registra principalmente el saldo de los recursos del Fondo Nacional de Regalías para interconexión del municipio de Solano, interconexión San Vicente - Los Pozos -

San Juan de Losada y ampliación de la interconexión rural en las diferentes veredas en el municipio de El Paujil por \$5.990.273 (\$7.901.993 al 31 de diciembre de 2012); y de los fondos PRONE por \$13.323 (\$0 al 31 de diciembre de 2012), FAER \$11.575.662 (\$0 al 31 de diciembre de 2012) y FAZNI por \$8.884.842 (\$0 al 31 de diciembre de 2012), para proyectos de normalización de redes eléctricas en barrios subnormales, energización de zonas rurales e interconexión Las Delicias - La Macarena”

A diciembre de 2013 el patrimonio presentó una disminución de \$10.491 millones con respecto a diciembre de 2012, posicionándose en \$63.648 millones. Esta reducción se explica por el reparto de utilidades que se tenían de periodos anteriores.

Con relación a la estructura de capital, el 48,3% de los fondos son propios y los 51,7% restantes son aportados por acreedores.

2.2. Estado de Resultados



Fuente: SUI

ESTADO DE RESULTADOS	2013	2012	VAR
Ingresos Operacionales	\$77.580.467.828	\$70.594.304.984	9,90%
Costos Operacionales	\$59.180.581.229	\$56.189.660.074	5,32%
Gastos Operacionales	\$15.410.792.948	\$12.862.204.743	19,81%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$2.989.093.651	\$1.542.440.167	93,79%
Otros Ingresos	\$2.034.753.784	\$3.270.487.142	-37,78%
Otros Gastos	\$514.612.060	\$982.456.566	-47,62%
Gastos de Intereses	\$380.792.455	\$634.750.089	-40,01%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$4.509.235.375	\$3.830.470.743	17,72%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Los ingresos operacionales correspondientes a las actividades de venta de servicios y venta de bienes comercializados para diciembre de 2013 se ubicaron en \$77.580 millones, presentando un crecimiento del 9,90% con respecto a diciembre de 2012, las ventas del servicio de energía eléctrica se encuentran distribuidas así: Distribución, \$28.773 millones; comercialización \$46.736 millones.

Los Costos Operacionales representan el 76,3% de los Ingresos Operacionales con corte a diciembre de 2013, registrando un incremento de 5,32% con respecto al año anterior, pasando de \$56.190 millones en el 2012 a \$59.181 millones en 2013. De dichos costos operacionales sobresalen los costos de bienes y servicios por valor de \$38.170 millones, equivalente al 64,50%. En relación con estos bienes y servicios las compras de energía en bloque y/o a largo plazo y las compras en bolsa y/o corto plazo se ubican en \$30.071 millones.

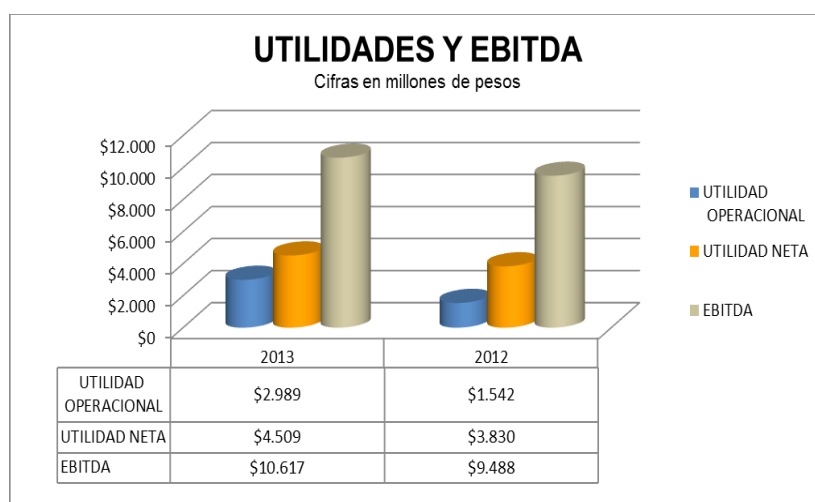
Los gastos operacionales a diciembre de 2013 decrecieron 19,8%, pasando de \$12.862 millones a \$15.410 millones, y están compuestos de la siguiente manera: Gastos administrativos, 36%; y Provisiones, depreciaciones y amortizaciones, 64%. Los gastos de administración disminuyeron \$75 millones ubicándose en \$5.609 millones a diciembre de 2013, de los cuales \$2.772 millones corresponden a gastos de personal, \$2.667 millones a gastos generales y \$669 millones erogaciones por impuestos contribuciones y tasas.

Las cuentas de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2013 aumentaron \$2.624 millones, este rubro evidencia comportamientos de la siguiente manera: Provisiones para deudores, \$1.411 millones; Provisión para obligaciones fiscales, \$4.861 millones; Provisión para contingencias, \$2.953 millones; Depreciación propiedad planta y equipo, \$321 millones; y amortización de intangibles \$255 millones.

Los otros ingresos para la vigencia 2013 suman \$2.035 millones y están compuestos por: \$1.313 millones Financieros, \$649 millones extraordinarios y \$73 millones ajuste a ejercicios anteriores, dentro de los ingresos financieros se destacan \$258 millones de intereses sobre depósitos y \$464 millones recargo por mora, \$381 millones comisiones sobre depósitos en administración.

Los otros gastos no operacionales ascienden a \$515 millones, siendo los más importantes los gastos financieros y los gastos extraordinarios con el 74% y el 20% respectivamente del total del rubro.

2.3. Utilidades y Ebitda



Fuente: SUI

ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P presentó a diciembre de 2013 una utilidad neta de \$4.509 millones (\$679 millones más que en el 2012). El ebitda de la compañía alcanzó los \$10.617 millones que representa un aumento de \$1.129 millones con respecto al año anterior.

2.4 Indicadores

INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente- Veces	1,09	1,47
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	44	55
Rotación de Cuentas por Pagar- Días	14667	3
Activo Corriente Sobre Activo Total	44,76%	34,02%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	51,7%	30%
Patrimonio Sobre Activo	48,3%	70%
Pasivo Corriente Sobre Pasivo	79%	76%
Cobertura de Intereses- Veces	26,94	14,44
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	\$10.616.988.322	\$9.488.332.715
Margen Operacional	14%	13%
Rentabilidad de Activos	8%	9%
Rentabilidad de Patrimonio	11%	6%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Liquidez

La razón corriente de la compañía que a Diciembre de 2013 fue de 1,09 veces, presentó un menor valor de 0,38 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, la disminución de este indicador esta explicada en el aumento de los pasivos corrientes, principalmente la distribución de utilidades de vigencias anteriores decretada por la asamblea general de accionistas y cuyo monto ascendió a \$15.000 millones de pesos. Por otra parte, la rotación de cuentas por cobrar presentó un decrecimiento de 11 días pasando de 55 días en 2012 a 44 días en 2013. La empresa tarda 14 días en realizar el pago de sus obligaciones, disminuyendo en 11 días con respecto a 2012, año en el cual se tardaba 3 días.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2013 fue de 51,7%, lo que evidencia un aumento del 21,7% con respecto a 2012 cuyo porcentaje era de 30%. El Pasivo corriente representa el 79,3% del total de los Pasivos, por lo que el 20,7% restante pertenece a Pasivos de largo plazo que en mayor porcentaje corresponden a depósitos recibidos de terceros y pasivos estimados y provisiones.

Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2013 fue de 14%, aumentando en 1 punto porcentual al obtenido en la vigencia anterior; La rentabilidad de los activo se posiciono en 8% decreciendo en 1% al calculado en 2012; La rentabilidad del patrimonio reveló un menor valor de 5% respecto al mismo periodo de la vigencia 2012 que fue del 6%.

2.5. Concepto del Auditor Externo de Gestión y Resultados

Respecto del desempeño y de los diferentes aspectos financieros de la Empresa, en particular de las proyecciones, el AEGR en su informe, dictamina lo siguiente:

“La Ley 142 de 1994 en su artículo 181 estipula que todas las Empresas de Servicios Públicos, o quienes al entrar en vigencia esta Ley estén prestando servicios públicos Domiciliarios, llevarán a cabo una evaluación de su viabilidad empresarial a mediano y largo plazo.

Entendiéndose viabilidad empresarial como la capacidad que tiene un ente para cumplir a cabalidad con sus obligaciones a corto plazo y a largo plazo, con el único fin de garantizar un excelente servicio a los usuarios y así efectuar las inversiones pertinentes. En este orden de ideas y con base en esto, podemos estimar que:

- 1. Las proyecciones tenidas en cuenta para el presente dictamen fueron elaboradas por la Electrificadora del Caquetá S.A. ESP y estas son razonables y acordes al comportamiento de la empresa*
- 2. Para la realización de las proyecciones, la Electrificadora del Caquetá S.A. ESP se basa en información sobre los contratos de compra de energía que se tienen firmados, comportamiento de los ingresos en años anteriores y proyecciones de ventas, lo que permite estimar que las proyecciones son razonables en razón de que son alcanzables en el tiempo proyectado. Siempre y cuando no suceda nada extraordinario con la única línea de interconexión eléctrica Altamira – Florencia, que tiene la empresa.*

Los resultados de la vigencia 2013, permiten a la empresa seguir consolidándose financieramente, reiterando su posición de empresa líder en el departamento del Caquetá.

Comentario: las proyecciones financieras de la Electrificadora del Caquetá S.A. ESP, se ajustan al comportamiento de la misma y son razonables y prudentes frente al comportamiento de la economía nacional.”

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

3.1. Descripción de la Infraestructura

Según la información reportada en el SUI para diciembre de 2013 ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P. cuenta con 16 subestaciones instaladas y una longitud de la red correspondiente a la longitud de los circuitos o línea principal, más ramales de 2089,662 Km de red este valor corresponde a la suma total de la longitud de red reportada en el SUI.

Tabla 3.1.1 Evolución Infraestructura Transformadores y Circuitos ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P.

NUMERO DE TRAFOS	NUMERO DE CIRCUITOS	SUMA CAPACIDAD DE TRAFOS	SUMA USUARIOS CONECTADOS	DEMANDA MESUAL	AÑO
2813	33	99200	71708	12085057	2011
3154	33	99085	71700	12082155	2012
3013	41	101795	79170	13934037	2013

Fuente: SUI

Con respecto a la tabla anterior se observa que para diciembre de 2013 la Empresa ELECTROCAQUETÁ S.A E.S.P. tiene reportados en el SUI 3013 transformadores en todo su mercado con 41 circuitos reportados y 79170 usuarios conectados a los transformadores. Adicionalmente se presenta la suma de la capacidad de los transformadores la cual corresponde a 101,795 KVA y una demanda mensual de 13 GWh aproximadamente.

Según lo reportado en el SUI la empresa cuenta con 16 subestaciones (esta información no está actualizada dado las falencias en el cargue de información por parte de la empresa) con una longitud de red 1687,5 Km de red.

3.2 Continuidad

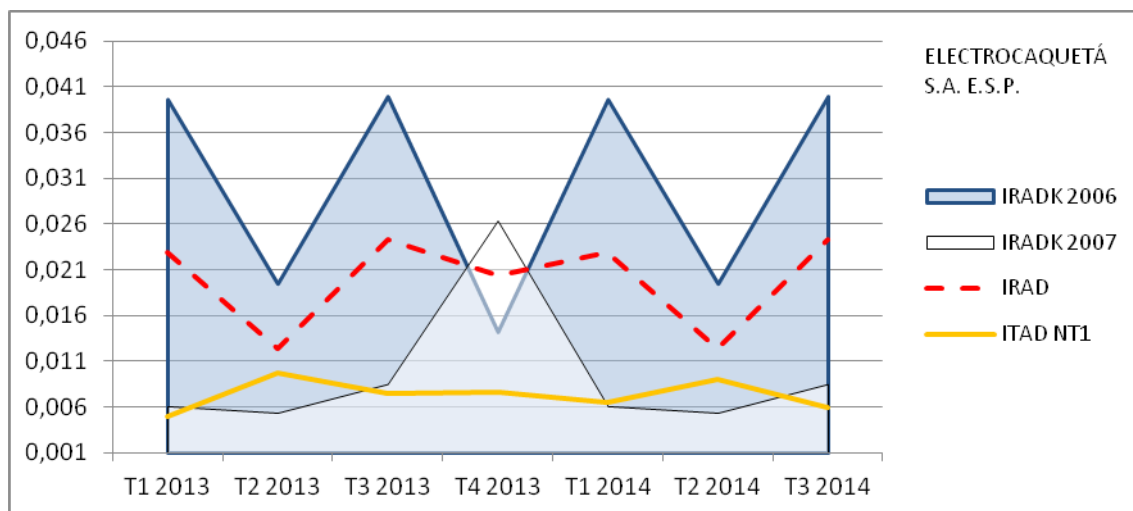
La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Resolución 097 de 2008, estableció el nuevo esquema de calidad y compensaciones, en el cual se define el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Este índice representa el porcentaje medio de energía que los clientes dejan 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 019 de 2011 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P.

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

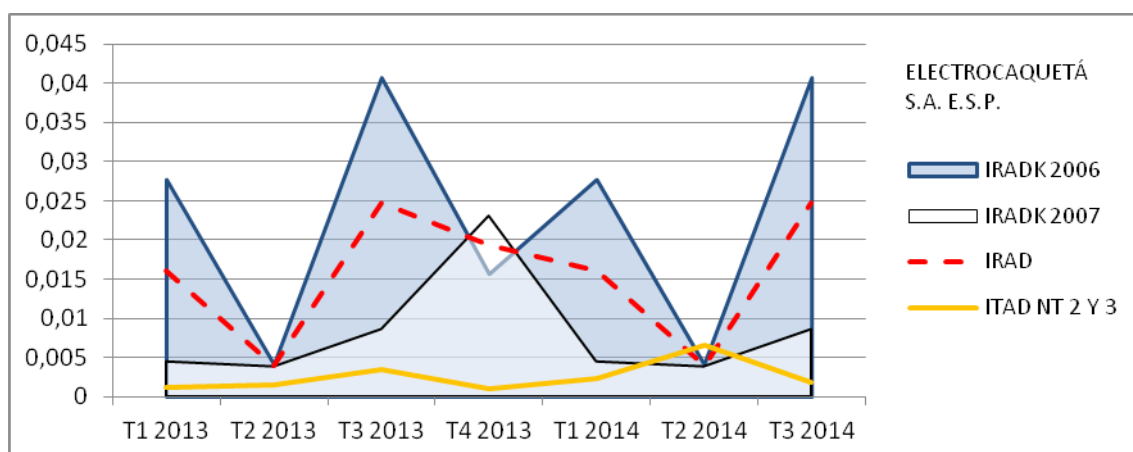
del IRAD son superados, se entiende que la calidad del servicio de la empresa ha disminuido considerablemente. Los índices IRADK 2006 Y 2007 establecen una banda de indiferencia dentro de la cual debe estar siempre el ITAD para cumplir con una buena calidad del servicio.

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

Por otra parte, para 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, se evidencia que tanto para el nivel 1 como para los niveles de tensión 2 y 3, la empresa presenta valores “cero” para la totalidad de los meses desde enero de 2013 hasta el último reporte al SUI.

Como conclusión general, se evidencia que la ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P, ha tenido un buen comportamiento de acuerdo a lo establecido en la regulación, toda vez que la variable ΔDt tomó valores de cero y positivos durante todos los periodos.

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.

En relación con el tema de la supervisión de activos en tiempo real, XM informó a esta Superintendencia, mediante comunicación con radicado SSPD 20135290623032 de 29-09-2013, que para noviembre del año de 2013 la empresa contaba con un 100 % 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.

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.

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 13 proyectos de inversión. De estos se destacan los siguientes 9 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 FINALIZ.	ESTADO	VALOR DEL PROYECTO (millones)	PORC. DEL AVANCE	OBSERVACIONES
1	CONT FAER GGC 236 2012 MINMINAS AMPLIACION ELECTRIFICACION RURAL MPIO FLORENCIA DPTO DEL CAQUETA AMPLIAR COBERTURA MEJORAR CALIDAD Y CONTINUIDAD DEL SERVICIO Y SATISFACER LA DEMANDA EN LAS ZONAS DEL SIN UBICADAS EN EL MERCADO DE COMERCIALIZACION DEL OR ELECTROCAQUETA S.A. E.S.P. MEDIANTE LA EJECUCION DE LOS PROYECTOS DEL FAER	08/05/13	16/12/13	FI	12229.79129	97%	PROYECTO FINANCIADO POR FAER
2	CONSTRUCCION LINEA DE INTERCONEXION SAN VICENTE LOS POZOS DELICIAS SAN JUAN DE LOZADA Y SU AREA RURAL CON SUB ESTACION ELECTRICA DE 2 0 MVA A 34 5 14 4 EN LAS DELICIAS Y SOLUCION PARCIAL FOTOVOLTAICA SAN VICENTE DEL CA-GUAN	01/06/12	27/01/14	IN	8720.706671	100%	PROYECTO FINANCIADO POR FNR
3	CONTRATO FAZNI GGC 109 2013 MINMINAS AMPLIACION DE COBERTURA ENERGIA SIN INTERCONEXION ELECTRICA 34 5 Kv ENTRE LAS DELICIAS LA MACARENA META SUBESTACION ASOCIADA Y DIAGNOSTICO DE APROVECHAMIENTO FORESTAL	20/12/13	19/09/14	EE	8137.518706	92%	PROYECTO FINANCIADO POR FAZNI
4	CONSTRUCCION DE REDES DE INTERCONEXION SAN ANTONIO DE GETUCHA TRES ESQUINAS SOLANO A 34 5 KV	21/09/10	30/04/12	IN	5479.804749	100%	PROYECTO FINANCIADO POR FNR

5	AMPLIACION ELECTRIFICACION RURAL MUNICIPIO DE EL PAUJIL DEPARTAMENTO DE CAQUETA	31/07/12	14/12/13	EE	3477.72165	99%	PROYECTO FINANCIADO POR FNR
6	CONTRATO FAER GGC 92 2013 MINMINAS AMPLIACION COBERTURA ENERGIA DEL SIN CONSTRUCCION DE REDES DE ENERGIA DE MEDIA Y BAJA TENSION Y SUBESTACION EN POSTE INSPECCION DE CAMPO HERMOSO Y SUS ZONAS RURALES PUENTE PALMA Y PUENTE GUAMO MUNICIPIO DE SAN VICENTE DEL CAGUAN DEPARTAMENTO DE CAQUETA	30/12/13	29/09/14	EE	3114.448912	89%	PROYECTO FINANCIADO POR FAER
7	CAMBIO DE NIVEL DE TENSION 34 5 A 115 KV ADECUACION DE LA LINEA Y TRASLADO DE TRANSFORMADOR 15 MVA 115 34 5 KV DE FLORENCIA A DONCELLO	01/08/10	01/08/11	FI	2094.984606	100%	PROYECTO EN EJECUCION
8	CONTRATO PRONE GGC 238 2012 MINMINAS LEGALIZAR USUARIOS Y ADECUAR REDES ELECTRICAS CONFORME LOS REGLAMENTOS TECNICOS VIGENTES EN LOS BARRIOS SUBNORMALES SITUADOS EN MUNICIPIOS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL EN EL MERCADO DE COMERCIALIZACION DEL OPERADOR DE RED ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S A ESP MEDIANTE LA EJECUCION DE LOS PROYECTOS DEL PROGRAMA DE NORMALIZACION DE REDES ELECTRICAS PRONE	26/06/13	31/12/13	FI	1491.997214	96%	PROYECTO FINANCIADO POR PRONE
9	CONTINUIDAD AL PLAN ESTRATEGICO DE REDUCCION DE PERDIDAS	01/01/13	31/12/13	FI	874.025476	92%	DAR CONTINUIDAD AL PROGRAMA DE PERDIDAS

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 proyectos es de \$45620.99 Millones de pesos.

De los proyectos que estuvieron planeados finalizarlos a diciembre de 2013 la empresa tuvo un porcentaje de cumplimiento del 96%.

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 Caquetá, alcanzó el 90,10% 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
Caquetá	97,99%	73,93%	90,10%

Fuente: UPME

Así mismo, el plan expuesto señala que para el año 2017 es posible alcanzar el 93,91% 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
Caquetá	93,91%	0,85%	3,68%	0,59%	100,00%

Fuente: UPME

3.5 RETIE

Durante el año 2014 la SSPD efectúa visitas técnicas de inspección a un muestro de subestaciones pertenecientes a los sistemas de distribución de distintos operadores de red, lo anterior con el fin de evaluar el estado de estas y el cumplimiento de aspectos RETIE que puedan eventualmente generar un peligro inminente o un riesgo sobre la prestación del servicio.

3.5.1. Accidentes de Origen Eléctrico

De acuerdo a lo reportado en el Sistema Único de Información SUI, ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P., no registran accidentes de origen eléctrico para el año 2013, con respecto a los reportados en el año 2012.

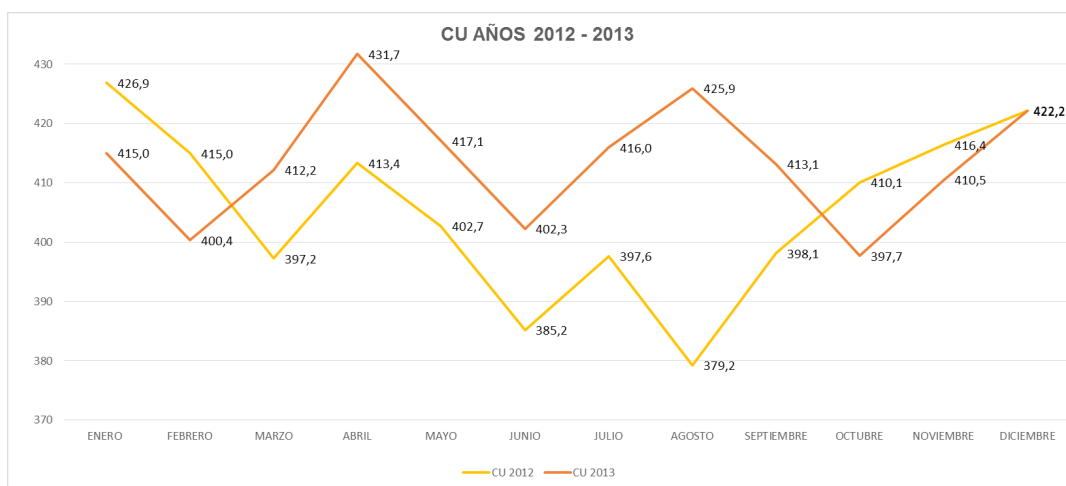
4. ASPECTOS COMERCIALES

4.1. ASPECTOS TARIFARIOS

4.1.1. 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 4.1.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio Año 2012 y 2013



Fuente: Información Publicada por la ESP

Se presentaron fluctuaciones importantes en el CU durante el 2013, su mayor valor se observó en el mes Abril \$431.7/KWh., esto debido al componente D. cuya participación en la definición del CU fue cercana al 39%, presentando variaciones importantes durante el año.

Las componentes de generación y distribución una participación que alcanza el 72% del CU.

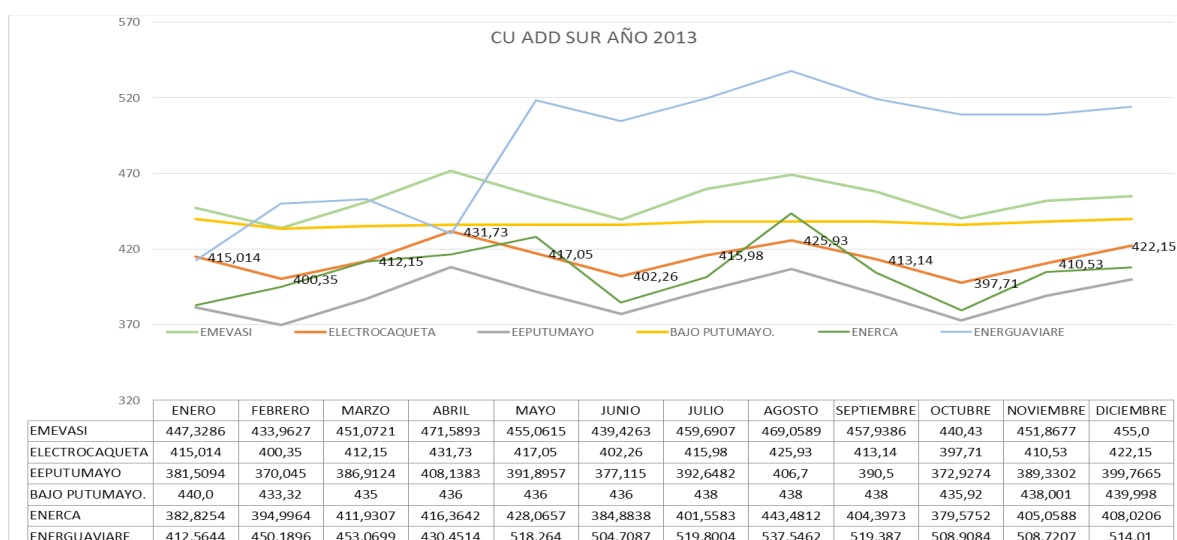
4.1.2. Comportamiento del CU para el prestador con respecto a su ADD durante el 2013

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 ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P. se encuentra en la media comparado con el calculado por las otras empresas que forman parte del ADD sur, esto es: Empresa de Energía del Valle de Sibundoy, Empresa de Energía del Putumayo, Empresa de Energía del Bajo Putumayo, Electrificadora del Meta, Empresa de Energía de Casanare, Empresa de Energía Eléctrica del Guaviare.

Gráfica 4.1.2. Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD sur 2013



Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD Sur

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

4.1.3.1. Componente Generación

El componente de compra de energía se presenta estable en el 2013 comparado con el 2012 que muestra oscilaciones entre picos muy altos y bajos. En promedio, se pagan \$13/ kWh más en el 2013 comparado con lo pagado en el año inmediatamente anterior.

Gráfica 4.1.3.1. Comparativo G 2012 – 2013

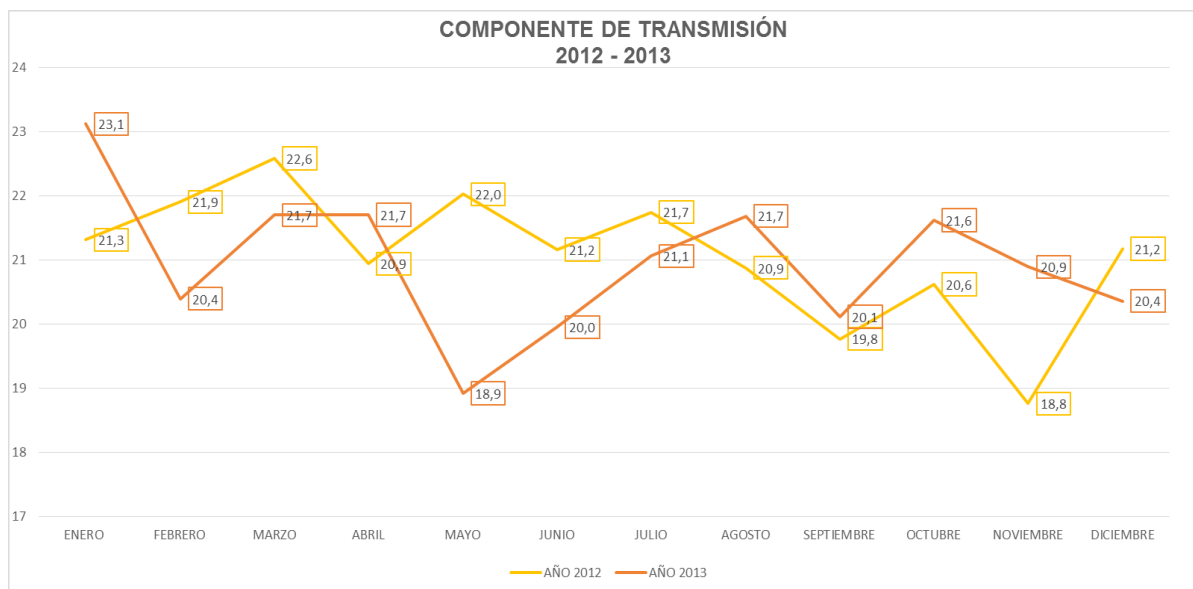


Fuente: Información Publicada por la ESP

4.1.3.2. Componente de Transmisión

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

Gráfica 4.1.3.2. 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 oscilo en promedio \$3/kWh durante el año.

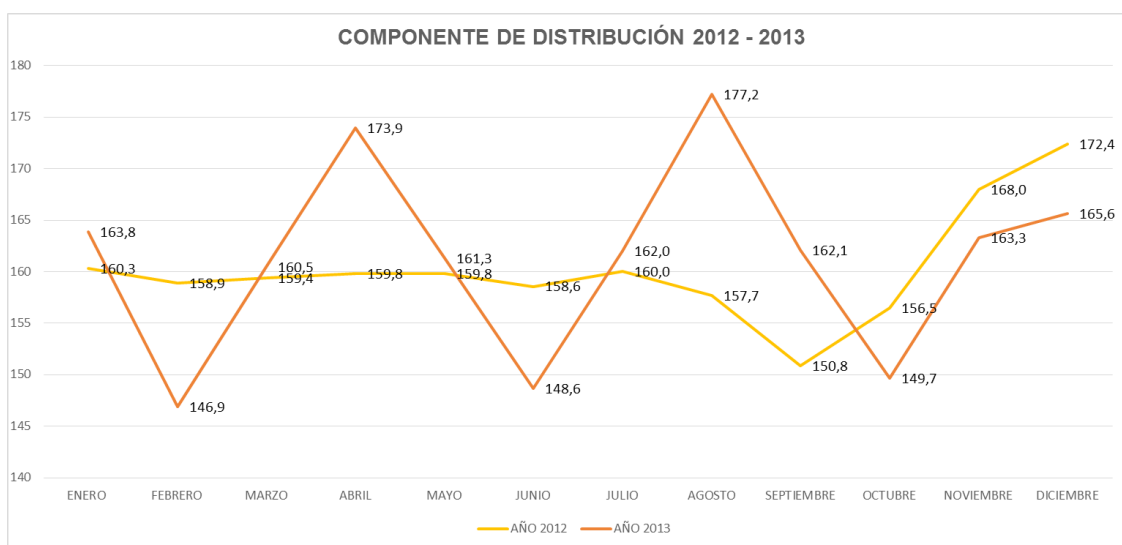
4.1.3.3. Componente de Distribución D:

El Ministerio de Minas y Energía -MME mediante la Resolución 18 0696 del 04 de mayo de 2011, determinó el Área de Distribución Sur, de la cual hace parte Electrificadora del Caquetá, 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 Sur, son Empresa de Energía del Valle de Sibundoy, Empresa de Energía del Putumayo, Empresa de Energía del Bajo Putumayo, Electrificadora del Meta, Empresa de Energía de Casanare, Empresa de Energía Eléctrica del Guaviare.

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 4.1.3.3. Comparativo D 2012 – 2013

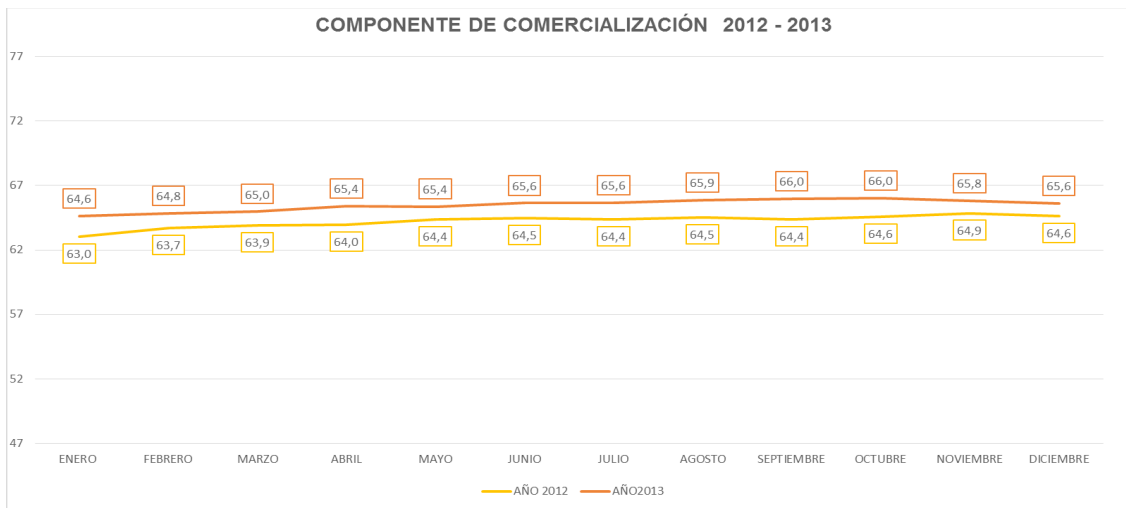


Fuente: Información Publicada por la ESP

4.1.3.4. Componente de Comercialización

Se mantiene la tendencia estable de este componente, similar a la observada durante el 2012. En promedio el valor de este componente fue de \$65.5/kWh durante el 2013.

Gráfica 4.1.3.4. Comparativo C 2012 – 2013

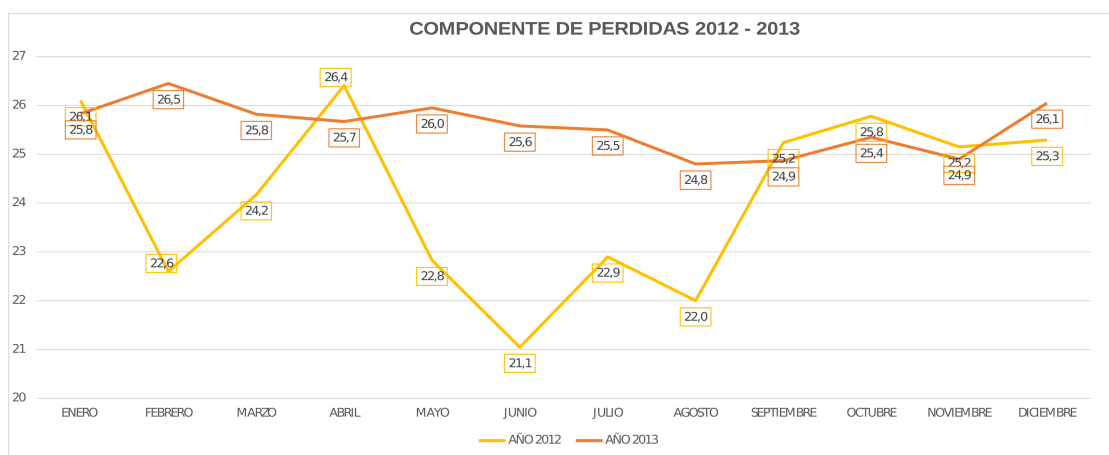


Fuente: Información Publicada por la ESP

4.1.3.5. 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 al año inmediatamente anterior de 6.2%

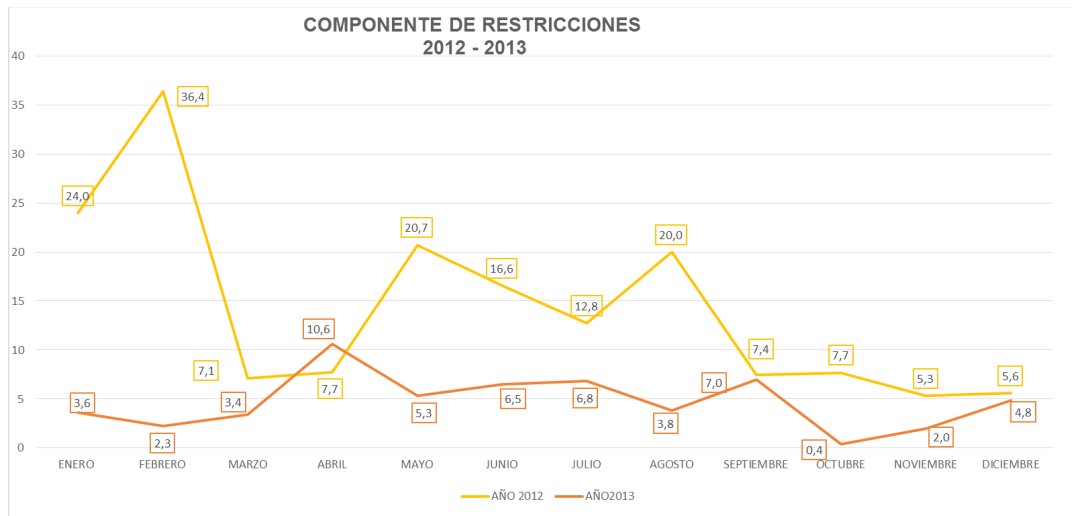
Gráfica 4.1.3.5. Comparativo Pr 2012 – 2013



Fuente: Información Publicada por la ESP

4.1.3.6. Componente de Restricciones

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 el componente de comercialización CV y las pérdidas PR son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen el transporte TM, Distribución y las Restricciones RM.

En promedio se pagaron \$10/kWh menos durante el 2013 en comparación con lo pagado durante el 2012.

4.1.3.7. 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 4.1.3.7. Participación por componente

Periodo	G		T		PR		D		C		R		CUV
1	134,0	32%	23,1	6%	25,8	6%	163,8	39%	64,6	16%	3,6	1%	415,0
2	139,5	35%	20,4	5%	26,5	7%	146,9	37%	64,8	16%	2,3	1%	400,4
	135,8	33%	21,7	5%	25,8	6%	160,5	39%	65,0	16%	3,4	1%	412,2
4	134,4	31%	21,7	5%	25,7	6%	173,9	40%	65,4	15%	10,6	2%	431,7
5	140,2	34%	18,9	5%	26,0	6%	161,3	39%	65,4	16%	5,3	1%	417,1
6	136,0	34%	20,0	5%	25,6	6%	148,6	37%	65,6	16%	6,5	2%	402,3
7	135,0	32%	21,1	5%	25,5	6%	162,0	39%	65,6	16%	6,8	2%	416,0
8	132,5	31%	21,7	5%	24,8	6%	177,2	42%	65,9	15%	3,8	1%	425,9
9	133,1	32%	20,1	5%	24,9	6%	162,1	39%	66,0	16%	7,0	2%	413,1
10	134,4	34%	21,6	5%	25,4	6%	149,7	38%	66,0	17%	0,4	0%	397,7
11	133,7	33%	20,9	5%	24,9	6%	163,3	40%	65,8	16%	2,0	0%	410,5
12	139,7	33%	20,4	5%	26,1	6%	165,6	39%	65,6	16%	4,8	1%	422,2
Promedio	135,7	33%	21,0	5%	25,6	6%	161,2	39%	65,5	16%	4,7	1%	413,7

Fuente: Publicaciones prestador-cálculos DGTE

Cerca del 72% 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 comercialización y restricciones aunque representan un porcentaje más bajo en la definición del CU, presentan una mayor variación durante el año.

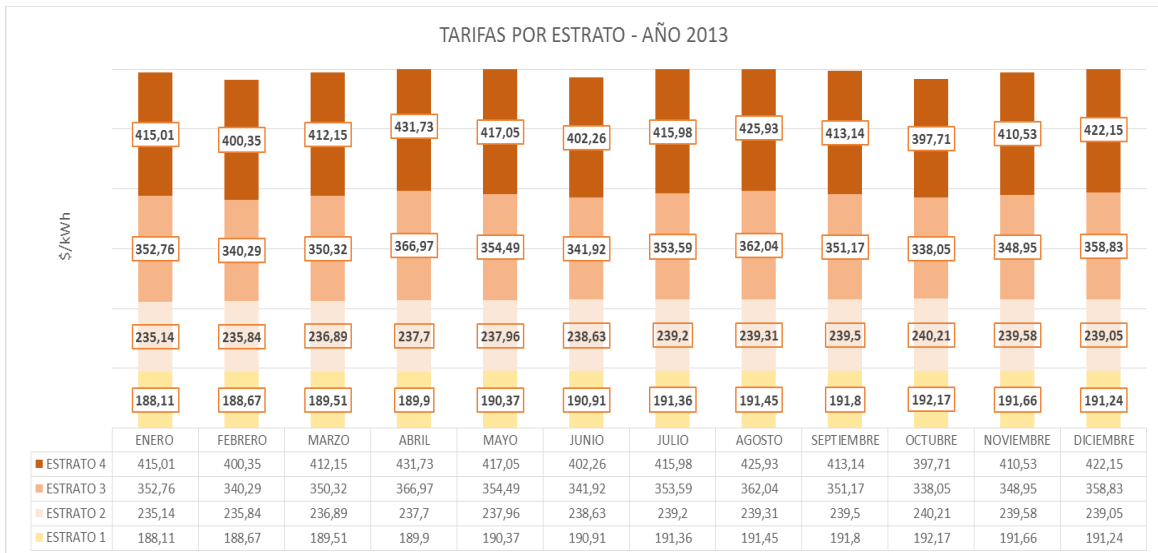
4.2. Evolución de las tarifas 2013

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 la Electrificadora de Caquetá 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 415.01 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 188.11 \$/kWh, asignado un subsidio del 54% para este período.

Gráfica 4.2 Tarifas mensuales durante el 2013 por estrato



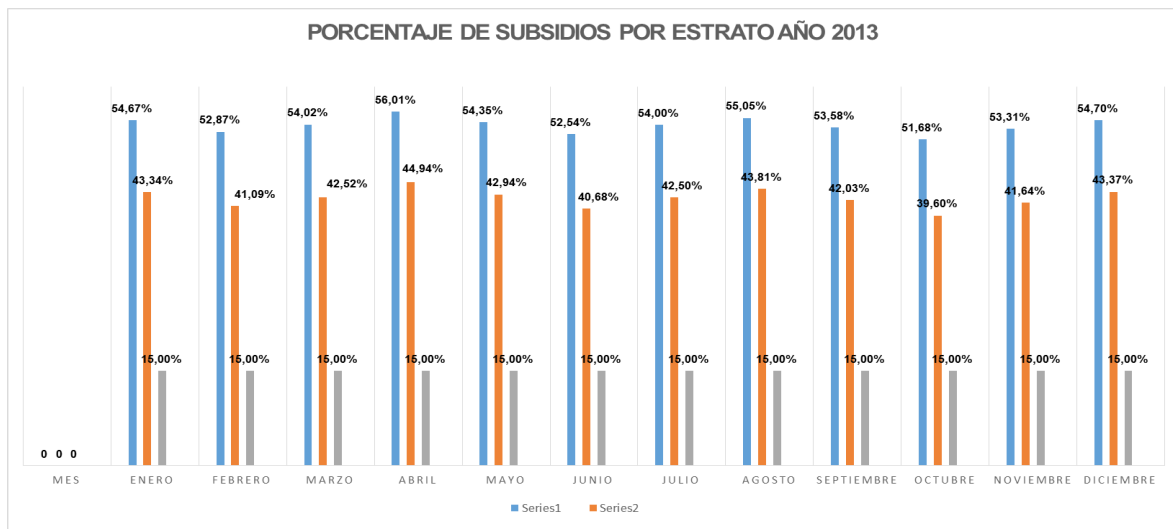
Fuente: Información Publicada por la ESP

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue una disminución del 1.7% en la tarifa.

4.3. Subsidios aplicados durante el 2013

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

Gráfica 4.3. Subsidios aplicados 2013



Fuente: Cálculos DTGE-Información publicada por el prestador

4.4. Subsidios y Contribuciones

En la tabla 4.4 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 4.4. Subsidios y contribuciones reportados al SUI

Estrato/Sector	AÑO 2012	AÑO 2013
Estrato 1	8.808.215.896	9.722.979.152
Estrato 2	3.810.103.108	3.965.151.156
Estrato 3	447.266.062	453.395.837
Total Subsidios	13.065.585.066	14.141.526.145
Estrato 4	0	0
Estrato 5	0	0
Estrato 6	0	0
Industrial	94.687.619	122.400.248
Comercial	2.634.812.169	2.871.394.606
Otros	0	0
Total Contribuciones	2.729.499.788	2.993.794.854
Deficit	-10.336.085.278	-11.147.731.291
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 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 7%, cerca de \$811.646 millones entre los años 2012 y 2013. La empresa otorgó durante el 2013 subsidios cercanos a \$14.141 millones, de los cuales el 28% (\$3.965 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2, 69% al estrato 1 (\$9.722 millones) y por último 3% a los usuarios del estrato 3 (\$453 millones), además facturó contribuciones por un valor total de \$2.933 millones los cuales fueron en su mayoría (96%) del sector comercial (\$2.871 millones), El sector industrial representa cerca del 4% de los aportes totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$11.147 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$14.141 millones y recaudar un total de \$2.993 millones por concepto de contribución.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2014	Resultado	Observación
Margen Operacional	21%	14%	No Cumple
Cobertura de Intereses- Veces	6	27	Cumple
Rotación de Cuentas por cobrar- Días	56	44	Cumple
Rotación de Cuentas por pagar- Días	26	14	Cumple
Razón Corriente- Veces	1,53	1,09	No Cumple

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

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Revisando el estado de información en el SUI, se pudo observar que la empresa ELECTROCAQUETÁ S.A E.S.P, tiene pendientes 7 reportes correspondientes al año 2014 . Es deber de la empresa realizar el registro en el SUI de los reportes faltantes, sin que se entiendan ampliados los plazos de reporte.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Durante el 2013, las tarifas presentaron un comportamiento relativamente estable, el costo unitario de prestación promedio fue de \$413.7/kWh.

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 el componente de comercialización CV y las pérdidas PR son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen el transporte TM, Distribución y las Restricciones RM.

El prestador continúa presentando un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y sobrepuestos. 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 \$11.147 millones.

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

Se evidencia que la ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P., ha tenido un buen comportamiento de acuerdo a lo establecido en la regulación, toda vez que la variable ΔDt tomo valores de cero y positivos durante todos los periodos.

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

Según concepto general del Auditor Externo de Gestión de Resultados, las proyecciones tenidas en cuenta para su dictamen, fueron elaboradas por la Empresa, son razonables según el desempeño de la misma y prudentes frente al comportamiento de la economía nacional.

Proyectó: Martha Helena Muñoz– Profesional Especializado-DTGE – Aspectos Tarifarios
Proyectó: Gloria Patricia Cisneros– Profesional Especializado-DTGE – Aspectos Tarifarios
Proyectó: Luis Fabian Sanabria– Profesional -DTGE – Aspectos Adivos-Financ
Proyectó: Jhon Alejandro Quintero - Profesional -Aspectos Técnicos
Proyectó: David Mozo - Profesional -Aspectos Técnicos
Proyectó: Phanor Alvarez– Profesional -Aspectos Comerciales
Revisó: Fabio Alberto Aldana Méndez- Director Técnico de Energía (E)