

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. ES.P.



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

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

COMPAÑÍA ENERÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2013

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Compañía Energética de Tolima S.A E.S.P., **ENERTOLIMA S.A. E.S.P.**, se constituyó como Sociedad comercial por acciones, como sociedad anónima el 11 de agosto de 2003, y tiene por objeto social la comercialización y distribución de energía eléctrica. La compañía tiene su domicilio principal en la ciudad de Ibagué, Tolima y cuenta con un capital Social de \$6.421.490.000.

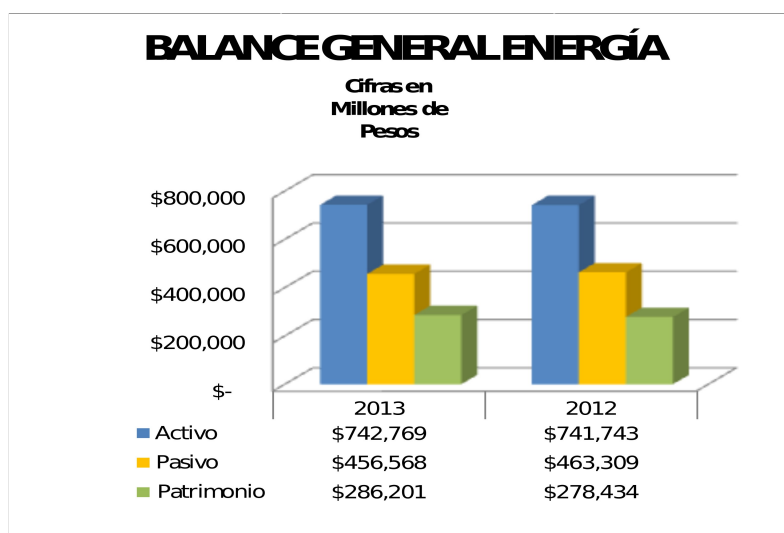
Tabla1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Anónima
Razón social	Compañía Energética de Tolima S.A. E.S.P.
Sigla	Enertolima S.A. E.S.P
Nombre del gerente	Jhon Jairo Toro Ríos
Actividad desarrollada	Comercialización y Distribución
Año de entrada en operación	2003
Mercado que atiende	Cundinamarca y Tolima

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1. Balance General



Fuente: SUI

BALANCE GENERAL	2013	2012	Var
Activo	\$742.768.673.267	\$741.743.059.355	0,14%
Activo Corriente	\$239.773.351.425	\$232.328.904.673	3,20%
Activos de Propiedad,Planta y Equipo	\$280.320.553.673	\$275.924.017.259	1,59%
Inversiones	\$49.226.662.652	\$48.526.880.012	1,44%
Pasivo	\$456.568.060.827	\$463.309.316.122	-1,46%
Pasivo Corriente	\$229.058.531.084	\$228.534.883.907	0,23%
Obligaciones Financieras	\$260.792.833.793	\$293.922.086.415	-11,27%
Patrimonio	\$286.200.612.440	\$278.433.743.233	2,79%
Capital Suscrito y Pagado	\$6.421.490.000	\$6.421.490.000	0,00%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Para el 2013 los Activos tienen un valor de \$742.768 millones presentado un incremento de 0,14% con respecto al año anterior, en el cual se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Los Deudores concentran el 36,65% del total del activo del servicio de energía, y presentan una disminución respecto al año anterior por un valor de \$29.307 millones (9.72 %) llegando a \$272.227 millones; esto evidenciado principalmente en el rubro de deudores de servicio público que pasó de \$54.325 millones a \$49.710 millones. Adicional se denota que contrario al año 2012 en donde si hubo un subsidio de servicio de energía a favor por \$7.159 millones, en el 2013 no se presentó dicho subsidio. Adicionalmente Avances y Anticipos entregados tuvieron una disminución del 13,48% y Otros Deudores una disminución de \$8.956 millones llegando a \$138.466 millones para el 2013. Por su parte, el rubro de Saldos a Favor por Impuesto y Contribuciones aumentó significativamente en \$6.410 millones teniendo un saldo en el 2013 de \$15.550 millones.

La Propiedad Planta y Equipo de la prestadora representa el 37,74% del total del activo del servicio público de energía y tuvo un incremento de \$4.396 millones de pesos con respecto al año anterior; esto ocasionado principalmente por: aumento del rubro de Construcciones en Curso con una variación de \$1.256 millones, aumentó Redes Líneas y Cables por la suma de \$15.201 millones de pesos y aumentó en la cuenta de Plantas, Ductos y Túneles de \$5.293 millones. Así mismo importante resaltar que los activos fijos presentan una Depreciación Acumulada a corte del año 2013 de \$29.462.

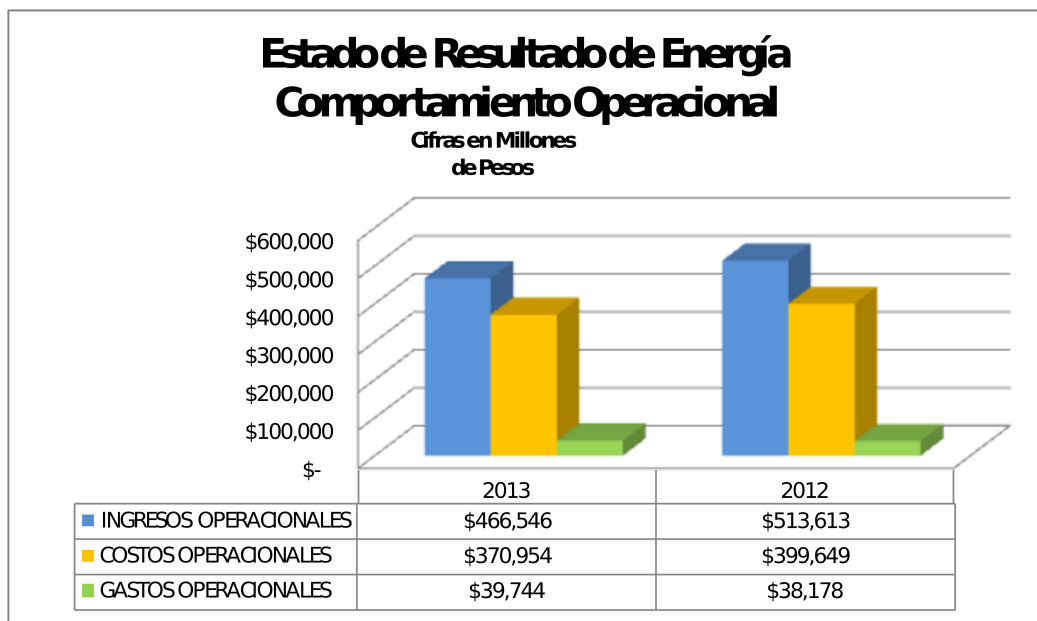
Las Inversiones representan el 6,63% del total del activo con un aumento de \$699 millones de pesos con respecto al año 2012, pasando en el año 2013 de \$48.526 millones a \$49.266 millones.

El Pasivo a Diciembre 31 de 2013, se ubica en \$456.568 millones, presentando un aumento de 1,46% con relación al mismo periodo del año anterior; la estructura del pasivo se encuentra de la siguiente manera: Obligaciones Financieras con una disminución de \$33.129 millones, Cuentas por Pagar con un aumento de \$1.255 millones, y Otros Pasivos con un aumento de un 23,21% dejando un saldo de 97.624 millones.

Al finalizar el año 2013 El patrimonio presentó un aumento de \$7.766 millones, llegando a un saldo de \$286.200 millones, esto debido principalmente al aumento en las reservas por valor de \$5.911 millones y los resultados del ejercicio del año mencionado por \$1.160 millones.

Con respecto a la estructura de los fondos de la compañía, el 38,53% de los fondos son propios y el 61.47% restantes son aportados por acreedores, siendo el 50,1% de este último de tipo corriente.

2.2. Estado de Resultados



Fuente: SUI

Ingresos Operacionales	\$466.545.631.674	\$513.612.569.366	-9,16%
Costos Operacionales	\$370.954.103.058	\$399.648.978.095	-7,18%
Gastos Operacionales	\$39.744.201.821	\$38.178.434.445	4,10%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$55.847.326.795	\$75.785.156.826	-26,31%
Otros Ingresos	\$7.166.250.934	\$9.221.143.133	-22,28%
Ingresos por Financiación de Usuarios	\$5.199.896.658	\$6.248.168.832	0,00%
Otros Gastos	\$55.941.936.464	\$79.095.191.169	-29,27%
Gastos de Intereses	\$29.857.326.695	\$35.305.076.398	-15,43%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$7.071.641.265	\$5.911.108.790	19,63%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Los ingresos operacionales indican que su actividad principal es la comercialización con el 87,11% por un valor de \$412.649 millones, seguida por la distribución con un 9,50% por valor de \$45.025 millones y por ventas de bienes correspondiente a 0,51% con un saldo de \$2.503 millones; lo anterior indica que para el 2013 el total fue de de \$466.545 millones, el cual con relación al año anterior tuvo una disminución del 9,16%.

Los costos operacionales tienen una representación del 79,51% de los ingresos operacionales, aumentando un 7,18% con respecto al año anterior, por un valor de \$350.954 millones en 2013. Esto nos indica en gran medida que la empresa apalanca operacionalmente sus actividades realizadas.

Los gastos operacionales tuvieron un aumento de 4,10%, con un valor para el 2013 de \$39.744, en los que se destacan los siguientes rubros:

Los gastos de administración por \$17.558 millones, compuesto por: sueldos y salarios con \$3.261 millones, gastos generales con \$7.134 millones, e impuestos, contribuciones y tasas con \$ 6.357 millones. Dentro de los rubros más significativos para los gastos se señala el aumento de las Depreciaciones, Amortizaciones, Provisiones y Agotamiento por \$22.185 millones, y esto debido a su aumento de 33.64% por la provisión para obligaciones fiscales y un saldo de \$15.423. Así mismo un aumento de 139,89% en Provisión para Deudores con un saldo de \$2.016 millones, ambos con respecto al año anterior.

Los otros ingresos suman \$55.941 millones y están compuestos por: \$5.385 millones de Ingresos Financieros, \$29.857 millones en Intereses, \$2.309 millones de ajuste por diferencia en cambio, \$3.529 en Comisiones, \$3.469 millones en Extraordinarios y además \$14.590 millones por el método de pérdida de participación patrimonial.

2.3. Utilidades y Ebitda



Fuente: SUI

La compañía Energética del Tolima S.A E.S.P. al finalizar el periodo de 2013 tuvo una Utilidad Operacional de \$55.847 millones con una disminución del 26,31%. La Utilidad Neta tuvo un aumento del 19,63% con respecto al año anterior obteniendo \$7.071 millones. En cuanto al EBITDA hubo una disminución del 13,77% indicando que el retorno de los proyectos fue inferior al del año 2012.

2.4. Indicadores

INDICADORES	2013	2012
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente- Veces	1.05	1.02
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	39	44
Rotación de Cuentas por Pagar- Días	54	62
Activo Corriente Sobre Activo Total	32%	31%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	61%	62%
Patrimonio Sobre Activo	39%	38%
Pasivo Corriente Sobre Pasivo Total	50%	49%
Cobertura de Intereses- Veces	3.38	3.32
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	\$100.921.311.446	\$117.043.048.344
Margen Operacional	22%	23%
Rentabilidad de Activos	14%	16%
Rentabilidad de Patrimonio	19%	25%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Liquidez

La Razón Corriente para Diciembre 2013 es de 1.05 veces, el cual presenta un aumento de 0,03 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, lo cual nos indica que ha ido en mejora paulatinamente de un año a otro. Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó una disminución de 5 días en 2013 a 39 días, lo cual es una mejora en el cobro de su cartera, permitiéndole mantener capital disponible para uso de las operaciones. También se debe tener en cuenta que la empresa tarda 54 días en realizar el pago de sus obligaciones, disminuyendo en 8 días con respecto a 2012, en el cual se tardaba 62 días.

Endeudamiento

El Nivel de Endeudamiento para diciembre de 2013 es de 61%, evidenciando una disminución del 1% con respecto al año 2012 cuyo porcentaje era de 62%. El Pasivo corriente representa el 50% del total de los Pasivos, lo cual pone en un alto nivel de riesgo de iliquidez en caso de que los periodos de liquidación de que estos sean iguales, por el 50% restante pertenecen a Pasivos de largo plazo que en mayor porcentaje corresponden a las Cuentas por Pagar.

Rentabilidad

El Margen Operacional fue del 22%, lo que indica una disminución con respecto al año anterior el cual fue de 23%; La rentabilidad de los activo se posicionó en 14% el cual bajó en un 2% con respecto al 2012, debido a que los activos de la empresa no generaron una mejora en la rentabilidad neta y esto se debe a que se tienen que optimizar. Adicional la rentabilidad del patrimonio reveló una disminución de 6%.

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. Evolución Infraestructura Transformadores

NÚMERO DE TRANSFORMADORES	NÚMERO DE CIRCUITOS	SUMA CAPACIDAD TRANSFORMADORES	SUMA USUARIOS CONECTADOS	DEMANDA MENSUAL	AÑO
16961	206	712061,2	391918	51732016	2011
16685	204	735852,5	403098	39924472	2012
16968	213	757240	414519	40092078	2013

Fuente: SUI

Con respecto a la tabla anterior se observa que para diciembre de 2013 la empresa ENERTOLIMA S.A ESP, tiene reportados 16968 transformadores en todo su mercado con 213 circuitos reportados y 414519 usuarios conectados a los transformadores. Adicionalmente se presenta la suma de la capacidad de los transformadores la cual corresponde a 75720 KVA y una demanda mensual de 40 GWh aproximadamente.

Infraestructura nueva:

Según lo reportado por el AEGR, para el 2013 el inventario de infraestructura operada por la compañía en el STR-SDL de ENERTOLIMA S.A. ESP presentó las siguientes novedades:

- El 1 de mayo de 2013 la compañía declaro operación comercial de la Bahía de línea BL1 Brisas a T Cajamarca 115 kV. Esta obra tuvo como objetivo mejorar la calidad del servicio prestado y atender nuevas demandas.
- El 15 febrero de 2013 - Subestación Brisas 115 kV declaró en operación comercial la subestación Brisas 115 kV, las líneas Brisas - Papayo 115 kV y Brisas - Mirolindo 115 kV y sus bahías asociadas. La subestación Brisas 115

kV secciona la línea Papayo-Regivit 115kV. Esta obra tuvo como objetivo mejorar la calidad del servicio prestado y atender nuevas demandas.

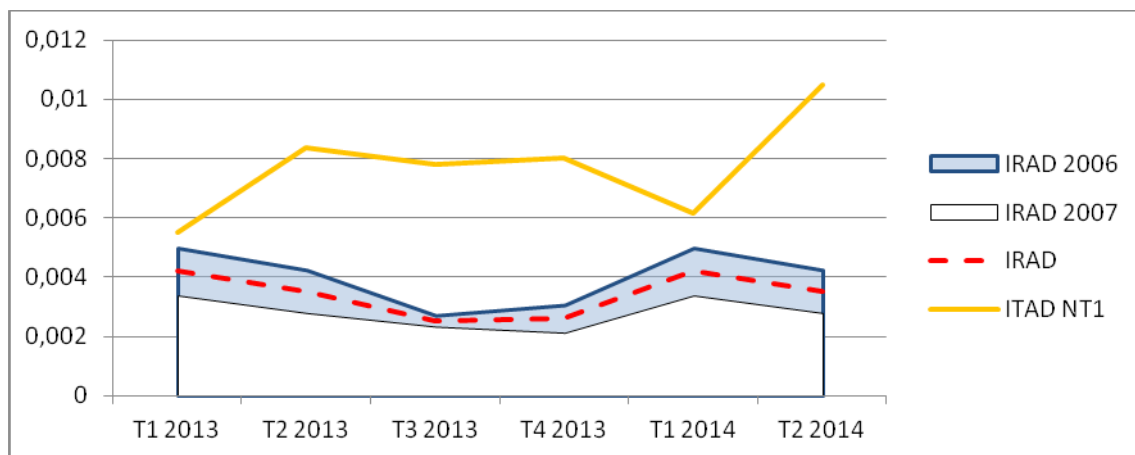
3.2 Continuidad

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 167 de 2010 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Compañía Energética del Tolima S.A. ESP

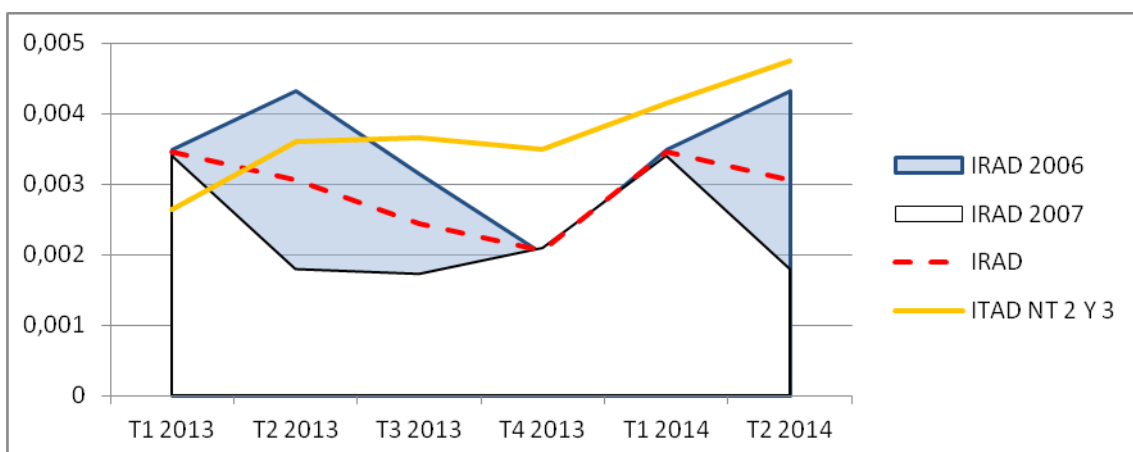
Las gráficas 3.2.1 y 3.2.2 son creadas con base en el índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD) y el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Estos índices permiten analizar el comportamiento de la calidad del servicio de la empresa prestadora. Cuando el ITAD se encuentra por debajo del índice IRAD, se deduce que la empresa ha tenido una buena calidad del servicio; cuando los límites del IRAD son superados, se entiende que la calidad del servicio de la empresa ha disminuido considerablemente. Los índices IRADK 2006 Y 2007 establecen una banda de indiferencia dentro de la cual debe estar siempre el ITAD para cumplir con una buena calidad del servicio.

Gráfica 3.2.1 Análisis ITAD para Nivel de Tensión 1



Fuente: SUI – DTGE

Gráfica 3.2.2 Análisis ITAD para Niveles de tensión 2 y 3

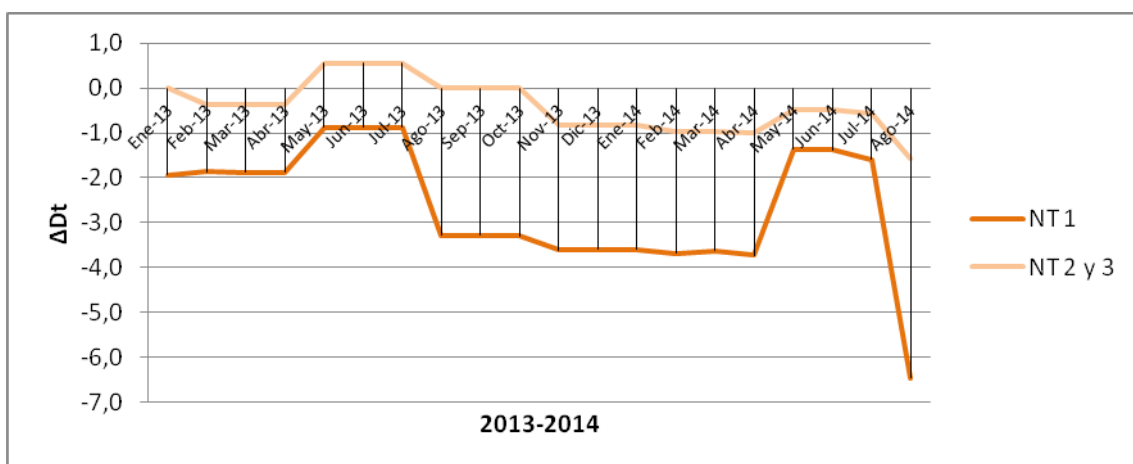


Fuente: SUI – DTGE

Para los niveles de tensión 1, 2 y 3, se tiene que el ITAD siempre se encuentra por encima del índice IRAD e incluso por fuera de la banda de indiferencia a la cual se hacía referencia anteriormente.

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

Gráfica 3.2.3 Variación Trimestral de la Calidad



Fuente: SUI – DTGE

A partir de la gráfica se observan que la variable ΔDt solo tuvo valores positivos durante los meses de mayo, junio y julio del año 2013, es decir que solo para este periodo tuvo incentivos. Así mismo, es importante mencionar que en un 100% de los periodos de tiempo en NT1 el ΔDt es negativo y en los niveles de tensión 2 y 3 el porcentaje alcanza el 65% de la cantidad de valores negativos. Lo anterior significa que la empresa debió compensar a todo el mercado de comercialización a través del Costo Unitario de Prestación del servicio debido a que aumentó su Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad con respecto al promedio histórico y por encima de la banda de indiferencia.

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.

De acuerdo con el informe del auditor externo de gestión y resultados, la empresa tiene proyectada la compra de 90 equipos ION, para un total de 223 analizadores entre stock y en operación, que ya instalados darían cobertura total del 100% barras de las S/E de nivel de tensión IV, III y II. Paralelamente, la empresa ha desarrollado otras actividades relativas al proyecto, como compra de equipo adicional (Cts, Pts, tableros, medida portátil), la reinstalación de los medidores Nexus, la programación de nuevos indicadores, la coordinación de la captura, registro y reporte de información, la migración a una plataforma de captura, registro y reporte mucho versátil y flexible y el reporte continuo a la CREG.

Por otra parte, 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 ENERTOLIMA S.A. ESP contaba con un 86,7 % 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. Cobertura en supervisión que deberá aumentar en el año 2014.

Es de aclarar, que el porcentaje mencionado 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 28 proyectos de inversión de los cuales 11 son proyectos a mediano plazo (hasta 2 años de desarrollo) y 17 proyectos son a largo plazo (más de 2 años de desarrollo), como se relacionan a continuación:

Tabla 3.4.1. Proyectos de Inversión

No.	DESCRIPCION DEL PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACION	ESTADO	VALOR DEL PROYECTO (millones)	PORCENTAJE DE AVANCE
1	Construccion Subestacion Suarez y circuito 34 5 kV	31/10/11	30/01/13	Finalizado	\$ 10,80	100,00%
2	Construccion Subestacion Gualanday	22/06/11	30/04/14	En Ejecución	\$ 1.302,67	100,00%
3	Linea Mirolindo Brisas	01/09/10	30/04/14	Finalizado	\$ 148,43	100,00%
4	Subestacion Brisas	01/09/10	30/04/14	Finalizado	\$ 2.794,73	100,00%
5	Remodelacion de redes Mariquita Guayabal Lerida	02/11/12	28/02/14	Finalizado	\$ 1.891,75	100,00%
6	Remodelacion de redes Vergel la Estacion	02/11/12	28/02/14	Finalizado	\$ 250,00	98,00%
7	Remodelacion de redes Glorieta Mirolindo Papayo	02/11/12	28/02/14	En Ejecución	\$ 824,64	98,00%
8	Automatizacion Melgar	14/05/12	30/06/14	En Ejecución	\$ 206,06	98,00%
9	Automatizacion lanceros	14/05/12	30/06/14	En Ejecución	\$ 221,68	98,00%
10	Automatizacion Flandes	14/05/12	30/06/14	En Ejecución	\$ 299,87	98,00%
11	Automatizacion Tuluni	14/05/12	30/06/14	En Ejecución	\$ 228,33	65,00%
12	Remodelacion De Redes ALPUJARRA	15/05/13	15/05/18	En Ejecución	\$ 126,56	20,00%
13	Remodelacion De Redes ALVARADO	15/05/13	15/05/18	En Ejecución	\$ 81,02	20,00%
14	Remodelacion De Redes AMBALEMA	15/05/13	15/05/18	En Ejecución	\$ 176,79	20,00%
15	Remodelacion De Redes ARMERO	15/05/13	15/05/18	En Ejecución	\$ 303,14	20,00%
16	Remodelacion De Redes CAJAMARCA	15/05/13	15/05/18	En Ejecución	\$ 136,15	20,00%
17	Remodelacion De Redes CHAPARRAL	15/05/13	15/05/18	En Ejecución	\$ 184,29	20,00%
18	Remodelacion De Redes COELLO	15/05/13	15/05/18	En Ejecución	\$ 129,14	20,00%
19	Remodelacion De Redes ESPINAL	15/05/13	15/05/18	En Ejecución	\$ 301,10	20,00%
20	Remodelacion De Redes FRESNO	15/05/13	15/05/18	En Ejecución	\$ 105,77	20,00%
21	Remodelacion De Redes GUAMO	15/05/13	15/05/18	En Ejecución	\$ 178,36	20,00%
22	Remodelacion De Redes HONDA	15/05/13	15/05/18	En Ejecución	\$ 471,23	20,00%
23	Remodelacion De Redes IBAGUE	15/05/13	15/05/18	En Ejecución	\$ 1.478,08	20,00%
24	Remodelacion De Redes NATAGAIMA	15/05/13	15/05/18	En Ejecución	\$ 193,30	20,00%
25	Remodelacion De Redes PURIFICACION	15/05/13	15/05/18	En Ejecución	\$ 162,73	20,00%
26	Remodelacion De Redes ROVIRA	15/05/13	15/05/18	En Ejecución	\$ 44,08	20,00%
27	Remodelacion De Redes SALDANA	15/05/13	15/05/18	En Ejecución	\$ 219,50	20,00%
28	Remodelacion De Redes SAN LUIS	15/05/13	15/05/18	En Ejecución	\$ 163,29	20,00%
TOTAL					\$ 12.633,46	49,82%

Fuente: SUI

De los mencionados proyectos, la empresa los viene desarrollando para mejorar la prestación del servicio de sus usuarios en lo que tiene que ver la calidad, confiabilidad, seguridad y continuidad del servicio, donde se destacan los proyectos de construcción y remodelación de subestaciones: Suárez, Gualanday y Brisas. El valor total de inversiones fue de \$ 12.633.459.165.

De los anteriores proyectos, solo uno estaba planeado finalizarlo en el año 2013 el cual fue terminado a tiempo.

3.4.2 Cobertura y Restricciones del Servicio de Energía Eléctrica

Hasta el año 2013 el Departamento de Nariño contó con una cobertura del 95.61 ubicándolo en el puesto 17 como departamento con mayor porcentaje de cobertura del país de acuerdo al Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017 – PIEC de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. El gobierno nacional tiene planteado como meta aumentar esa cobertura a 96.42% para el 2017.

Por otro lado, al revisar el estado del sistema eléctrico en el área de transmisión STR – STN durante el 2013 se encontró que para el departamento de Tolima existen restricciones ante contingencias del STR en: la red de 115kV del sector Huila – Tolima - Caquetá lo cual puede generar bajas tensiones, demanda no atendida y generación atrapada de la central Amoyá ante contingencias sencillas.

Para dar solución, el Gobierno Nacional en sociedad con las empresas del sector eléctrico del país viene desarrollando proyectos para robustecer el STR de Cauca como son:

- Construcción de la línea Betania – Sur de 115 kV la cual entró en operación en julio de 2014.
- Normalización de la subestación Natagaima 115kV.
- Construcción de la subestación Tuluni 230kV la cual entrará en operación en Septiembre de 2015 de acuerdo al plan de expansión del MME.

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, ENERTOLIMA S.A. ESP, registra un aumento del 16% de accidentes de origen eléctrico para el año 2013, con respecto a los reportados en el año 2012.

3.6 Mantenimientos

Se realizaron 2627 actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo en las diferentes Subestaciones ENERTOLIA S.A. ESP a saber: Papayo, Espinal, El Playón, Alpujarra, Honda, Ambalema, Coyaima, Flandes, Fresno, Coello, Salado, Líbabo, San Felipe, Tuluni, Guamo, Santa Isabel, Suárez, Santa Lucía, Natagaima, Vergel, Hidroprado, Brisas, Mariquita, Castilla, San Jorge, Cajamarca, Río Crecido, Purificación, Rovira, Mirolindo, Cunday, Prado, Lanceros, Guayabal, Doima, Payandé, Los Mangos, Alvarado, Chapetón, Simón Bolívar, Carmen, Ortega, Melgar, Icononzo, Río Blanco, Purificación, Venadillo, Saldaña, y Diamante.

Estos mantenimientos incluyen trabajos sobre las protecciones, transformadores, cableado de potencia, relés, celdas, alumbrado, sistema de puesta a tierra, interruptores, banco de baterías, cableado de señales, pintura, adecuación de cárcamos y limpieza general. Así mismos, se trabajó en termografía y proyecto scada.

Los trabajos de mantenimiento se distribuyeron así:

Tabla 3.6.1 Distribución del Tipo de Mantenimiento ENERTOLIMA S.A. E.S.P.

MANTENIMIENTO	No. DE ACTIVIDADES	%
Preventivo	2105	80,13
Correctivo	186	7,08
Predictivo	161	6,13
Emergencia	154	5,86
Otros	21	0,8
Total	2627	

4. ASPECTOS COMERCIALES

Se realizó visita integral a la empresa ENERTOLIMA S.A E. S.P, los días 6, 7, 8 y 9 de mayo de 2014, desarrollando para cada uno de los aspectos evaluados las listas de chequeo, sobre los cuales se observa lo siguiente:

- Se verificó 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 Integral al Cliente ENERTOLIMA en Ibagué, CAICE Carrera 5ª y CAICE El Papayo, y CAICE El Espinal.
- Se verificó el cumplimiento de la regulación respecto del contenido del Contrato de Condiciones Uniformes CCU.
- Se realizaron encuestas al personal de la empresa y a los usuarios en los CAICE 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 Mercado de Energía Mayorista MEM.
- Se revisó que la empresa verifique el cumplimiento de los requisitos para los usuarios nuevos.
- Se solicitaron documentos relacionados frente a la operación de red, registros de fronteras, y procedimientos frente al mercado regulado.

4.1. Estructura del Mercado

4.1.1. Cantidad de Suscriptores

Tabla 4.1.1. Número de suscriptores 2013

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	368.637	90.30%
Total No Residencial	39.598	9.90%
Total Suscriptores	408.235	100.00%

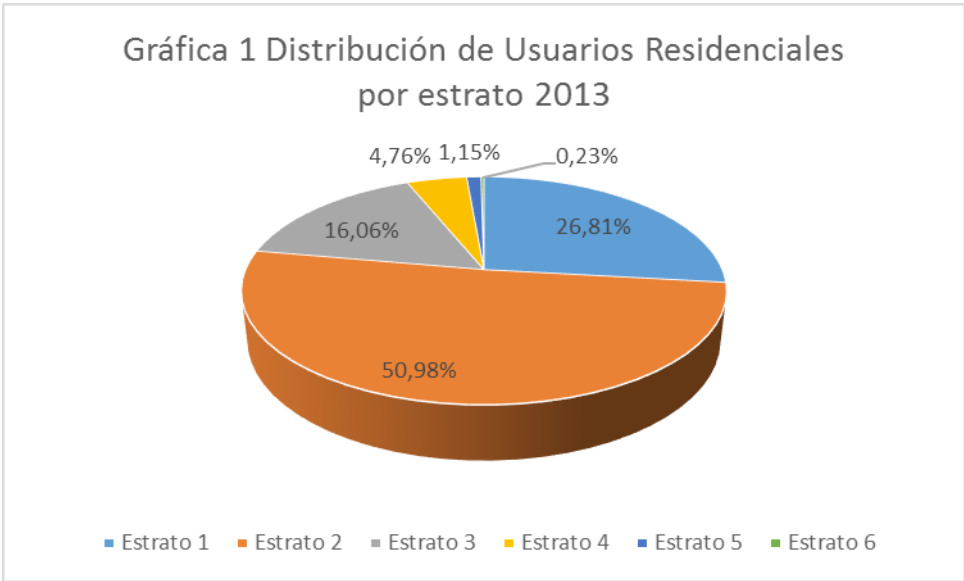
Fuente: SUI

En la tabla 4.1.1 se observa que el número de suscriptores de la Compañía Energética del Tolima para el año 2013 es de 408.235, de los cuales el 90.3% corresponde al sector residencial.

Tabla 4.1.2. Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2013

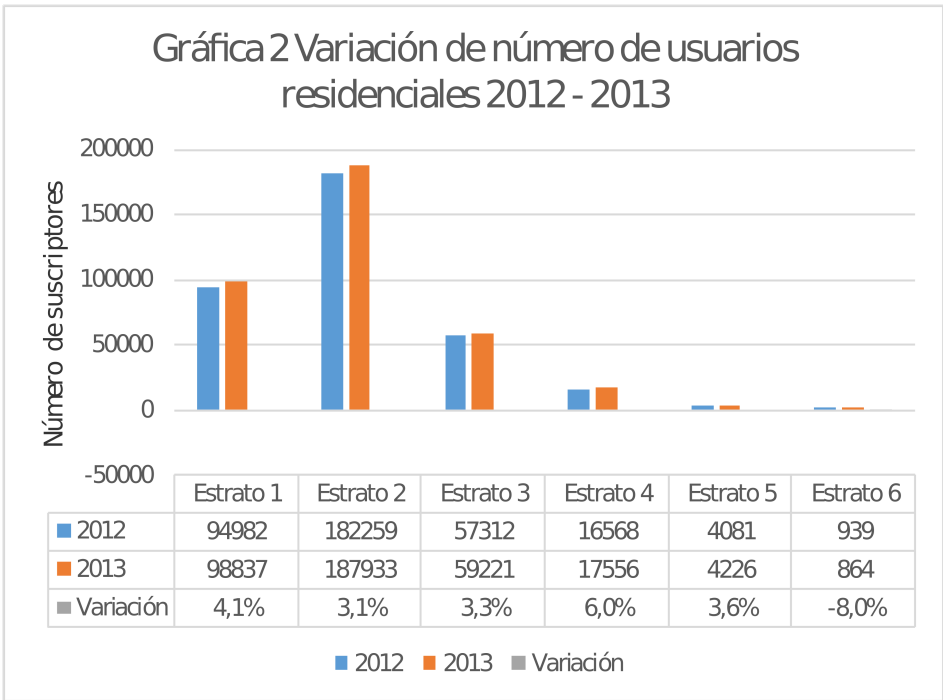
Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	98.837	26.81%
Estrato 2	187.933	50.98%
Estrato 3	59.221	16.06%
Estrato 4	17.556	4.76%
Estrato 5	4.226	1.16%
Estrato 6	864	0.23%

Fuente: SUI



Fuente: SUI

De la gráfica 1 y Tabla 4.1.2, se concluye que el 77.8% de los usuarios pertenece a los estratos 1 y 2, y el 16.1% al estrato 3.



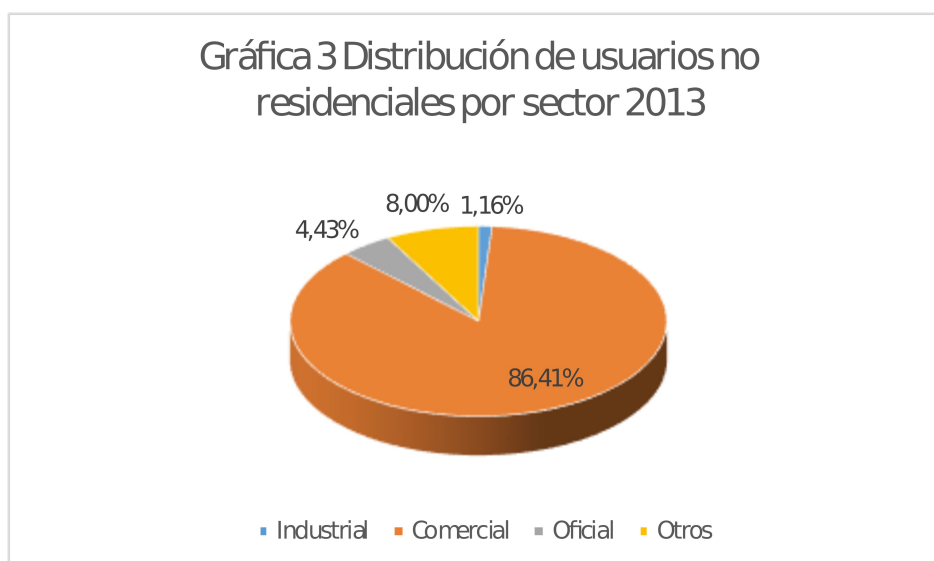
Fuente: SUI

En la gráfica 2 puede verse que en el año 2013 hubo incrementos en el número de usuarios residenciales comparados con el año anterior con excepción del estrato 6. Estos incrementos anuales oscilaron entre el 3.1% ocurrido en el estrato 2, y el 6.0% en el estrato 4.

Tabla 4.1.3. Número De Usuarios No Residenciales Por Sector 2013

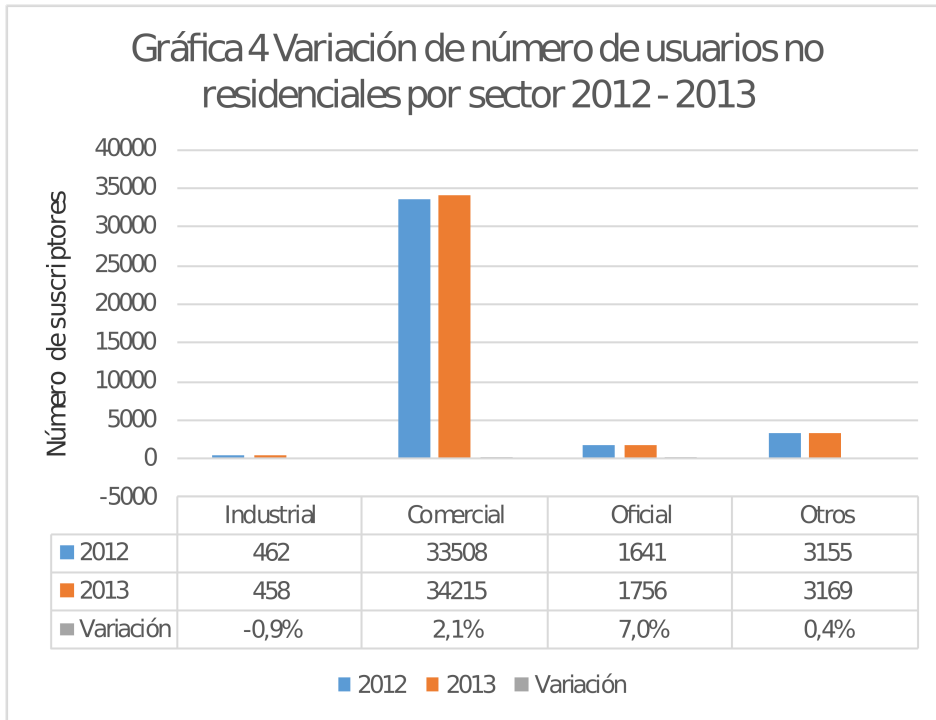
Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	458	1.16%
Comercial	34.215	86.41%
Oficial	1.756	4.43%
Otros	3.169	8.00%

Fuente: SUI



Fuente: SUI

En la tabla 4.1.3. y gráfica 3 puede verse que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 86.4% corresponde al sector comercial, seguido del sector Otros, con el 8.0%. El menor porcentaje corresponde al sector Industrial con el 1.2%.



Fuente: SUI

En la gráfica 4 se observa que en todos los sectores se incrementó el número de usuarios, con relación al año anterior, con excepción del sector industrial. Los mayores incrementos ocurrieron en el sector oficial con el 7.0%, y en el sector comercial, con el 2.1% de incremento anual.

Tabla 4.1.4. Distribución De Usuarios Por Departamento

DEPARTAMENTO		2012	2013
Casanare	Estrato 1	0	0
	Estrato 2	0	0
	Estrato 3	0	0
	Estrato 4	0	0
	Estrato 5	0	0
	Estrato 6	0	0
	Industrial	1	1
	Comercial	0	0
	Oficial	0	0
	Otros	0	0
Cundinamarca	Estrato 1	336	342
	Estrato 2	1.802	1.840
	Estrato 3	156	155
	Estrato 4	99	106
	Estrato 5	21	23
	Estrato 6	21	24
	Industrial	2	2
	Comercial	142	141
	Oficial	28	27
	Otros	28	21
Tolima	Estrato 1	94.646	98.495
	Estrato 2	180.457	186.093
	Estrato 3	57.156	59.066
	Estrato 4	16.469	17.450
	Estrato 5	4.060	4.203
	Estrato 6	918	840
	Industrial	459	455
	Comercial	33.366	34.074
	Oficial	1.613	1.729
	Otros	3.127	3.148

De la tabla 4 se concluye que el 99.3% de los usuarios de la Compañía Energética del Tolima están ubicados en el departamento del Tolima.

Tabla 4.1.5. Número De Usuarios Comparado Con Colombia 2013

TIPO USUARIO	TOTAL SUSCRIPTORES COLOMBIA	NÚMERO DE USUARIOS	PARTICIPACION
Estrato 1	2.883.445	98.837	3.43%
Estrato 2	4.418.737	187.933	4.25%
Estrato 3	2.541.183	59.221	2.33%
Estrato 4	815.508	17.556	2.15%
Estrato 5	330.645	4.226	1.28%
Estrato 6	200.527	864	0.43%
Industrial	133.979	458	0.34%
Comercial	1.189.397	34.215	2.88%
Oficial	59.059	1.756	2.97%
Otros	61.419	3.169	5.16%

Fuente: SUI

Se observa en la tabla 4.1.5 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden a Otros con el 5.2%, al estrato 2 con el 4.2%, y al estrato 1 con el 3.4%.

Tabla 4.1.6 Consumo de Kwh por sector

SECTOR	KwH	PARTICIPACIÓN
Total Residencial	454.771.405	51.53%
Total No Residencial	427.778.950	48.47%
Total Suscriptores	882.550.355	100.00%

Fuente: SUI

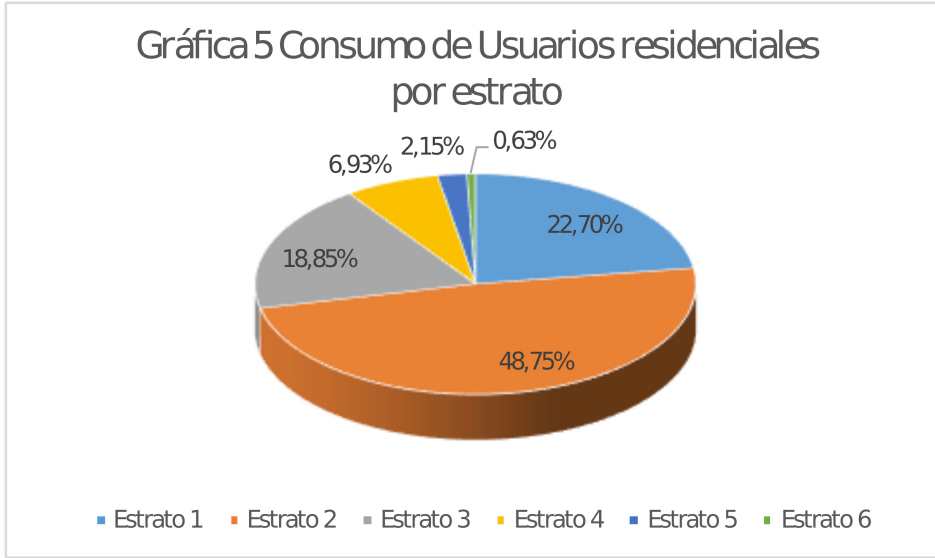
En la tabla 4.1.6 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la Compañía Energética del Tolima para el año 2013 es de 882.550.355 Kwh, de los cuales el 51.5% corresponde al sector residencial, y el restante 48.5% corresponde al no residencial.

Tabla 4.1.7. Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales por Estrato

ESTRATO	KwH	PARTICIPACIÓN
Estrato 1	103.221.525	22.70%
Estrato 2	221.685.831	48.74%
Estrato 3	85.711.638	18.85%
Estrato 4	31.518.780	6.93%
Estrato 5	9.767.159	2.15%
Estrato 6	2.866.472	0.63%

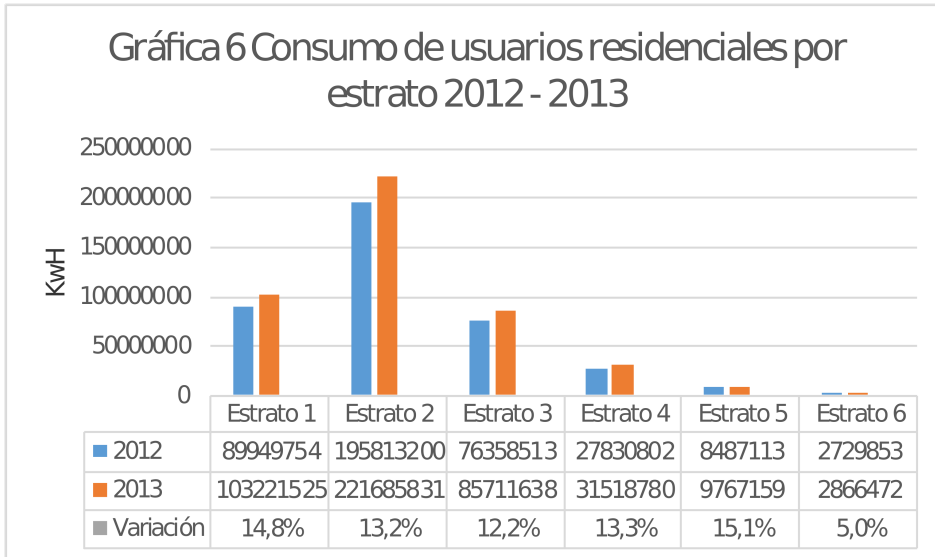
Fuente: SUI

Gráfica 5 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato



Fuente: SUI

De la gráfica 5 y Tabla 4.1.7, se concluye que el 90.3% del consumo de energía corresponde a usuarios de los estratos 1, 2 y 3, y el 6.9% al estrato 4.



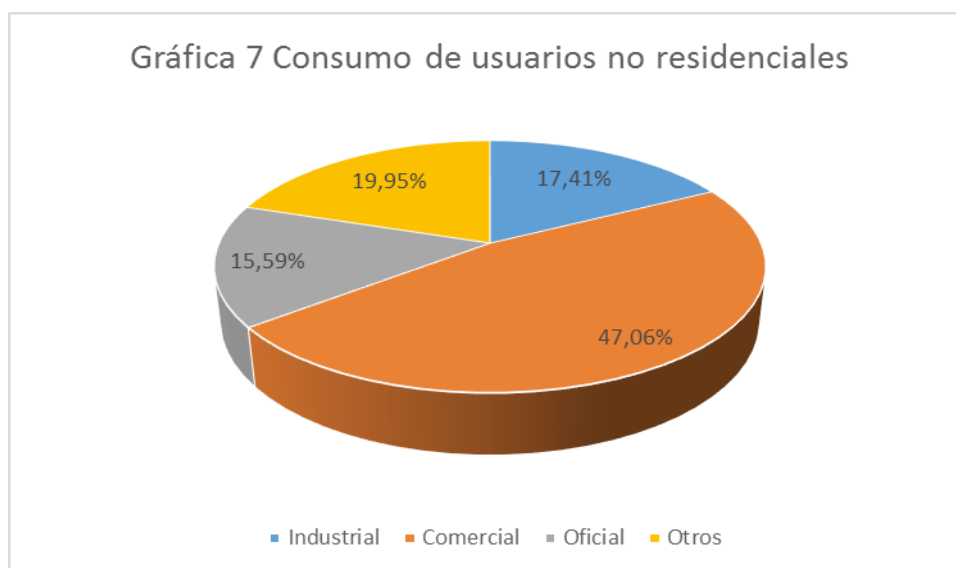
Fuente: SUI

En la gráfica 6 se observa que en todos los estratos aumentó el consumo de energía en el año 2013 en comparación con el año anterior, entre el 5% en el estrato 6 y el 15.1% en el estrato 5.

Tabla 4.1.8. Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

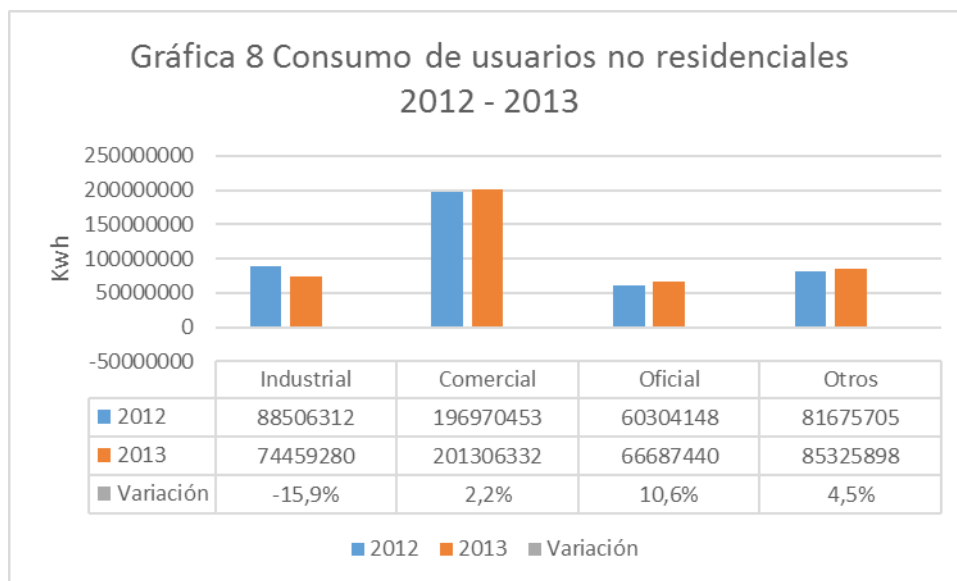
Sector	Kwh	Participación
Industrial	74.459.280	17.41%
Comercial	201.306.332	47.06%
Oficial	66.687.440	15.59%
Otros	85.325.898	19.94%

Fuente: SUI



Fuente: SUI

En la tabla 4.1.8 y gráfica 7 puede verse que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 47.1% corresponde al sector comercial, seguido de otros con el 19.9% y del sector industrial con el 17.4%.



Fuente: SUI

En la gráfica 8 se observa que en todos los sectores se incrementó el consumo de los usuarios, con relación al año anterior, con excepción del sector industrial. Los mayores incrementos se presentaron en los sectores oficial y otros, con el 10.6% y el 4.5% respectivamente.

Tabla 4.1.9. Consumo de Kwh de Usuarios Por departamento

USUARIOS	CASANARE	CUNDINAMARCA	TOLIMA
Estrato 1		470.456	10.275.1069
Estrato 2		3.328.823	218.357.008
Estrato 3		280.551	85.431.087
Estrato 4		388.096	31.130.684
Estrato 5		100.130	9.667.029
Estrato 6		116.177	2.750.295
Total Residencial		4.684.233	450.087.172
Industrial	1314166	349.040	7.279.6074
Comercial		1.633.958	19.967.2374
Oficial		25.304.754	41.382.686
Otros		474.420	84.851.478
Total No Residencial	1.314.166	27.762.172	398.702.612

Fuente: SUI

En la tabla 4.1.9. se puede ver que la mayoría del consumo corresponde al departamento del Tolima. Solamente el 1% del consumo residencial corresponde a usuarios del departamento de Cundinamarca. En el departamento del Casanare la empresa únicamente tiene consumos en el sector industrial.

4.2. Nivel de pérdidas

En el 2013 las pérdidas de energía disminuyeron 10,3 GWh, llegando a un nivel de 14,59%, cumpliendo en un 102% la meta que la impuesta por la administración de la compañía. Adicionalmente se identificaron beneficios financieros estimados en \$ 2.600 millones anuales.

A continuación se resume la gestión realizada por la empresa para el logro nivel actual de pérdidas:

- Con respecto a la ejecución financiera del plan la empresa disminuyó los costos en un 12% respecto al año 2012, al realizar cambios en la contratación lo que le permitió:
 - o Aumentar integralidad del proceso de control de energía y optimizar sus recursos.
 - o Así mismo aumentó la inversión en gran medida por el punto mencionado arriba y la adquisición de equipos de medida.
 - o Por otro lado la empresa percibió una disminución del 25 % en los ingresos (\$6,378millones durante 2013) debido al cambio en los factores de utilización aplicados en el procedimiento administrativo de recuperación de energía-PARE- y la transición de algunos contratos con Usuarios no regulados.
- En relación con los grandes consumidores la empresa ejecutó 2.335 revisiones, 20% menos que en el año 2012 pero con una efectividad del 16%, mayor en un 1% al año anterior. Como resultado se realizó el cambio de 205 medidores el 5% de estos a petición de los usuarios.
- En las actividades de normalización realizó el blindaje de la medida a 209 grandes clientes 186% mayor a los realizados durante el 2012.
- En relación con las acciones en medida directa se realizaron 39.134 revisiones, 37% menos que en el 2012 con una efectividad del 22% igual a al del año anterior.
- La empresa cambió 8.190 medidores, de los cuales 780 fueron debido al avance tecnológico, 7,192_ daño o irregularidad y 218 correspondieron al reemplazo de medidores desaparecidos.
- Se beneficiaron 6.305 usuarios en 17 municipios² con la remodelación de 38,53 Km de red de baja tensión lo cual ascendió a una Inversión \$4.831 millones de pesos.

Durante el año 2013 se iniciaron 4.615 actuaciones de PARE, con facturación de \$1.436 millones, 21% menos que en 2012 principalmente, que como se explicó anteriormente se debió al ajuste en los factores de utilización. En ese sentido de las 484 actuaciones administrativas de las cuales se obtuvo respuesta por parte de la SSPD, se confirmaron/modificaron un total de 389, una proporción mayor en 18% a las decisiones confirmadas durante el 2012 con lo cual la proporción de revocatorias durante el 2013 fue menor en un 19% a lo observado durante el 2012.

4.2.1 Exposición a la bolsa

La empresa durante el 2013, tuvo un promedio de exposición en bolsa total de 16.9%.

Para el mismo año, la empresa transó 7 contratos del tipo pague lo contratado con destino a cubrir la demanda del mercado regulado equivalentes a 875.5 GWh/año que cubrieron el 96.232% de la demanda comercial regulada y 4 contratos del mismo tipo con destino a cubrir la demanda del mercado no regulado y parcialmente la venta intermediación equivalentes a 455.6. GWh/año, correspondiente al 100% de la demanda regulada y un 56% de la venta en intermediación.

Las ventas que la empresa ha realizado en bolsa en el 2013 corresponden a 444.1 MWh/año y adicionalmente vendió mediante contratos bilaterales 536.5GWh/año, realizando intermediación con la EPP y ELECTROHUILA.

4.2.2. Porcentaje de Energía vendida en bolsa

El tema de la venta en bolsa junto con el balance de energía transada en el MEM se analiza en el aparte anterior. La empresa no tenía presupuestado el ingreso por ventas en bolsa lo que significó un valor adicional de \$ 266.493.427.003 en el rubro de venta de servicios.

4.2.3. Recaudo y Cartera

La cartera de la compañía se encuentra concentrada en 33,985 clientes, de los cuales 40% son urbanos y el 60% se encuentran en el sector rural. La cartera sufrió un aumento debido al no pago de tres grandes clientes dos del sector oficial y uno del sector comercial que a diciembre de 2013 presentaban una facturación adeudada por 2970 millones de pesos.

4.2.4 Restricciones

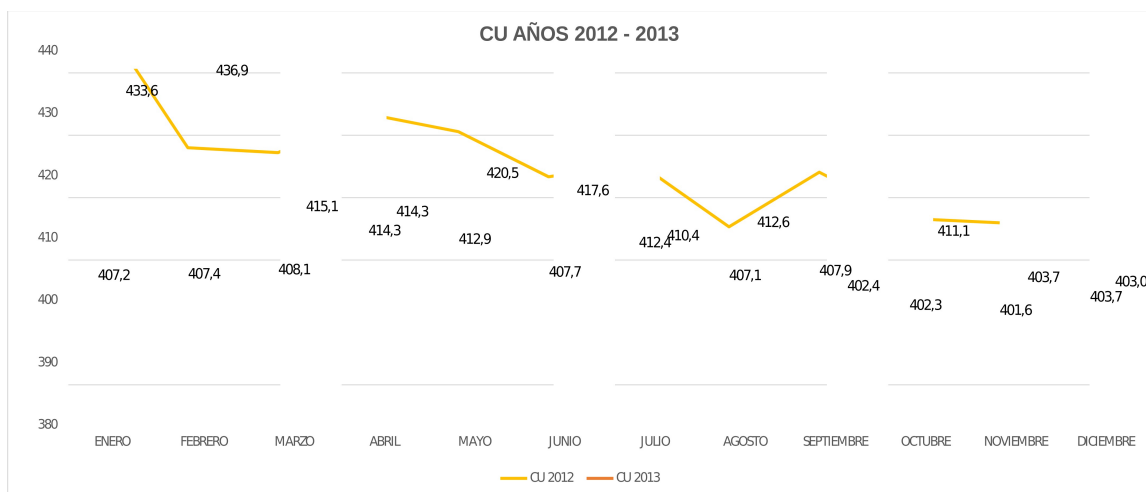
A ENERTOLIMA S.A. E.S.P como operador de red, no se le imputaron restricciones ante el administrador del mercado durante el 2013, es decir, que no se presentaron restricciones por causales atribuibles al OR en la operación del STR y el SDL. El costo de estas restricciones es asumido por la demanda y se asigna a todos los comercializadores del SIN a prorrata de su participación en ella, por lo cual a ENERTOLIMA S.A. E.S.P. como comercializador se le asignó en 2013 un valor de \$6.040.471.982,79 de pesos.

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 abril, \$414.3/kWh, sin embargo, para el mes de diciembre disminuyó cerca de \$10/kWh. Comparado con el promedio del CU observado durante el 2012, se tiene que en términos reales el CU disminuyó durante el 2013 aproximadamente 2%.

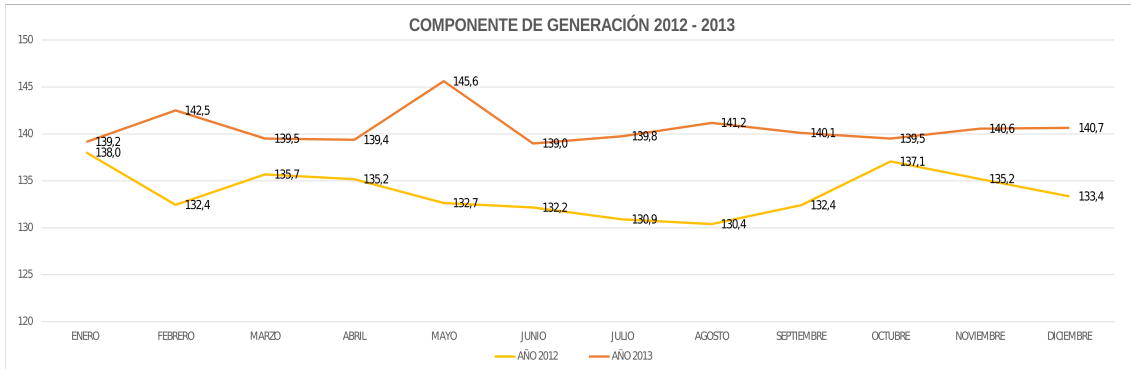
Las componentes de generación, distribución y comercialización dentro del CU, tienen una participación que alcanza el 87%.

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

4.3.2.1. Componente Generación

El componente de generación presenta un comportamiento estable durante el 2013 con un pico en el mes de mayo, en promedio su valor estuvo alrededor de \$145/kWh. La estabilidad de este componente obedece a que la exposición a bolsa del prestador es aproximadamente del 17%, el 83% restante se transa a través de contratos y negociaciones bilaterales, lo que se traduce en un riesgo menor y mayor estabilidad en esta componente.

Gráfico 4.3.2.1. Comparativo G 2012 – 2013

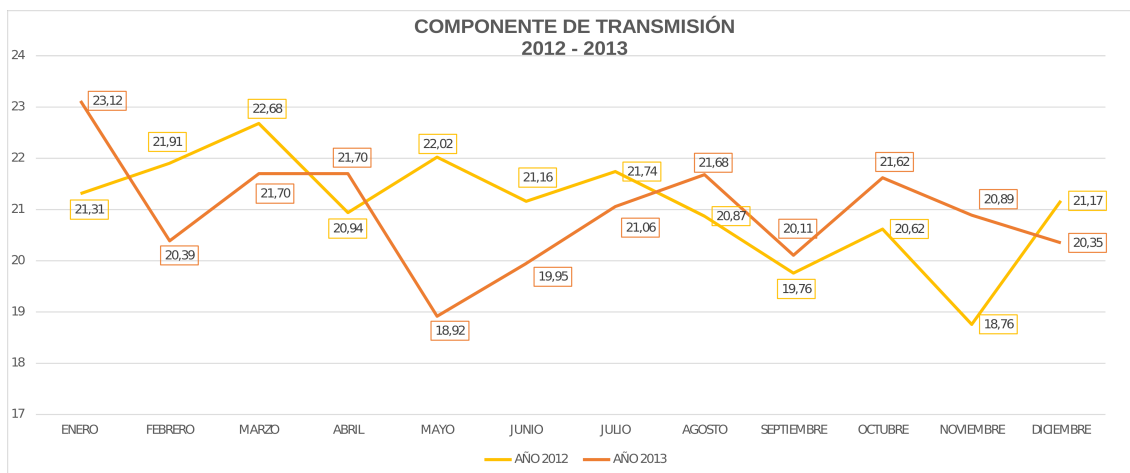


Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.2.2. Componente de Transmisión

La gráfica 4.3.2.2. Presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:

Gráfico 4.3.2.2. 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.

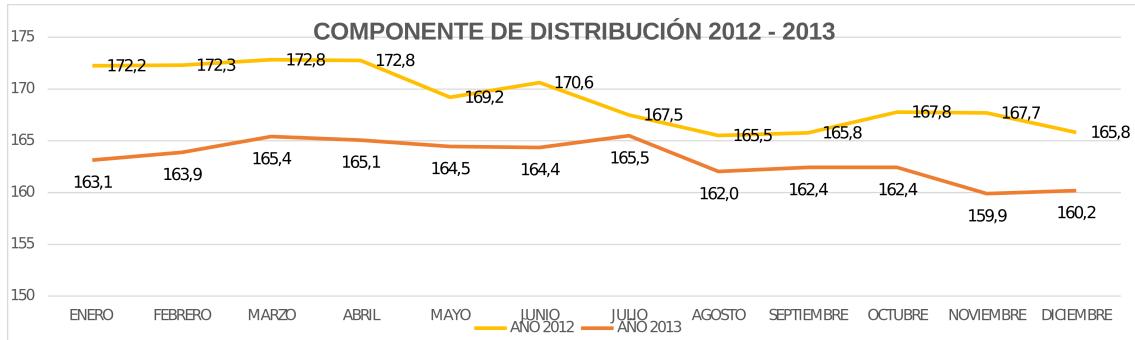
Al igual que el año 2012, durante el 2013 el prestador calculó su CU utilizando el T definido por XM, conforme lo definido por la normatividad regulatoria, presentando un comportamiento estable que oscilo en promedio \$3/kWh durante el año.

4.3.2.3 Componente de Distribución D

A continuación se presenta el comportamiento del componente D en los años 2012 y 2013, en este punto es pertinente señalar que a la fecha este prestador no forma parte de ningún área de distribución.

Por lo anterior el D incluido en la tarifa corresponde al calculado por la empresa aplicando la normatividad regulatoria vigente, y aprobado por el regulador. En promedio, el valor de esa componente disminuyó cerca de 4% en comparación con el año 2012

Gráfico 4.3.2.3 Comparativo D 2012 – 2013

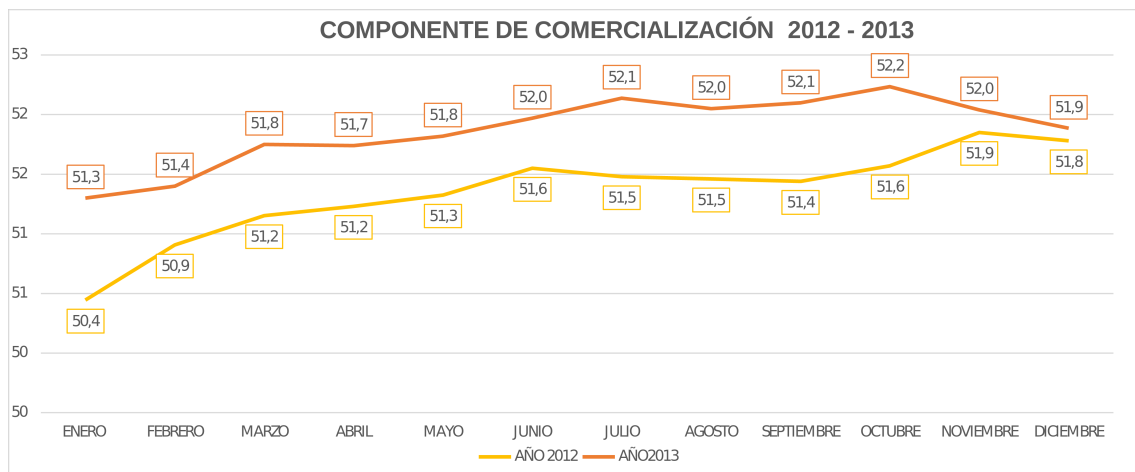


Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.2.4. 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. En promedio durante el 2013 este componente tuvo un valor de \$52/kWh.

Gráfico 4.3.2.4. Comparativo C 2012 – 2013

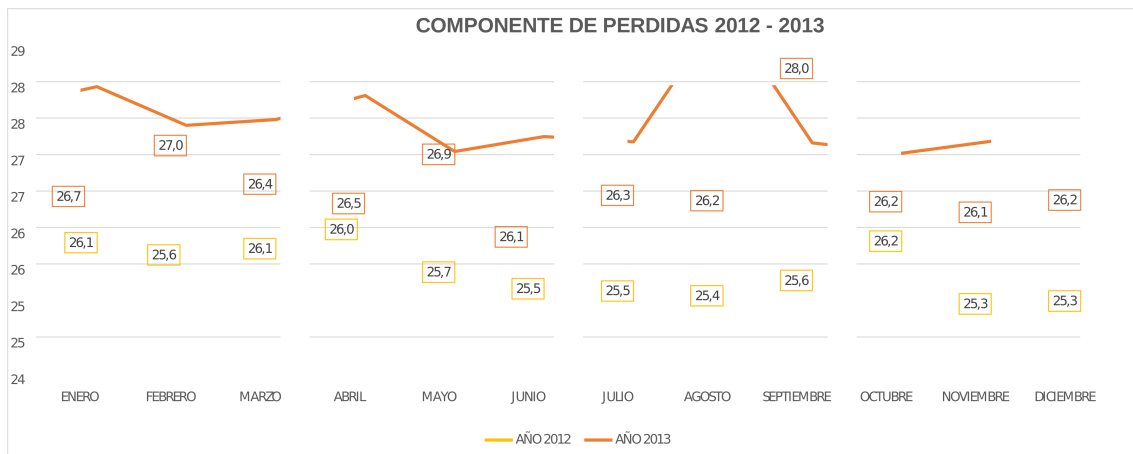


Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.2.5 Componente de Pérdidas

Dado que el 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 3%.

Gráfico 4.3.2.5 Comparativo Pr 2012 – 2013

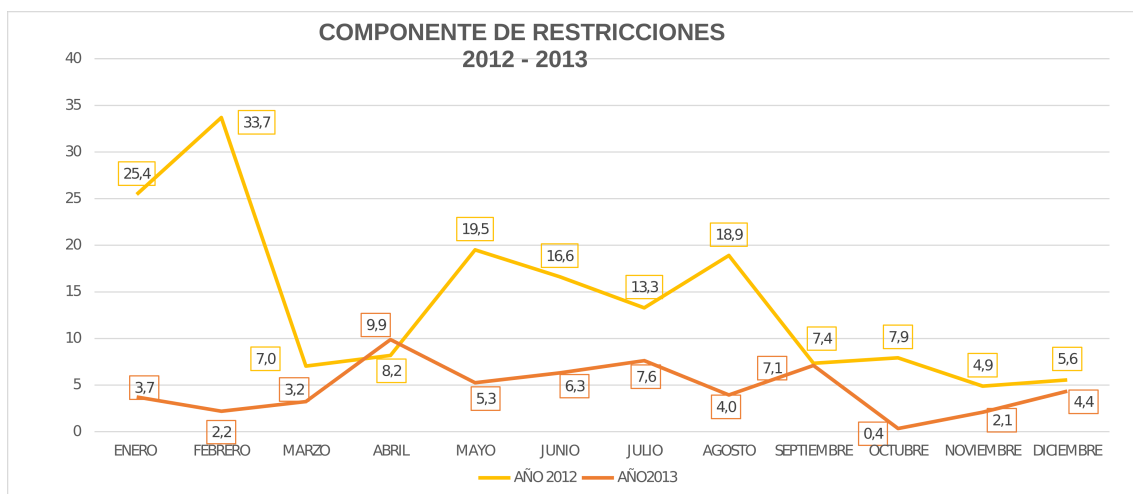


Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.2.6. Componente de Restricciones

Durante el 2013 se observó un comportamiento más estable que el sucedido en el 2012, en promedio éste componente disminuyó \$10/kWh durante el 2013 en comparación con el 2012.

Gráfico 4.3.2.6. Comparativo R 2012 – 2013



Fuente: Información Publicada por la ESP

Para el 2013 la tendencia es decreciente llegando a niveles por debajo de \$1/kWh, comportamiento mucho más estable que el sucedido en 2012.

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 las pérdidas PR son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen la Distribución Dt y las Restricciones RM.

4.3.2.7. 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 4.3.2.7. Participación por componente

Periodo	G		T		PR		D		C		R		CUV
1	139,2	34%	23,1	6%	26,7	7%	163,1	40%	51,3	13%	3,7	1%	407,2
2	142,5	35%	20,4	5%	27,0	7%	163,9	40%	51,4	13%	2,2	1%	407,4
3	139,5	34%	21,7	5%	26,4	6%	165,4	41%	51,8	13%	3,2	1%	408,1
4	139,4	34%	21,7	5%	26,5	6%	165,1	40%	51,7	12%	9,9	2%	414,3
5	145,6	35%	18,9	5%	26,9	7%	164,5	40%	51,8	13%	5,3	1%	412,9
6	139,0	34%	20,0	5%	26,1	6%	164,4	40%	52,0	13%	6,3	2%	407,7
7	139,8	34%	21,1	5%	26,3	6%	165,5	40%	52,1	13%	7,6	2%	412,4
8	141,2	35%	21,7	5%	26,2	6%	162,0	40%	52,0	13%	4,0	1%	407,1
9	140,1	34%	20,1	5%	28,0	7%	162,4	40%	52,1	13%	7,1	2%	407,9
10	139,5	35%	21,6	5%	26,2	7%	162,4	40%	52,2	13%	0,4	0%	402,3
11	140,6	35%	20,9	5%	26,1	6%	159,9	40%	52,0	13%	2,1	1%	401,6
12	140,7	35%	20,4	5%	26,2	6%	160,2	40%	51,9	13%	4,4	1%	403,7
Promedio	140,6	34%	21,0	5%	26,5	7%	163,2	40%	51,9	13%	4,7	1%	407,7

Fuente: Publicaciones prestador - Cálculos DTGE

Cerca del 74% 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 el componente de restricciones aunque representan un porcentaje más bajo en la definición del CU, presentan una mayor variación durante el año.

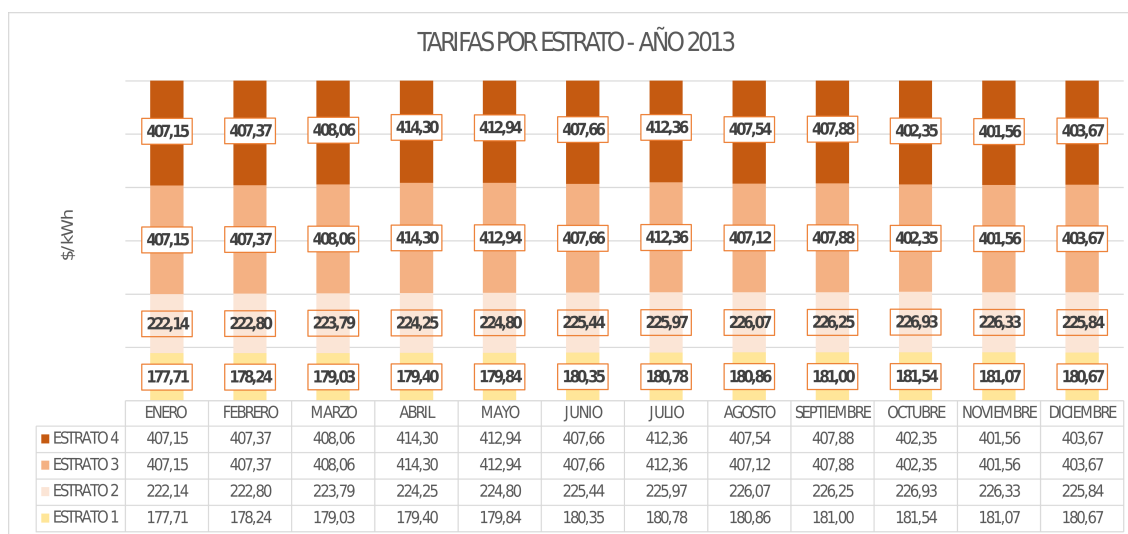
4.3.3. Evolución de las tarifas 2013

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 Compañía Energética del Tolima 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 407.15 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 177.71 \$/kWh, asignado un subsidio del 56% para este periodo.

Gráfica 4.3.3. Tarifas mensuales durante el 2013 por estrato



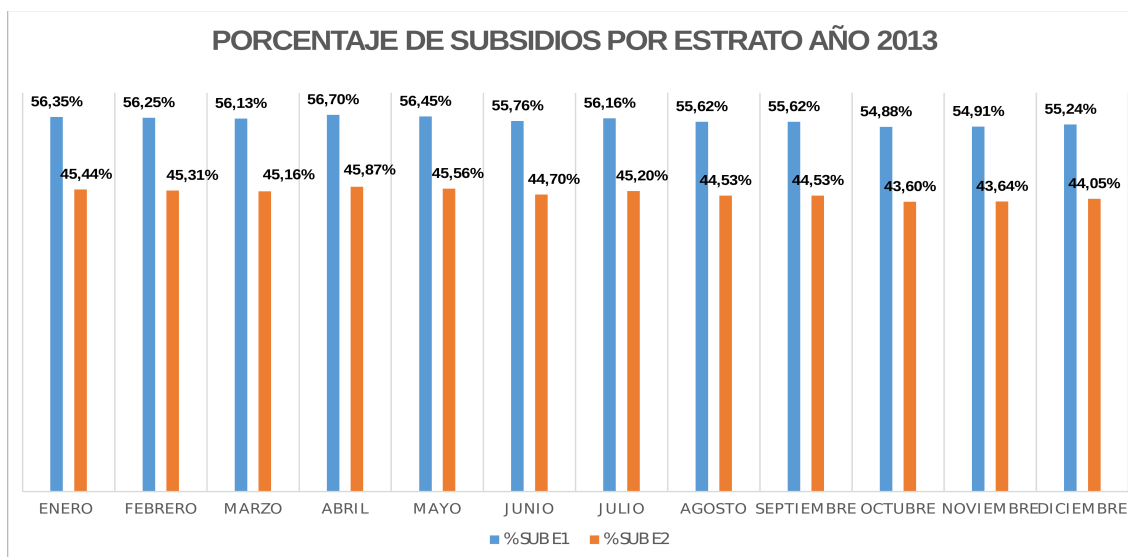
Fuente: Información Publicada por la ESP

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue una disminución del 1% en la tarifa.

4.3.3.1 Subsidios aplicados durante el 2013

Los porcentajes de subsidios aplicados por el prestador no superaron los topes establecidos en la Ley, los estratos 1 y 3 son subsidiados hasta con el 60% y 50%, los usuarios del estrato 3 no reciben subsidio.

Gráfica 4.3.3.1. Subsidios aplicados 2013



Fuente: Información Publicada por la ESP

4.4. Facturación

La facturación de la compañía para el 2013 fue de \$ 553,165 millones de pesos, inferior a la del 2012 en un 2.6%, comportamiento que se explica por la disminución en las ventas de intermediación y la disminución en la demanda de usuarios no regulados industriales que pasaron a otro comercializador, al mercado regulado o aumentaron su capacidad de autoproducción.

En cuanto a la facturación de energía se presentan los siguientes hitos en relación con años anteriores:

- Para el año 2013 se facturan 18.3 GWh más que el año anterior, pasando de 864.1 a 882.4 GWh.
- A Diciembre de 2013 ENERTOLIMA S.A. ESP cuenta con 415,538 clientes, con un crecimiento de 2.8% equivalente a 11,192 clientes con respecto a Diciembre de 2012.
- El crecimiento de la demanda en el mercado no regulado fue del 2% mientras que en el no regulado se presentó un disminución del 7%.
- El costo unitario de prestación del servicio promedio anual para el nivel de tensión disminuyó un 2.73% aproximadamente 11\$/kWh, con relación al CUPS de 2012, siendo la componente R la que condujo alza la baja al variar frente a este periodo 68.91%%, unos 9.32 \$/kWh. Esto se debió principalmente los valores altos de precio de bolsa permitiendo que un gran porcentaje de la generación de seguridad entrara en mérito.
- Adicionalmente para los meses de septiembre y octubre de 2013 la demanda vio reflejado un alivio en las restricciones de 48,000 millones de pesos, resultado de la ejecución de la garantía en el esquema del Cargo por Confiabilidad a Termocol.

4.5. Tiempo de atención en las oficinas

La empresa continuó con la estructura de servicio al cliente que mantenía en el año inmediatamente anterior, con 12 CAICES permanentes y 54 itinerantes.

Adicionalmente implementó acciones de mejora y fortalecimiento tales como:

- Monitoreo constante de los tiempos, administración del personal de acuerdo a la afluencia de usuarios.
- Uso de plantillas para respuestas inmediatas y agilización de solicitudes por abono.
- Disposición de personal de orientación y especializado para optimizar la atención en temas generales e información así como para temas relacionados con multiservicios.
- Apoyo de la oficina Telefónica en momentos de congestión, direccionándolos a través del módulo de la línea 115.

Se observa una reducción de los tiempos de espera y atención en los CAICEs que en promedio se situaron para el año 2013 en 7.3 y 4.5 minutos y que en comparación con el año 2012 disminuyeron en un 23% y 4% respectivamente.

Se presentaron 482,919 PQR a la empresa durante el 2013, presentándose una disminución del en las solicitudes por pagos directos en las cajas de recaudo (22%) y copias de las facturas (16%).

En relación con las quejas el mayor volumen se presentó justamente en los eventos de lluvias fuertes de los meses de abril y mayo y los eventos de daño en el transformador de Mariquita y Melgar en los meses de Abril y Octubre respectivamente.

Las reclamaciones presentaron una disminución del 40% con respecto al año anterior en las causales relacionadas con los valores facturados, una disminución del 27% en las causales de variación de consumos y error de lectura, así como una disminución del 31% en las ligadas con el Procedimiento PARE.

4.6. Subsidios y Contribuciones

La tabla 4.6. 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.

Estrato/ Sector	AÑO 2012	AÑO 2013
Estrato 1	19.731.869.988	21.044.835.410
Estrato 2	33.285.251.541	34.325.379.756
Estrato 3	20.439.082	13.103.923
Total Subsidios	53.037.560.611	55.383.319.089
Estrato 4	3.053.257	25.536.859
Estrato 5	683.410.477	769.546.243
Estrato 6	242.050.792	226.551.320
Industrial	1.320.018.018	989.860.314
Comercial	14.062.175.437	13.570.504.433
Otros	748.042.984	711.192.672
Total Contribuciones	17.058.750.965	16.293.191.841
Deficit	-35.978.809.646	-39.090.127.248
Fuente: SUI - Cálculos SSPD		

En los usuarios regulados el comportamiento del balance fue deficitario, debido a que la mayoría de la población atendida por el prestador en este mercado pertenece a los estratos 1 y 2, los cuales tienen derecho a un subsidio máximo del 60% y 50% respectivamente, de otra parte los recursos procedentes de los aportes solidarios, se han disminuido para el caso de los usuarios del sector industrial a partir de la los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME, situación que ha incrementado la brecha entre los subsidios otorgados y los recursos para cubrirlos provenientes del FSSRI.

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador se incrementó

8%, cerca de \$3.111 millones entre los años 2012 y 2013. La empresa otorgó durante el 2013 subsidios cercanos a \$55.383 millones, de los cuales 62% (\$34.325 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2 y 38% al estrato 1 (\$21.044 millones); además facturó contribuciones por un valor total de \$16.293 millones los cuales fueron en su mayoría (83%) del sector comercial (\$13.570 millones), los aportes de los usuarios del estrato 5 y 6 representan cerca del 18% de los aportes totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$39.090 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$55.383 millones y recaudar un total de \$16.293 millones por concepto de contribución.

4.7. Peticiones, Quejas y Reclamos

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

CAUSAL	Número	%
Falla en la prestación de servicio	80358	57,5%
Cobros inoportunos	17	0,0%
Otras inconformidades	1488	1,1%
Tasas e impuestos	90	0,1%
Alto consumo	15338	11,0%
Dirección incorrecta	370	0,3%
Cobros por servicios no prestados	425	0,3%
Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario	1530	1,1%
Cobro de otros cargos de la empresa	2145	1,5%
Solidaridad	66	0,0%
Tarifa cobrada	94	0,1%
Inconformidad por conexión	2	0,0%
Error de lectura	1320	0,9%
Cambio de medidor o equipo de medida	39	0,0%
Relacionada con cobros por promedio	3175	2,3%
Pago sin abono a cuenta	323	0,2%
Cobro múltiple	55	0,0%
Subsidios y contribuciones	129	0,1%
Calidad del servicio	8852	6,3%
Normalización del servicio	1065	0,8%
Aforo	30	0,0%
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	409	0,3%
Estrato	1377	1,0%
Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación	46	0,0%
Entrega y oportunidad de la factura	1966	1,4%
Suspensión por mutuo acuerdo	15	0,0%
Condiciones de seguridad o riesgo	18875	13,5%
Medidor o cuenta cruzada	33	0,0%
TOTAL	139632	100.0%

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2013	Resultado	Observación
Margen Operacional	21,4%	22%	Cumple
Cobertura de Intereses- Veces	6	3.4	No cumple
Rotación de Cuentas por cobrar- Días	56	39	Cumple
Rotación de Cuentas por pagar- Días	26	54	No cumple
Razón Corriente- Veces	1.53	1.05	No cumple

La empresa se encuentra por debajo de los referentes establecidos 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 Razón Corriente, Rotación de Cuentas por Pagar y la Cobertura de Intereses, sin embargo la empresa comenta:

Cuentas por pagar

Para el periodo del año 2013, este indicador presenta una disminución importante respecto al año anterior el cual pasa de 62.23 a 54.34 días, debido principalmente a que en este año fue menor la cantidad de energía vendida a otros comercializadores por intermediación, lo cual hace que sea menor la cuenta por cobrar por compras de energía y cargos asociados al cierre de este año. A su vez el buen desarrollo del flujo de caja permitió el cumplimiento oportuno de todas las obligaciones de la Compañía.

Este indicador no cumple con el referente de la SSPD debido a que la política de pagos de la Compañía va desde 30 días hasta 120 días.

Razón corriente

Para el periodo del año 2013, este indicador presenta un leve aumento respecto al año anterior, debido principalmente al aumento del efectivo en un 10%, los deudores disminuyeron en un 11% principalmente a que el Ministerio de Minas y Energía se encontraba al día al cierre del 2013 con los subsidios y contribuciones por menores tarifas, igualmente en este año fue menor la cantidad de energía vendida a otros comercializadores por intermediación, respecto al año anterior. A su vez disminuyó la cuenta por cobrar a ENINSA debido a que se realizó una capitalización de acuerdo a lo establecido en el contrato de mutuo e igualmente nos realizó un pago. El pasivo corriente se mantiene estable.

Cubrimiento de gastos financieros

Para el periodo del año 2013, este indicador presenta un leve aumento del 0.06% respecto al año anterior, lo cual permite establecer que la compañía viene cumpliendo y puede seguir cumpliendo con sus obligaciones financieras, como lo ha estado haciendo durante el periodo 2013.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Revisando el estado de información en el SUI, se pudo observar que la empresa ENERTOLIMA S.A E.S.P, tiene pendientes 15 reportes. 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

Con respecto a la viabilidad Financiera la empresa debe estabilizar la rentabilidad de sus proyectos, manteniendo bajo el nivel de endeudamiento a corto plazo, según los supuesto estipulados por ENERTOLIMA S.A ESP para sus proyecciones y en consecución con sus políticas, puede lograr mantener niveles de rentabilidad adecuados, además de realizar un programa de ejecución de inversiones controlado podrá obtener mayores beneficios financieros, además debe realizar una adecuación a las nuevas regulaciones para que el largo plazo no afecten el rendimiento de las operaciones, se evidencia que debe hacer un plan para realizar un mejoramiento en los en los indicadores de confiabilidad.

Luego de la evaluación, se puede concluir en cuanto a nivel tarifario que:

Durante el 2013, las tarifas presentaron un comportamiento decreciente cercano al 1% entre enero y diciembre.

Se observan que la variable ΔDt solo tuvo valores positivos durante los meses de mayo, junio y julio del año 2013, es decir que solo para este periodo tuvo incentivos. Así mismo, es importante mencionar que en un 100% de los periodos de tiempo en NT1 el ΔDt es negativo y en los niveles de tensión 2 y 3 el porcentaje alcanza el 65% de la cantidad de valores negativos.

Se considera necesario que la Empresa adelante las gestiones necesarias para el mejoramiento en las condiciones de calidad en la prestación del servicio público de energía eléctrica

Cerca del 74% del CU, está determinado por los componentes de generación y distribución

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

No obstante lo anterior, y a diferencia de otros sectores los déficit de la estructura tarifaria de la empresa son atendidos a través del Presupuesto Nacional. Para el 2013, la empresa presentó un déficit de \$39 mil millones.

En cuanto al nivel comercial, se determinó que:

La Compañía Energética del Tolima cuenta con 420.139 usuarios en los 47 municipios del departamento del Tolima. El 90% de los usuarios corresponden al sector residencial, 27% de los usuarios pertenece al estrato 1, 51% al estrato 2, 16% al estrato 3, 5% al estrato 4 y 1% al estrato 5.

De los usuarios no residenciales, el 86% corresponde al sector comercial.

El 48% del consumo de energía corresponde al sector residencial, 47% del consumo de energía no residencial corresponde al sector comercial.

El 74% de los usuarios están ubicados en las zonas urbanas y 26% en las áreas rurales.

La cobertura del servicio en el área urbana es del 100%, mientras que en el área rural es del 85% en promedio.

Los usuarios con FOES son 28.235, lo cual representa el 7.4% del total residencial.

El 97.6% de los usuarios FOES están dentro del grupo de las Áreas Rurales de Menor Desarrollo.

En cuanto a la calidad del servicio y atención al cliente en los Centros de Atención Integral al Cliente se encuentra que las oficinas en general cuentan con suficientes puntos de espera, 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 de las disposiciones relacionadas con el Contrato de Condiciones Uniformes y en general de la regulación referente a procedimientos y los aspectos comerciales relacionados con el usuario final.

Teniendo en cuenta que en la actualidad la ciudad de Ibagué cuenta con solamente 3 Centros de Atención Integral al Cliente, sería importante considerar la posibilidad de instalar un CAICE hacia el oriente de la ciudad, dado que en este sector no existe, y se observa una alta densidad de población, considerando además la alta urbanización que se está presentando actualmente en sectores como El Salado.

Se recomienda considerar la posibilidad de que el municipio de Guamo cuente con un Centro de Atención Integral al cliente permanente en lugar de semipermanente, dado el alto número de usuarios (9.808), y la cantidad de PQR's.

Se observa en el sector rural, alta cantidad de población que no cuenta con el servicio de energía, por lo cual se recomienda priorizar municipios como Rioblanco, Chaparral, Ataco, previa viabilidad dadas situaciones de orden público o altas distancias para la energización.

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.

Proyectó: Martha Helena Muñoz– Profesional Especializado-DTGE – Aspectos Tarifarios

Proyectó: Luis Fabian Sanabria– Profesional -DTGE – Aspectos Adivivos-Financ

Proyectó: Jhon Alejandro Quintero - Profesional -Aspectos Técnicos

Proyectó: Jhon Cristian Giraldo - Profesional -Aspectos Técnicos

Proyectó: Phanor Alvarez– Profesional -Aspectos Comerciales

Revisó: Fabio Alberto Aldana Méndez- Director Técnico de Energía (E)

