

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN  
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A.  
E.S.P.**



**Libertad y Orden**

**Prosperidad  
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS  
COMBUSTIBLE**

**DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA  
Bogotá, Agosto de 2013**

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN**  
**COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.**  
**ANÁLISIS AÑO 2012**

**AUDITOR: Gestión Futura**

**1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA**

Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P. se constituyó en el año 2003 para desarrollar las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La Empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$6.421.490.000 y tiene su sede principal en la ciudad de Ibagué. Su última actualización en RUPS fue el día 20 de Junio de 2013.

*Tabla 1.1. Datos Generales*

<b>Tipo de sociedad</b>	Sociedad Anónima (S.A.)
<b>Razón social</b>	Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.
<b>Sigla</b>	ENERTOLIMA S.A. E.S.P.
<b>Nombre del gerente</b>	John Jairo Toro Ríos

Fuente: SUI

**2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS**

**2.1 Balance General**

*Tabla 2.1 Balance General*

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
<b>Activo</b>	\$741.743.059.355	\$748.866.160.929	-0,95%
<b>Activo Corriente</b>	\$238.336.640.905	\$238.257.416.250	0,03%
<b>Activos de Propiedad, Planta y Equipo</b>	\$275.924.017.259	\$262.337.250.170	0,00%
<b>Inversiones</b>	\$48.526.880.012	\$63.481.851.181	-23,56%
<b>Pasivo</b>	\$463.309.316.122	\$480.801.439.623	-3,64%
<b>Pasivo Corriente</b>	\$228.534.883.907	\$244.558.851.202	-6,55%
<b>Obligaciones Financieras</b>	\$293.922.086.415	\$317.023.182.538	0,00%
<b>Patrimonio</b>	\$278.433.743.233	\$268.064.721.306	3,87%
<b>Capital Suscrito y Pagado</b>	\$6.421.490.000	\$6.421.490.000	0,00%

Fuente: SUI

Los Activos de la Empresa para el año 2012 fueron de \$742 mil millones, presentando una disminución de \$7.123 millones con respecto al año anterior, debido a la reducción en 23,56% en las Inversiones, como consecuencia del decrecimiento en las inversiones patrimoniales controlantes en empresas de servicios públicos domiciliarios del nacional.

El efectivo desciende \$9.302 millones, debido a la reducción en la cuenta de bancos y corporaciones en \$8.294 millones con respecto a 2011, especialmente en cuenta corriente bancaria.

La cuenta de otros activos, presenta un decrecimiento de 2,07% con respecto a 2011 descendiendo a \$103.178 millones, esta variación es explicada por la reducción evidenciada en \$3.123 millones en la amortización acumulada de intangibles.

Por otra parte, la propiedad Planta y equipo registró un incremento en 9,73% con respecto a 2011, debido al crecimiento de \$13.443 millones en Subestaciones y/o estaciones de regulación y de \$11.003 millones en redes de distribución, como resultado de la ejecución del plan de inversiones financiado con recursos provenientes de la participación en la Empresa de Energía de Pereira.

La cuenta de deudores, evidencia un crecimiento de 2,62% con respecto a 2011 ascendiendo a \$301.535 millones, debido al incremento en \$ 13.301 millones en otros deudores, los cuales registran la cuenta por cobrar a ENINSA S.A. E.S.P., originada por los recursos dados en mutuo para la capitalización de la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.

El Activo Corriente corresponde al 32,13% de los Activos Totales de la Empresa, el cual presentó un incremento del 0,03% con respecto al 2011, pasando de \$238.257 millones en 2011 a \$ millones en 2012, compuesto por deudores de \$219.750 millones; seguido por efectivo de \$9.366 millones y otros activos de \$6.008 millones.

En cuanto a los Pasivos, disminuyeron 3,64%, ubicándose en \$463.309 millones en 2012, variación producida en su mayoría por la reducción en \$23.101 millones en obligaciones financieras, las cuales descendieron a \$293.922 millones, como resultado de la amortización realizada al crédito con la FEN, y a la reestructuración de plazos y tasas de interés de créditos con la banca comercial.

Con respecto a las cuentas por pagar, estas decrecieron \$11.318 millones; variación impulsada por la disminución en 14,38% en la cuenta de adquisición de bienes y servicios, la cual desciende a \$68.137 millones, impacto provocado por el cambio en la política de pago para la compra de energía el cual paso de 60 y 90 días a 30 días.

Por otra parte los otros pasivos presentaron un incremento de \$10.010 millones con respecto al año anterior, ubicándose en \$79.232 millones, esto generado en su mayoría por el aumento registrado en créditos diferidos por \$4.791 millones correspondientes a impuestos y al crecimiento de la cuenta de recaudos a favor de terceros por en \$4.587 millones por concepto de venta por cuenta de terceros.

Los pasivos estimados y provisiones registran un aumento de 105,73%, como consecuencia del incremento evidenciado de \$6.012 millones en la provisión para obligaciones fiscales en su mayoría por concepto de impuesto de renta y complementarios.

El Pasivo corriente corresponde al 49,33% del total del Pasivos, el cual desciende a \$228.535 millones en 2012, presentando una variación de 6,55% con respecto a 2011, este está compuesto principalmente por obligaciones financieras de \$84.648 millones; seguido por cuentas por pagar de \$76.285 millones y otros pasivos de \$53.732 millones.

El patrimonio presentó un incremento de 3,87% equivalente a \$10.369 millones con respecto a 2011, pasando de \$268.065 a \$278.434 millones en 2012, soportado en el crecimiento registrado de \$5.431 millones en las reservas ocasionales.

En cuanto a la estructura de capital de la Empresa, el 37,54% de los fondos de la Empresa son propios, y los 62,46% restantes son aportados por acreedores.

## 2.2 Estado de Resultados

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$513.612.569.366	\$463.017.459.320	10,93%
COSTOS OPERACIONALES	\$399.648.978.095	\$375.959.982.686	6,30%
GASTOS OPERACIONALES	\$38.178.434.445	\$28.715.529.409	32,95%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$75.785.156.826	\$58.341.947.225	29,90%
OTROS INGRESOS	\$9.221.143.133	\$6.810.637.182	35,39%
OTROS GASTOS	\$79.095.191.169	\$59.118.348.391	33,79%
GASTO DE INTERESES	\$35.305.076.398	\$34.959.100.398	0,99%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$5.911.108.790	\$6.034.236.016	-2,04%

Fuente: SUI

Los ingresos operacionales para el 2012 fueron de \$513.613 millones, presentando un incremento del 10,93% con respecto al 2011, impulsado en su mayoría por el aumento en la venta de servicio de energía en \$51.624 millones, las cuales pasaron de \$453.741 a \$505.365 millones y corresponden a distribución y comercialización de energía.

Los Costos Operacionales fueron de \$399.649 millones, los cuales representan el 77,81% de los Ingresos Operacionales, estos aumentaron un 6,30% con respecto al año anterior, como consecuencia del incremento en las compras de energía en bloque y/o a largo plazo en \$14.657 millones y en las compras en bolsa y/o a largo plazo en \$7.748 millones.

Los gastos operacionales aumentaron 32,95%, pasando de \$28.716 a \$38.178 millones, de los cuales \$21.166 millones corresponden a gastos de administración y \$17.012 millones a depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento.

Los gastos de administración crecieron \$4.112 millones, variación ocasionada por el aumento de 32,55% en gastos generales especialmente en comisiones, honorarios y servicios.

La cuenta de depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento aumentó \$5.351 millones, debido a que la provisión para obligaciones fiscales presenta un incremento de \$7.661 millones, la cual corresponde a impuesto de renta y complementarios.

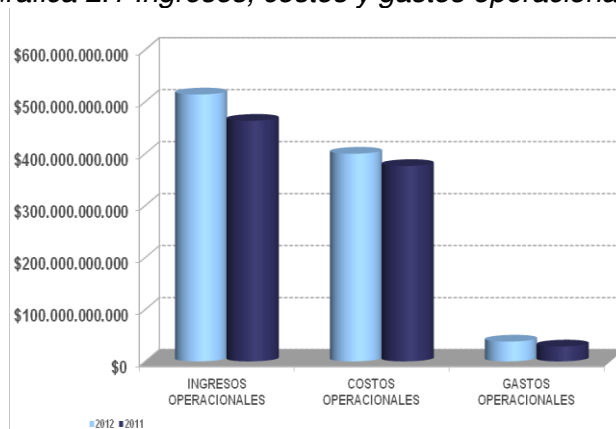
La Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$75.785 millones presentando un crecimiento de 29,90% con respecto a 2011, como consecuencia del aumento en los ingresos operacionales, los cuales superaron el incremento evidenciado en los costos y gastos operacionales.

Los Ingresos No Operacionales aumentaron 35,39% ubicándose en \$9.221 millones, como consecuencia del incremento registrado en la cuenta de ajuste por diferencia en cambio correspondiente a adquisición de bienes y servicios en \$6.418 millones.

Los Gastos No Operacionales en 2012 fueron de \$79.095 millones, los cuales crecieron 33,79% con respecto a 2011, como consecuencia del aumento evidenciado en la cuenta de gastos financieros en \$12.085 millones.

La utilidad neta fue de \$5.911 millones, presentando una disminución de 2.04% con respecto a 2011, como consecuencia del incremento en los gastos no operacionales, el cual superó el 30% con respecto a 2011 y superan los ingresos

*Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales*



Fuente: SUI

## 2.3 Indicadores Financieros

*Tabla 2.3 Indicadores Financieros*

INDICADORES	2012	2011
<b>INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN</b>		
Razón Corriente – Veces	1,0	1,0
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	43,7	44,9
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	62,2	77,3
Activo Corriente Sobre Activo Total	32,13%	31,82%
<b>INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO</b>		
Nivel de Endeudamiento	62,5%	64,2%
Patrimonio Sobre Activo	37,5%	35,8%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	49,3%	50,9%
Cobertura de Intereses – Veces	3,3152	2,5197
<b>INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD</b>		
Ebitda	117.043.048.344	88.085.671.195
Margen Operacional	22,8%	19,0%
Rentabilidad de Activos	15,8%	11,8%
Rentabilidad de Patrimonio	50,5%	38,4%

Fuente: SUI

### Liquidez

La razón corriente de la empresa para el año 2012 es 1,0 veces, indicador que no evidencia variación con respecto al año anterior, esto quiere decir que la empresa podría cubrir sus obligaciones a corto plazo, comprometiendo la totalidad de sus activos corrientes.

La rotación de cuentas por cobrar presentó una reducción de 1 día pasando de 45 días en 2011 a 44 días en 2012, lo que implica que la empresa tarda menos días en hacer efectivas las cuentas por cobrar, a pesar que la variación no es significativa, ésta se da como consecuencia de los ingresos operacionales en 2012.

La Empresa tarda 62 días en realizar el pago de sus obligaciones, disminuyendo 15 días con respecto al 2011, año en el cual tardaba 77 días, como consecuencia de la reducción en las cuentas por pagar por adquisición de bienes y servicios.

El Activo corriente corresponde al 32,13% del total de Activos de la compañía, porcentaje que presenta un incremento de 0,31% con respecto al año 2011, lo que implica que la mayor parte de los Activos de la Empresa continúan concentrados en activos fijos.

#### Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 62,5%, en el cual se evidencia una reducción de 1,7% con respecto al año anterior, año en el que era de 64,2%, esta variación es explicada en la disminución de los pasivos de la empresa, impulsado principalmente por las obligaciones financieras.

El 37,5% de los recursos con los que cuenta la empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que creció con respecto al 2011, año en el cual el patrimonio de la Empresa representaba el 35,8% de los Activos, debido al incremento del endeudamiento de la compañía en el 2012.

Para 2012 los Pasivos corrientes representaban el 49,3% de los Pasivos totales de la compañía, porcentaje que disminuyó 1,5% con respecto al año anterior, el cual era de 50,9%, lo que implica que la compañía tiene mayores obligaciones a corto plazo

La empresa presenta una cobertura de intereses de 3,3 veces, se evidencia una mayor capacidad de pago de estos con respecto al año anterior como consecuencia del incremento registrado en el EBITDA en el año 2012.

#### Rentabilidad

El EBITDA presenta un incremento de \$28.957 millones con respecto al año anterior, pasando de \$88.086 a \$117.0743 millones en el 2012, debido al incremento registrado en los ingresos operacionales.

El margen operacional en 2012 fue de 22,8%, presentando un incremento de 3,8% con respecto a 2011, año en el cual fue de 19,0%; como consecuencia del crecimiento del EBITDA.

La rentabilidad de los Activos creció 3,76% con respecto al año anterior ubicándose en 15,8%; al igual que la rentabilidad del patrimonio, la cual ascendió a 50,5% en 2012 al registrar un incremento de 12,11%.

### **3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS**

#### **3.1 Descripción de la infraestructura**

ENERTOLIMA S.A. ESP, tiene conexión al STN a través de las subestaciones San Felipe y Miro lindo, mediante dos bancos de Autotransformadores de 150 MVA 220/115 kV uno propiedad de la compañía y otro propiedad de ISA. En relación con las conexiones en el nivel de tensión IV existen dos conexiones con la CHEC mediante los circuitos Cajamarca - Regivit y Mariquita - Victoria 115kV, con Codensa mediante dos líneas Flandes - La Guaca 115kV y con ELECTROHUILA con dos circuitos Prado - El Bote 115 kV.

El inventario general de la infraestructura que la compañía opera consta de 79 subestaciones con una capacidad de transformación de 1044,173 MVA, 10 de ellas con tensión primaria en el nivel IV, 232 circuitos en niveles de tensión IV, III y II y cerca de 17142 transformadores en el nivel de tensión I con una capacidad de transformación de 824,213 MVA diseminados por los 23.639 km<sup>2</sup> de superficie del departamento del Tolima, alcanzando niveles de cobertura cercanos al 94,19% en los 47 municipios del departamento y dos municipios de Cundinamarca, en lo que podría considerarse un sistema disperso y radial.

El inventario de infraestructura operado por la compañía en el STR-SDL de ENERTOLIMA presentó las siguientes novedades durante el 2012:

- El 7 de Junio de 2012 la compañía puso en operación la Subestación Pacoli de 3 MVA y capacidad de transformación de 34.5/13.2 kV, asociada también a la construcción de un circuito a 13.2 KV para elevar la confiabilidad del sistema que abastece la zona rural del municipio de Carmen de Apicalá, mejorando así la calidad del servicio a los usuarios del sector del Paso, clientes especiales como trituradoras, condominios campestres, reduciendo los tiempos de restablecimiento del servicio y mejorando los niveles de tensión, permitiendo el crecimiento comercial y turístico de la región.
- El 30 de julio de 2012 la compañía puso en operación la subestación Suárez con capacidad de 3 MVA y relación de transformación 34.5/13.2 kV, junto con la construcción de un circuito de 13.2 kV en cable semiaislado de una longitud de 28 km con el objetivo de elevar la calidad y confiabilidad del municipio de Suárez, así como la atención de nueva demanda.
- Actualización ante el CND de los parámetros eléctricos de la línea Natagaima - El Bote 1 a 115 kV, para la operación del 20 de junio de 2012.
- La compañía, el 12 de octubre de 2012, puso en servicio la subestación Coello con capacidad de 3MVA con relación de transformación 34.5/13.2 kV, con el objetivo de elevar la calidad y confiabilidad del municipio de Coello, así como la atención de nuevas demandas, asociada a esta subestación se energizaron 12 km de línea a 13,2 kV.
- Se realizó la automatización con una integración del 100% al sistema de supervisión y control de las subestaciones Guayabal, Vergel, Ambalema, Cunday, Carmen, Melgar y Lanceros.

### **3.2 Inversiones**

Con un enfoque centrado en la mejora de la calidad y confiabilidad del servicio ENERTOLIMA efectuó inversiones por \$ 21.573.464.024 de un registro presupuestal de \$24.685.115.350 alcanzando un 87.39% de avance en la ejecución del programa de inversión del año 2012. La inversión que la compañía ha realizado durante el periodo 2010-2012 asciende a \$ 66.986.130.214,86 (pesos corrientes).

A continuación se presentan los proyectos más representativos desarrollados durante el año 2012 por ENERTOLIMA S.A. ESP:

**Tabla 3.1 proyectos desarrollados durante el año 2012 por ENERTOLIMA S.A. ESP**

ITEM	NOMBRE DEL PROYECTO	OBJETIVO	AVANCE
1	Construcción subestación Gualanday 115/34,5 Kv	Construcción de una subestación 115/34.5 kV – 20 MVA en el sector del alto de Gualanday, que busca mejorar la calidad y confiabilidad del servicio de energía en el corredor industrial entre la ciudad de Ibagué y el municipio de Espinal, además de los usuarios residenciales de las poblaciones de Doima, Payandé, San Luis, Valle de San Juan y Guamo.	85,55%
2	Construcción subestación Coello	Construcción de una subestación 34.5/13.2 kV – 3 MVA en el sector de la doble calzada 1 km antes del peaje de Chicoral, busca mejorar la calidad y confiabilidad del servicio de energía en el sector urbano y rural del municipio de Coello, y atención de los clientes especiales del sector y nuevas demandas como estaciones de servicio, trituradora, helipuerto de la FAC y otros, incluye la construcción de 12 km de circuito a 13.2 kV para interconectar el municipio de Coello.	100,00%
3	Construcción subestación Pacolí	Construcción de una subestación 34.5/13.2 kV – 3 MVA en el sector rural del municipio de Carmen de Apicalá, que busca mejorar la calidad y confiabilidad del servicio de energía en el sector rural del municipio que tiene un alto componente turístico.	100,00%
4	Construcción subestación Suárez y circuito 34,5 Kv	Construcción de una subestación 34.5/13.2 kV – 3 MVA en el municipio de Suárez, que busca mejorar la calidad y confiabilidad del servicio de energía en el sector urbano y rural del municipio, y atención de nuevas demandas como trituradoras que se han constituido en el área, incluye la construcción de un circuito en cable semiaislado en una longitud de 28 km.	99,72%
5	Scada y Gis	Integración de supervisión y control del STR y SDL	87,26%
6	Ampliación Subestación Brisas 50 MVA - 115/34,5 kV; incluye circuito 115 Kv entre la subestación Miro lindo - Brisas. (2)	Construcción y ampliación de la subestación Brisas 115/34.5/13.2 kV – 50 MVA ubicada en el barrio las Brisas de la ciudad de Ibagué, este proyecto busca garantizar la atención de la demanda en la ciudad de Ibagué ante una contingencia sencilla del circuito Miro lindo Papayo 115 kV, complementario a este proyecto es la construcción de un circuito a 115 kV entre las subestaciones de Miro lindo y Brisas.	79,41%
7	Ampliación Subestación Papayo	Expansión STR	100,00%
8	Ampliación Subestación Miro lindo 230 KV	Expansión STN	91,09%
9	Bancos de Condensadores para Subestación Guamo y Saldaña	Confiabilidad y calidad del servicio en el SDL.	100,00%

Fuente. Informe AEGR

La inversión que la empresa ha realizado busca durante el corto y mediano plazo, mejorar la prestación del servicio bajo los criterios de calidad, eficiencia y confiabilidad exigidos por la regulación vigente al igual que el equilibrio financiero de la compañía.

### 3.3 Mantenimiento y operación

Durante el 2012 se ejecutaron 2,693 actividades de mantenimiento en subestaciones, interviniendo el 84% de éstas, centradas principalmente en el mantenimiento preventivo.

En relación con el mantenimiento de las redes, durante el 2012 se ejecutaron 8,225 horas de mantenimiento que representa un 97.8% de las horas planeadas, cumpliendo así con las metas fijadas por la SSPD dentro del marco del acuerdo de mejoramiento.

La empresa continúa adelantando su programa de cambio de postera por nueva. En el 2012 instaló 8755 postes por un valor 13 mil millones de pesos, un promedio de 1.5 millones de pesos por poste. Adicional a ello como innovación en las técnicas de construcción se está implementado un proyecto piloto de postera en fibra de vidrio, que si bien no reduce costos directos de infraestructura, si disminuye costos de mano



de obra al requerirse menos personal, lo que hace que el costo de instalación por poste se reduzca.

Con respecto al 2011 la cantidad de actividades de mantenimiento creció un 5%, aumentado el número de actividades de tipo preventivo y predictivo en un 6% y 42% respectivamente, a su vez que disminuyó las acciones de emergencia en un 4%. A continuación se muestra una tabla comparativa de la cantidad de actividades de mantenimiento en subestación realizadas en los dos años:

*Tabla 3.2. Actividades de mantenimiento*

TIPO	2011	2012	% VARIACIÓN
Correctiva	125	128	2,4
Predictiva	66	94	42,4
Preventiva	2144	2271	5,9
Emergencia	134	128	-4,5
Otra	80	68	-15,0
<b>Total</b>	<b>2549</b>	<b>2689</b>	<b>5,5</b>

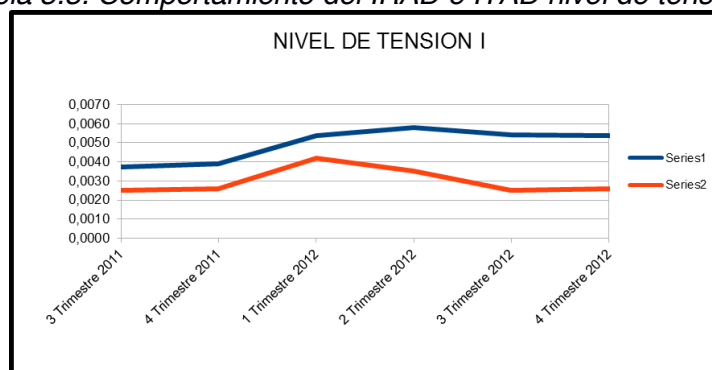
Fuente. Informe AEGR

### 3.4 Calidad del servicio

El IRAD es el índice de referencia de la calidad media, si el ITAD está por debajo del IRAD y su valor tiende a cero, se evidencia una mejora de la calidad; si por el contrario, el ITAD supera el IRAD se evidencia un deterioro de la calidad del servicio. Estos indicadores se miden para el nivel de tensión 1 y para el nivel de tensión 2 y 3 de manera agregada.

En relación al cumplimiento de la regulación actual sobre calidad media del servicio de distribución de energía eléctrica establecida por la CREG 097 de 2008, se evidencia la continuidad en una mala calidad del servicio para el nivel de tensión 1 alcanzando su mayor diferencia para el tercer trimestre de 2012, superando por más del doble el valor de referencia.

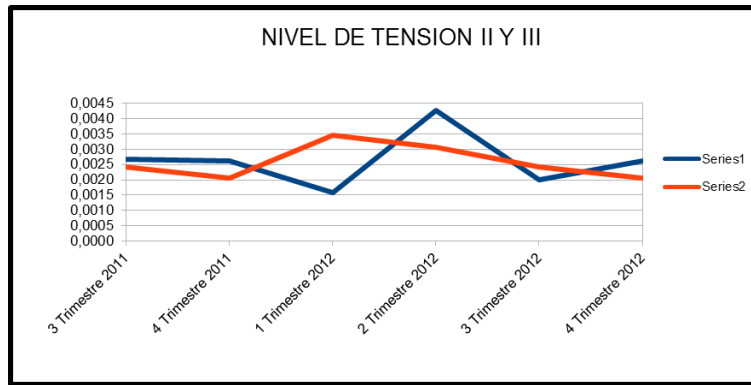
*Tabla 3.3. Comportamiento del IRAD e ITAD nivel de tensión 1*



Fuente. SUI

En el nivel de tensión agregado 2 y 3 la calidad del servicio presenta intermitencias, ya que como se puede observar en los trimestres 1 y 3 de 2012 el indicador muestra una mejora en el servicio, caso contrario a los trimestres 2 y 4.

*Tabla 3.4. Comportamiento del IRAD e ITAD niveles de tensión II y III*



Fuente. SUI

### 3.5 Calidad de la potencia

A solicitud de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, ENERTOLIMA S.A. ESP efectuó mediciones de calidad de la potencia eléctrica en la semana comprendida entre el 25 de junio y el 1 de julio de 2012 enviando a esta misma los resultados de las mediciones en archivos FTP, DAT, CEL Y DAC. Dentro de los archivos solicitados se registra la información de voltaje, frecuencia, corriente, armónicos y factor de potencia durante el periodo de medición.

Analizada la información entregada se evidenció que ENERTOLIMA S.A. ESP, presuntamente no cumple con los siguientes estándares o referencias establecidas en la regulación vigente:

- Estándar de tensión estacionaria en 1 punto de los 95 medidos.
- Estándares de factor de potencia en 85 puntos medidos.
- Estándar o referencia del THDV en 14 puntos medidos.

## 4. ASPECTOS COMERCIALES

Tabla 4.1.1. Número de suscriptores 2012

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	356.141	90.18%
Total No Residencial	38.766	9.82%
Total Suscriptores	394.907	100.00%

Fuente: SUI

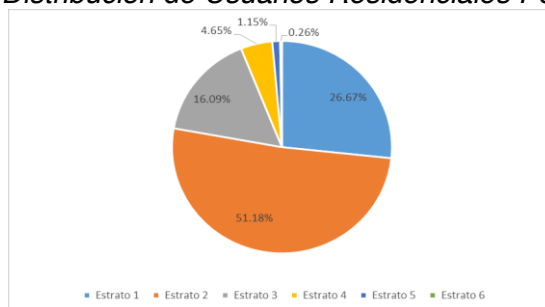
En la Tabla 4.1.1 se observa que el número de suscriptores de la Compañía Energética del Tolima para el año 2012 es de 394.907, de los cuales el 90.2% corresponde al sector residencial.

Tabla 4.1.2 Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	94.982	26.67%
Estrato 2	182.259	51.18%
Estrato 3	57.312	16.09%
Estrato 4	16.568	4.65%
Estrato 5	4.081	1.15%
Estrato 6	939	0.26%

Fuente: SUI

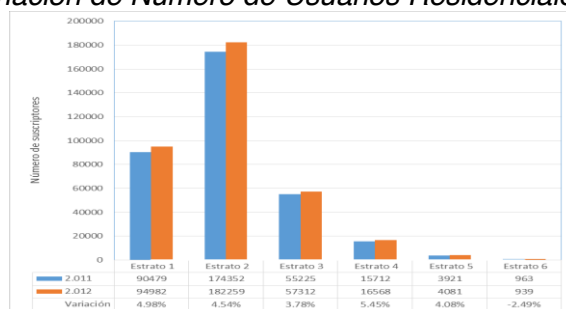
Gráfica 4.1.1 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.1 y Tabla 4.1.2, se concluye que el 77.9% de los usuarios pertenece a los estratos 1 y 2, y el 16.1% al estrato 3.

Gráfica 2 Variación de Número de Usuarios Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

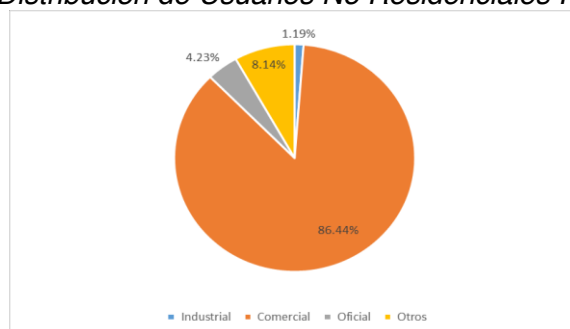
En la Gráfica 4.1.2 puede verse que en el año 2012 hubo incrementos en el número de usuarios residenciales comparados con el año anterior con excepción del estrato 6. Estos incrementos anuales oscilaron entre el 3.8% ocurrido en el estrato 3, y el 5.5% en el estrato 4.

Tabla 4.1.3 Número De Usuarios No Residenciales Por Sector 2012

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	462	1.19%
Comercial	33.508	86.44%
Oficial	1.641	4.23%
Otros	3.155	8.14%

Fuente: SUI

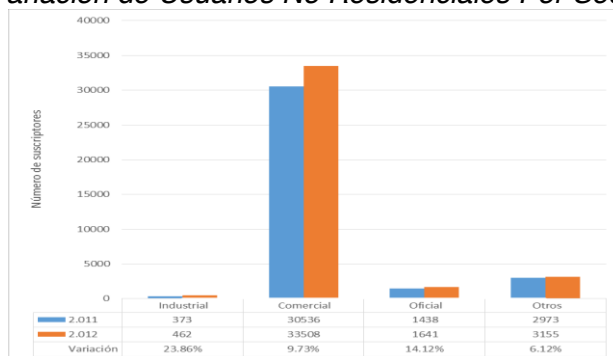
Gráfica 4.1.3 Distribución de Usuarios No Residenciales Por Sector 2012



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.3 y Gráfica 4.1.3 puede verse que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 86.4% corresponde al sector comercial, seguido del sector Otros, con el 8.1%. El menor porcentaje corresponde al sector Industrial con el 1.2%.

Gráfica 4.1.4 Variación de Usuarios No Residenciales Por Sector 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.4 se observa que en todos los sectores se incrementó el número de usuarios, con relación al año anterior. Los mayores incrementos ocurrieron en el sector industrial con el 23.9%, y en el sector oficial, con el 14.1% de incremento anual.

Tabla 4.1.4 Distribución De Usuarios Por Departamento

Departamento		2011	2012
TOLIMA	Estrato 1	90.189	94.646
	Estrato 2	172.856	180.457
	Estrato 3	55.068	57.156
	Estrato 4	15.619	16.469
	Estrato 5	3.900	4.060
	Estrato 6	943	918
	Industrial	370	459
	Comercial	30.407	33.366
	Oficial	1.417	1.613
	Otros	2.946	3.127

Fuente: SUI

De la Tabla 4.1.4 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

Columna	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Total Estrato 1	2.737.327	94.982	3.47%
Total Estrato 2	4.317.969	182259.00	4.22%
Total Estrato 3	2.375.182	57312.00	2.41%
Total Estrato 4	746.906	16568.00	2.22%
Total Estrato 5	290.667	4081.00	1.40%
Total Estrato 6	181.398	939.00	0.52%
Total Industrial	46.971	462.00	0.98%
Total Comercial	627.674	33508.00	5.34%
Total Oficial	53.919	1641.00	3.04%
Total Otros	39.970	3155.00	7.89%

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 7.9%, al sector comercial con el 5.3%, y al estrato 2 con el 4.2%.

## Consumos

*Tabla 4.1.6 Consumo De Kwh Por Sector*

Sector	Kwh	Participación
Total Residencial	401.169.235	48.41%
Total No Residencial	427.456.618	51.59%
Total Suscriptores	828.625.853	100.00%

Fuente: SUI

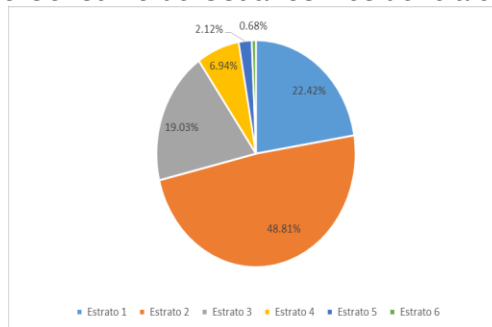
En la Tabla 4.1.6 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la Compañía Energética del Tolima para el año 2012 es de 828.625.853 Kwh, de los cuales el 48.4% corresponde al sector residencial, y el restante 51.6% corresponde al no residencial.

*Tabla 4.1.7 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato*

Estrato	Kwh	Participación
Estrato 1	89.949.754	22.42%
Estrato 2	195.813.200	48.81%
Estrato 3	76.358.513	19.03%
Estrato 4	27.830.802	6.94%
Estrato 5	8.487.113	2.12%
Estrato 6	2.729.853	0.68%

Fuente: SUI

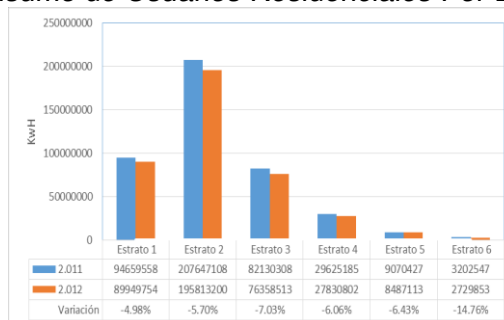
*Gráfica 4.1.5 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato*



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.5 y Tabla 4.1.7, se concluye que el 90.2% del consumo de energía corresponde a usuarios de los estratos 1, 2 y 3, y el 6.9% al estrato 4.

*Gráfica 4.1.6 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato 2011 - 2012*



Fuente: SUI

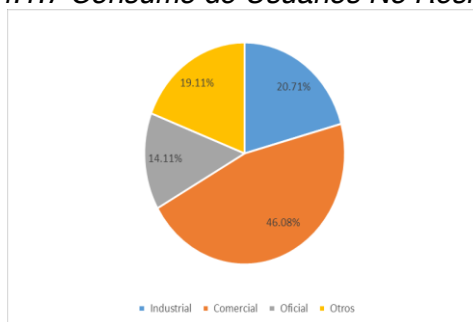
En la Gráfica 4.1.6 se observa que en todos los estratos disminuyó el consumo de energía en el año 2012 en comparación con el año anterior, entre el 5% en el estrato 2 y el 14.8% en el estrato 6.

**Tabla 4.1.8 Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales**

Sector	Kwh	Participación
Industrial	88.506.312	20.71%
Comercial	196.970.453	46.08%
Oficial	60.304.148	14.11%
Otros	81.675.705	19.11%

Fuente: SUI

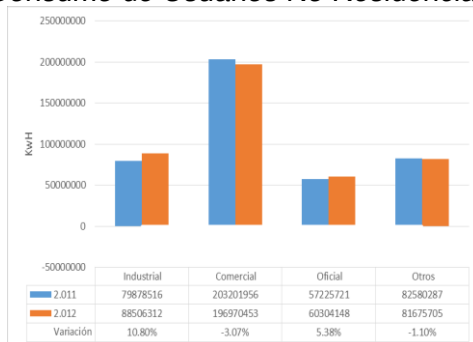
**Gráfica 4.1.7 Consumo de Usuarios No Residenciales**



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.8 y Gráfica 4.1.7 puede verse que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 46.1% corresponde al sector comercial, seguido del industrial con el 20.7% y de Otros con el 19.1%.

**Gráfica 4.1.8 Consumo de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012**



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.8 se observa que en los sectores industrial y oficial se incrementó el consumo de los usuarios, con relación al año anterior, en el 10.8% y el 5.4% respectivamente. Los sectores comercial y otros bajaron su consumo en el año 2012.

**Tabla 4.1.9 Consumo de Kwh de Usuarios Por departamento**

Column1	CASANARE	CUNDINAMARCA	TOLIMA
Estrato 1		412.804	89.536.950
Estrato 2		3.124.861	192.688.339
Estrato 3		255.447	76.103.066
Estrato 4		340.474	27.490.328
Estrato 5		84.841	8.402.272
Estrato 6		72.033	2.657.820
Total Residencial		4.290.460	396.878.775
Industrial	1.732.946	407.880	86.365.486
Comercial		1.054.510	195.915.943
Oficial		24.434.624	35.869.524
Otros		432.427	81.243.278
Total No Residencial	1.732.946	26.329.441	399.394.231

Fuente: SUI

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

*Tabla 10 Consumo de Kwh Comparado Con Colombia*

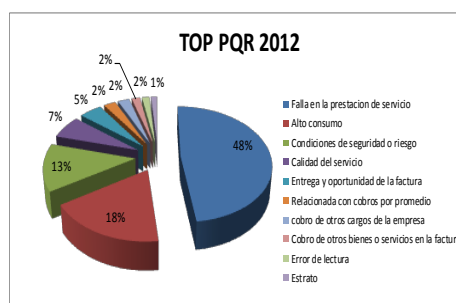
Column1	Total Consumo Colombia	Consumo Empresa	Participación
Total Estrato 1	4.407.223.508	89.949.754	2.04%
Total Estrato 2	6.109.402.080	195.813.200	3.21%
Total Estrato 3	3.964.116.282	76.358.513	1.93%
Total Estrato 4	1.453.637.917	27.830.802	1.91%
Total Estrato 5	710.278.398	8.487.113	1.19%
Total Estrato 6	680.918.417	2.729.853	0.40%
Total Industrial	10.065.526.292	88.506.312	0.88%
Total Comercial	7.060.243.373	196.970.453	2.79%
Total Oficial	1.079.445.070	60.304.148	5.59%
Total Otros	1.984.751.818	81.675.705	4.12%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.10 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al sector oficial con el 5.6%, y a otros con el 4.1%.

Detalle de las causales por las cuales el usuario se presenta en la empresa.

AÑO	
CAUSAL	CANTIDAD
Falla en la prestación de servicio	55.916
Alto consumo	20.778
Condiciones de seguridad o riesgo	15.213
Calidad del servicio	7.625
Entrega y oportunidad de la factura	5.475
Relacionada con cobros por promedio	2.882
cobro de otros cargos de la empresa	2.839
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	2.042
Error de lectura	1.819
Estrato	1.495
TOTAL	116.084



## 4.2. Análisis tarifario

### 4.2.1. Cambios Regulatorios en el año 2012

#### Componente de Pérdidas

En diciembre de 2011, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, expidió las Resoluciones:

- CREG 172 de 2011, a través de la cual se establece la metodología para la implementación de los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local –SDL.
- CREG 173 de 2011, que modifica la fórmula tarifaria general, establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, que permite a los comercializadores minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional –SIN.

- CREG 174 de 2011, la cual modifica la Resolución CREG 121 de 2007, en relación con la asignación de pérdidas entre comercializadores minoristas en un mercado de comercialización.

Con la Resolución CREG 172 de 2011, se estableció la metodología para establecer los índices de pérdidas reconocidos en baja tensión y las condiciones para que las empresas de distribución presenten los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local.

La remuneración de los planes de reducción de pérdidas, será aplicable únicamente en los mercados de comercialización que presenten pérdidas de energía eléctrica en el Nivel de Tensión 1, superiores a las reconocidas. Los planes deben ser ejecutados por los operadores de red (OR), los cuales deben solicitar a la CREG su aprobación; tendrán una vigencia de cinco (5) años.

En los mercados de comercialización donde se presenten pérdidas de energía eléctrica en el Nivel de Tensión 1 inferiores a las reconocidas, los OR deben presentar a la Comisión un estudio para la aprobación del índice de pérdidas de este nivel, en un plazo no superior a 30 días.

El operador que incumpla con las metas propuestas en su plan deberá devolverles a los usuarios una parte o la totalidad de los recursos recibidos por este concepto.

La Resolución CREG 173 de 2011 señala que a partir de su expedición y hasta que se aprueben los planes de reducción de pérdidas señalados en la Resolución CREG 172 de 2011, los valores de la variable  $IPR_{n,m,j}$  corresponden a los vigentes en cada mercado de comercialización.

Los valores vigentes al momento de expedición de la Resolución CREG 173 de 2011 corresponden a los valores de la variable  $PR_{n,j}$ , calculados con base en lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, tomando como referencia los valores de las variables  $P_{j,n}$  aprobados para cada mercado de comercialización.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 172 de 2011, el índice de pérdidas de nivel de tensión 1,  $P_{j,1}$ , será aprobado en resolución particular tanto a las empresas que presenten estudio de pérdidas de nivel de tensión 1 como a las que presenten solicitud de aprobación del plan de pérdidas. Los valores aprobados en estas resoluciones remplazarán los valores vigentes a la expedición de la Resolución CREG 173 de 2011.

En conclusión, desde la aprobación de la Resolución CREG 173 de 2011 y hasta que se apruebe el índice de pérdidas reconocidas de nivel de tensión 1,  $P_{j,1}$ , el factor  $IPR_{1,m,j}$  corresponderá a 12,75%, una vez aprobado el índice  $P_{j,1}$  el factor  $IPR_{1,m,j}$  se calculará con base en el índice aprobado.

De otra parte se señala que a partir de la expedición de la Resolución 173 de 2011 el factor  $IPR_{STNm-1}$  corresponde al calculado con base en lo establecido en la resolución CREG 039 de 1999.

El informe de Evaluación y Concepto de Encuesta de Control Interno del AEGR<sup>1</sup>, destaca para Enertolima S.A. E.S.P.:

---

<sup>1</sup> Informe de Puntos Específicos de Compañía Energética del Tolima S.A. ESP sui\_ane\_2012\_1\_5545780\_1098818.pdf página 11 y siguientes



*“(...) La meta de reducción de pérdidas del plan para el 5 año se fijó en 12,99% una reducción de aproximadamente 2,6 puntos porcentuales con relación al índice inicial de la senda CREG desde el año uno del plan (probablemente 2013). El plan tendrá un valor total de \$92.264 millones de pesos de los cuales \$47.149 millones serán reconocidos dentro del plan basado en la aplicación del modelo de estimación del costo eficiente, el resto será financiado por la Empresa.*

*Las actividades a ejecutar durante el lustro se dividen en dos grandes variables de costo, las inversiones en activos de No uso y el costo de AOM. La empresa decidió excluir del plan todas inversiones en infraestructura que pudiesen ser remuneradas mediante la metodología de cargos de la 097 de 2008 o su modificación, decisión que se identifica como una buena práctica que permite una mayor transparencia en cuanto al manejo de la contabilidad regulatoria y la remuneración de la inversión y AOM de los activos de uso.*

*La infraestructura de no uso se refiere a un Proyecto de medición inteligente que se centra en la instalación de macromedida en transformadores de distribución que agruparía 46800 clientes en los cinco años y representaría un aumento de ventas 65% y una disminución de compras 35%.*

*El AOM tiene cuatro frentes: a) Las revisiones: con 339.375 revisiones de medida directa y 15.340 revisiones de medida especial en cinco años; b) La normalización de la medida al usuario final con 25.082 promedio año de estos procedimientos; c) La gestión social y d) El fortalecimiento de la información vínculo cliente-transformador, esto último de gran importancia en opinión de la auditoría. Esta información que será auditada rigurosamente y sus inconsistencias penalizadas con la suspensión o cancelación del plan, es base fundamental para una correcta focalización de las acciones del plan. (...)”*

### **Componente de Transmisión**

Para el mes de julio de 2012, el Operador del Mercado, XM S.A. E.S.P., publicó en la página web, el valor del componente de Transmisión de los meses de junio y julio, en consideración a lo dispuesto en la Resolución CREG No. 157 de 2011, artículo 28:

*“(...) **Artículo 28. Publicación de cargos estimados.** A más tardar el sexto día calendario de cada Mes, el LAC deberá suministrar a los comercializadores el valor de los Cargos por Uso del STN y del STR y demás cargos que deba liquidar y facturar, estimados para ese Mes con la mejor información disponible. (...)”.*

Con lo anterior, y a partir de la publicación de cargos empalmados mes a mes y en el marco de la Resolución CREG 119 de 2007, el componente T aplicado en el mes m a partir de Julio, deberá corresponder con el Cargo Estimado del mes m, en este caso el de Julio, revisión que se efectúa por parte de esta Superintendencia en la Publicación de tarifas realizadas por los prestadores.

### **Actualización del Costo Anual del Nivel de Tensión 4**

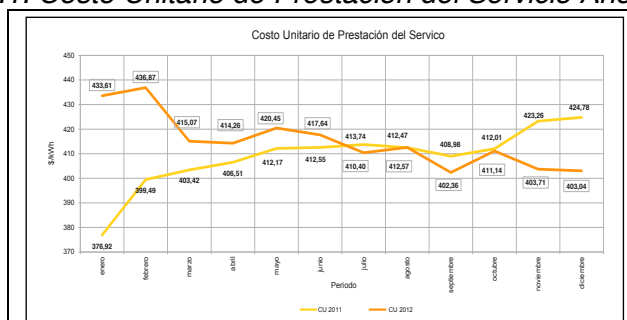
La Comisión expidió la Resolución CREG 015 de 2012, mediante la cual aprobó la solicitud de Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P., en relación con la actualización del costo anual por el Uso de los Activos de Nivel de Tensión 4, los

Cargos Máximos de los niveles de tensión 3 y 2, y el Costo de Reposición de la Inversión de estos tres niveles.

#### 4.2.2. Información Costo Unitario de Prestación del Servicio

La Gráfica 4.2.1., muestra el comportamiento del Costo Unitario de Prestación del servicio, para la Compañía Energética del Tolima, para los años 2011 y 2012.

*Gráfico 4.2.1. Costo Unitario de Prestación del Servicio Año 2011 - 2012*



Fuente: *Publicación de tarifas de ESP*

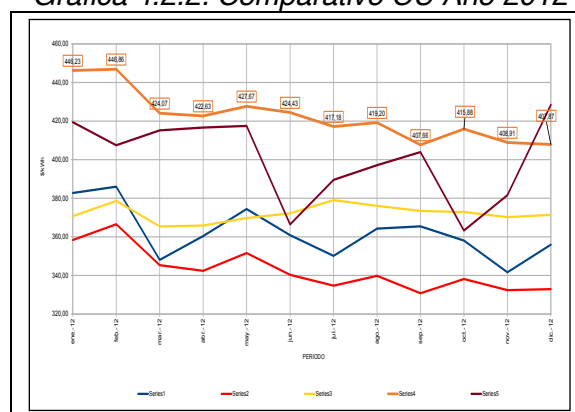
Con respecto al CU promedio de la vigencia 2011 (408.86 \$/kWh) el CU promedio de la anualidad 2012 (415.09 \$/kWh) presenta un incremento de 6,24\$/kWh, que en porcentaje corresponde al 1.53%.

De acuerdo con el promedio del CU del 2012, la componente de distribución tiene una participación del 41%, generación del 32% y comercialización del 12%.

#### Comparativo de Costo Unitario

La gráfica 4.2.2., contiene los datos del Costo Unitario de Prestación del servicio para el año 2012, frente otros Operadores de Red, dado que la empresa no ha sido incluida por el Ministerio de Minas y Energía en ningún Área de Distribución.

*Gráfica 4.2.2: Comparativo CU Año 2012*



Fuente: *Publicación de tarifas de ESP*

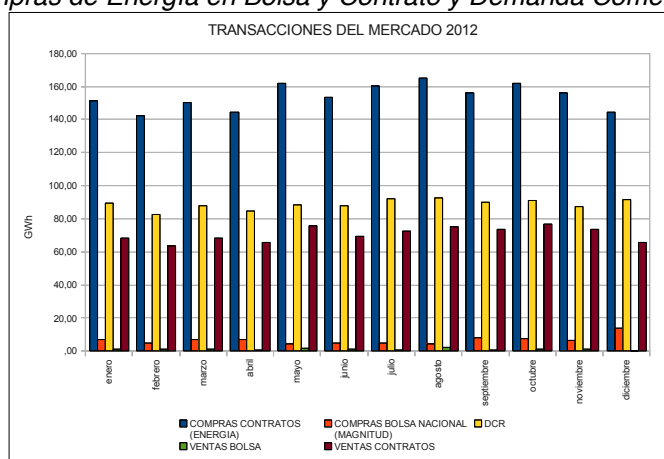
Según el Auditor Externo de Gestión de Resultados, durante el año 2012, el CUPS presentó un incremento de 1.5% (6 \$/kwh) frente al CUPS promedio del año 2011 para NTI.

La componente C presentó un crecimiento de 13.57% (6.19 \$/kwh) en comparación con el año 2011, debido a la disminución del Consumo Facturado Medio utilizado en

ésta componente para el cálculo tarifario durante el año 2012, lo anterior por motivos del cambio de facturación de ciclos bimensuales a mensuales, adicionalmente, se presentaron incrementos en los costos por CND-SIC, SSPD – CREG.

La componente R presentó un incremento de 6.3% respecto al año 2011, debido a los diferentes eventos registrados durante el año anterior que ocasionaron indisponibilidades y condiciones anormales de orden público en el SIN.

Gráfico 4.2.3. Compras de Energía en Bolsa y Contrato y Demanda Comercial Regulada 2012



Fuente: Información de XM - Neón

De acuerdo con la gráfica 4.2.3, la empresa cubre, en promedio, el 92,49% de su demanda doméstica mediante contratos con destino al mercado regulado, lo cual representa aproximadamente el 54% de su contratación total, el 46 % restante de la energía contratada (alrededor de 77 GWh/mes), se transa mediante contratos de intermediación con las empresas EEP, EEC, Electrocaquetá y EMSA.

Debido a su exposición a la bolsa la componente presenta un incremento del 0,9%, especialmente en el mes de diciembre, donde la empresa tuvo descubierto 10 % de su demanda comercial y los precios de bolsa oscilaron alrededor de 180 \$/kWh. No obstante, el comportamiento general es bastante estable, por lo que el usuario final no percibe un mayor impacto en su facturación.

#### Componente de Distribución D:

Durante el año 2012 la componente de distribución presenta una disminución aproximada de 7 \$/kWh, debido al comportamiento a la baja del índice de precios al consumidor IPP.

Ahora bien, se considera importante reseñar la verificación de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento – AOM que se efectúa para los operadores de red y transmisores del país, en el cual se describe lo concerniente a Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.

Según lo dispuesto en el artículo 15°, numeral 13 del Decreto 990 de 2002, corresponde a la DTGE, vigilar la correcta aplicación del régimen tarifario para energía eléctrica que señalen las Comisiones de Regulación.

En este sentido, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, mediante resolución CREG 051 de 2010 modificada por la Resolución CREG 24 de 2012,

estableció la obligación a los OR de entregar la información referente a los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento - AOM a esta Superintendencia en los siguientes términos:

*"Artículo 5. Modificación del artículo 3 de la Resolución CREG 051 de 2010. Se modifica el artículo 3 de la Resolución CREG 051 de 2010, el cual quedará así:*

*"Artículo 3. Fecha de Entrega de Información de AOM. Los Operadores de Red deben entregar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a más tardar el 30 de abril de cada año, la información de AOM del año anterior junto con el informe del auditor contratado y la información adicional que se señala en esta resolución.*

*La información presentada después de esta fecha se considerará como no entregada para efectos de lo previsto en el numeral 10.3 de la Resolución CREG 097 de 2008."*  
*"(subrayado fuera de texto)*

Al respecto, los gastos anuales por concepto de AOM se suman a la tarifa que la CREG reconoce y se calculan como un porcentaje (Porcentaje de AOM a reconocer - PAOMR) a partir de los gastos contables demostrados por el agente y condicionado a que los indicadores de calidad del servicio no se deterioren, siendo cubiertos dichos gastos en su totalidad por el usuario final vía tarifa.

En virtud de dicha función, la Dirección Técnica de Gestión de Energía - DTGE, identificó la necesidad de implementar una jornada de verificación del reporte y cálculo del Porcentaje de Administración, Operación y Mantenimiento a Reconocer - PAOMR para cada uno de los operadores de red - OR, relativo a los tres años reportados (2010 – 2012).

Dentro de la mencionada jornada, se solicitó a Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P., la verificación del cálculo del PAOMR reportado el año 2011 y 2012 con información 2010 y 2011, resultado de dicha verificación, la empresa aclaró que detectó un error en el registro de los índices trimestrales agrupados de la discontinuidad (ITAD), contenido en el formato "resumen" de la circular CREG 013 de 2012, la DTGE realizó el análisis respectivo y no determinó más verificaciones a validar.

### **Componente de Comercialización C:**

La componente comercialización presenta un comportamiento lineal con un incremento aproximado 1,34 \$/kWh, comportamiento que se explica según el índice de precios al consumidor IPC.

### **Componente de Pérdidas P**

#### **Análisis del plan de pérdidas de la resolución 172 de 2011.**

Según el AEGR, se destaca que durante el año 2012, la empresa se enfocó a la realización de las siguientes actividades que la empresa efectuó durante el año 2012 que se traducen en una disminución de pérdidas de 1,86 GWh:

- Cambio del punto de conexión de la subestación Guaca de 230 kV a 115 kV disminuyendo 208 MWh-mes las pérdidas técnicas.
- Ejecución de 57,451 actividades de revisión de la medida con un costo de \$2,865 mill. Se destaca que hubo una disminución de estas actividades del 26.4% con

respecto al año 2011, pero con una efectividad mayor de 27% frente al 22% del año inmediatamente anterior.

- Instalación de 6,489 medidores. Ejecución de 11,208 normalizaciones de medida directa con una inversión de \$ 4,107 millones de pesos y 93 normalizaciones de medida especial con una inversión de 262 millones de pesos.
- Remodelación de 11 km de red con un costo de 1,172 millones de pesos beneficiando a 1,548 usuarios.

### Componente de Restricciones

En promedio, durante el año 2012 el mercado Tolima pagó 14,04 \$/kWh por concepto de restricciones, lo que representa un incremento de 0,83 \$/kWh con relación al año inmediatamente anterior.

#### 4.2.3. Evolución de las tarifas

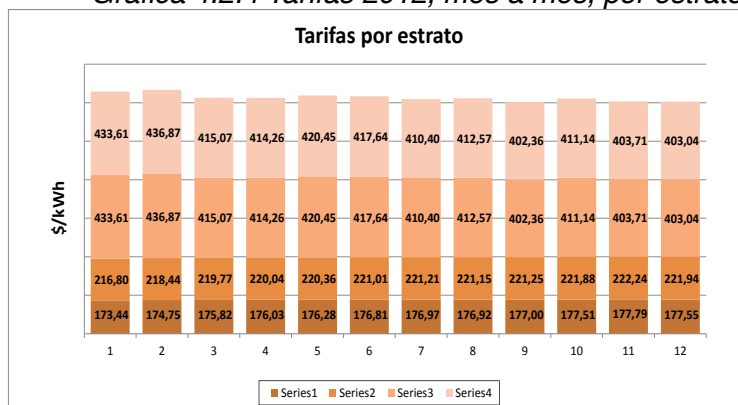
Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas en los años 2011 y 2012 por las empresas comercializadoras de energía eléctrica, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la empresa.

#### Evolución de las tarifas 2012 del prestador

En la gráfica 4.2.10., podemos observar la tarifa aplicada por la Compañía Energética del Tolima a cada estrato durante el año 2012; en el límite superior se reflejan las tarifas de estrato 4 y van descendiendo hasta el estrato 1 las cuales se refleja en el límite inferior.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 433,61 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 173,44 \$/kWh, asignado un subsidio del 60% para este periodo.

Gráfica 4.2.4 Tarifas 2012, mes a mes, por estrato



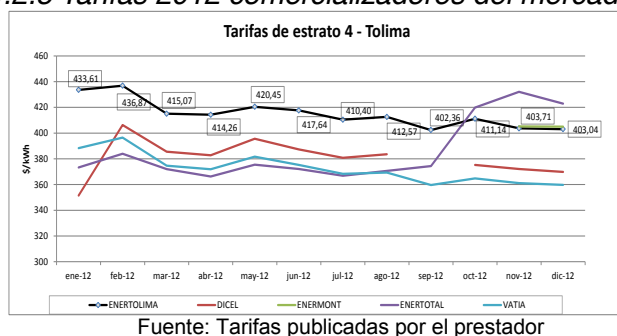
Fuente: Información Publicada por la ESP

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue una disminución del 7% en la tarifa, que para enero fue de 433,61 \$/kWh y para diciembre de 403,04 \$/kWh.

#### Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores del mercado Tolima.

Teniendo en cuenta que Enertolima no pertenece a un ADD, a continuación se presenta una comparación de su tarifa en relación a los demás comercializadores y distribuidores del mercado Tolima.

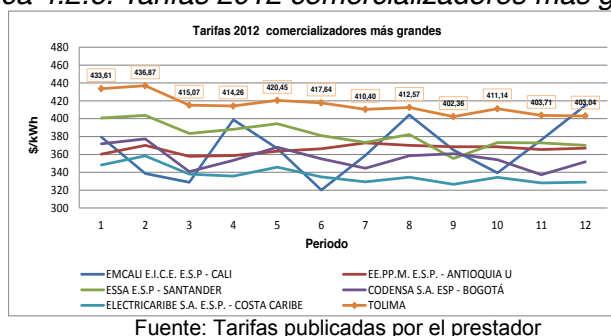
Gráfica 4.2.5 Tarifas 2012 comercializadores del mercado Tolima



De la gráfica 4.2.5, se concluye que en comparación con los comercializadores del mercado el prestador tiene una tarifa alta y oscilatoria a lo largo del año.

**Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores más grandes del país.**

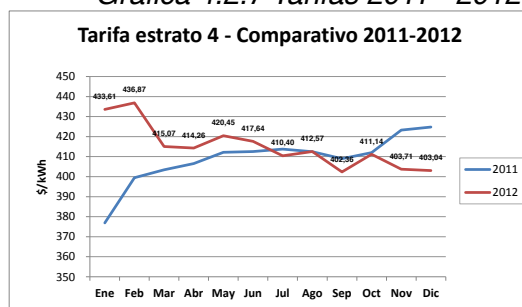
Gráfica 4.2.6. Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país



De la gráfica 4.2.6, muestra que en comparación con los comercializadores más grandes del país el prestador tiene una tarifa alta.

**Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador**

Gráfica 4.2.7 Tarifas 2011 - 2012



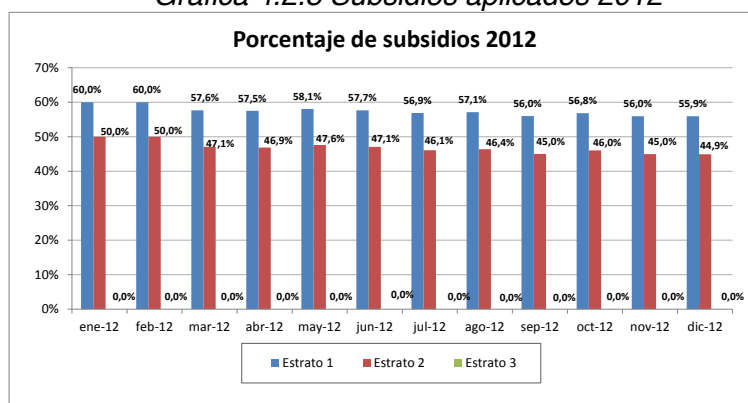
En la gráfica anterior podemos observar que la empresa revera su tendencia al alza de 2011 y toma una tendencia marcada por el decrecimiento de la tarifa aplicada a sus usuarios.

## Consumos de Subsistencia Vigentes.

La Resolución UPME<sup>2</sup> 0355/04 modificó los consumos básicos de subsistencia, estableciendo que para el año 2007 el Consumo de Subsistencia en alturas iguales o superiores a 1000 msnm es de 130 kWh/mes y para alturas inferiores a 1000 msnm el consumo de subsistencia es de 173 kWh/mes.

En la siguiente gráfica se presenta el porcentaje de subsidios al consumo de subsistencia, para los estratos 1 y 2. La empresa no aplica subsidios al estrato 3.

Gráfica 4.2.8 Subsidios aplicados 2012



Fuente: Cálculos Efectuados por la SSPD con base Tarifas Publicadas por la ESP

## 4. 2. 4. Subsidios y Contribuciones

En la tabla 4.2.1., presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2011 y 2012, de acuerdo con la información reportada al SUI por parte del prestador.

Tabla 4.2.1 Subsidios y Contribuciones 2011-2012

Estrato/Sector	2011	2012
Estrato 1	20.455.426.855	19.731.869.988
Estrato 2	35.260.258.873	33.285.251.541
Estrato 3	-31.419.847	20.439.082
Total Subsidios	55.684.265.881	53.037.560.611
Estrato 5	702.558.491	683.410.477
Estrato 6	251.169.493	242.050.792
Industrial	3.551.256.489	1.314.251.124
Comercial	14.120.974.469	14.062.175.437
Total Contribución	18.625.958.942	16.301.887.830
Déficit	-37.058.306.939	-36.735.672.781

Fuente: SUI

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

<sup>2</sup> UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

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 disminuyó 0.87%, aproximadamente \$322 millones de pesos entre los años 2011 y 2012. La empresa otorgó durante el 2012 subsidios cercanos a \$ 53.000 millones de pesos, de los cuales el 63% (\$33.285 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2, el 37% al estrato 1 (\$19.730 millones) y los subsidios al estrato 3 no alcanzan medio punto porcentual, además facturó contribuciones por un valor total de \$16.300 millones los cuales el 86% corresponden a aportes del sector comercial (\$14.000 millones). Los aportes de los usuarios de los estratos 5 y 6 son cerca del 6%.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$36.736 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$53.038 millones y recaudar un total de \$16.302 millones por concepto de contribución.

De otra parte, de acuerdo con lo estipulado en el Decreto 201 de 2004 en el cual se reglamenta la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia de servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física, para el último trimestre de 2012, el Ministerio de Minas y Energía validó en firme un superávit de \$21.766.673.

Según las conciliaciones consolidadas en la tabla 4.2.2., efectuadas por el Ministerio, entre el año 2011 y 2012, se observa lo siguiente:

*Tabla 4.2.2 Conciliaciones MME 2011-2012*

Concepto		2011	2012
Subsidios		55.722.833.690	56.770.618.923
Contribuciones		28.594.375.708	19.853.379.245
Déficit / Superávit		-27.128.457.982	-36.917.239.678
Giros de	Presupuesto Nal	33.994.123.709	36.359.168.000
	FSSRI	853.675.657	1.731.000.000

Fuente: MME

Para el año 2012, el Ministerio de Minas y Energía MME, efectúa el cálculo de las conciliaciones determinando un déficit del orden de \$36.917 millones, los cuales son cubiertos con recursos del Presupuesto Nacional por un monto de \$36.359 millones, con recursos del FSSRI se giraron cerca de 1.731 millones.

## 5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

Indicadores de Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	21,44%	22,79%	Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	3,3	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	56	43,7	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	25,52	62,2	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,53	1,0	No cumple

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, la Compañía Energética del Tolima cumple con 2 de los indicadores de gestión financieros establecidos para evaluar la Gestión de Resultados.



La rotación de cuentas por cobrar, se encuentra dentro del referente establecido, la empresa ha obtenido resultados eficientes en este indicador como resultado del nivel de recaudo, gestión de cartera y política de facturación desarrollada desde el año 2011.

En cuanto a la rotación de cuentas por pagar, el promedio de días en los cuales se cubren las obligaciones no se encuentra dentro del referente determinado, no obstante la empresa señala que la política de pago a proveedores pasó de 60 -90 días a 30 días de acuerdo a lo establecido en las Resoluciones CREG 156 y 157 de 2011 aplicadas a partir de julio 2012, disminuyendo el plazo de pago.

La empresa cuenta con capacidad de comprometer sus activos corrientes para cubrir sus obligaciones a corto plazo, a pesar de no cumplir el referente establecido. La empresa realiza el pago de forma oportuna.

El margen operacional supera el referente establecido, y aumenta con respecto a 2011, la empresa genera rentabilidad como resultado de su operación como resultado del incremento de los ingresos operacionales.

Con respecto a la cobertura de intereses, la empresa no cumple con el referente establecido para este indicador, a pesar de este incumplimiento, la empresa puede asumir el pago de los gastos generados por intereses. El resultado del indicador mejoró con respecto a la vigencia anterior como consecuencia del incremento en el EBITDA.

## 6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

### 1. Oportunidad de cargue

La Empresa Compañía Energética del Tolima S.A ESP, solamente presenta un formato pendiente de cargue para el año 2012:

Formato	Periodicidad	Período	Resolución
19. Concepto AEGR del indicador y referente de la evaluación de gestión	ANUAL	1	RESOLUCION SSPD 12295 - 2006

Tabla 1. Formularios pendientes de cargue. Fuente SUI

La información presentada a continuación se muestra en serie de datos, de la cual se puede observar las variaciones para el año analizado y la completitud de la misma.

### 2. Calidad de la información comercial residencial

#### Usuarios por estrato

Tabla 6.2. Usuarios por estrato.

	Estrato1	Estrato2	Estrato3	Estrato4	Estrato5	Estrato6
<b>Ene</b>	94,570	181,803	57,250	16,479	4,025	970
<b>Feb</b>	94,093	181,082	57,044	16,466	4,019	961
<b>Mar</b>	93,063	178,917	56,257	16,221	3,998	944
<b>Abr</b>	93,470	179,425	56,411	16,340	4,042	937
<b>May</b>	93,078	178,773	56,235	16,209	3,994	914
<b>Jun</b>	95,303	182,739	57,485	16,589	4,121	936
<b>Jul</b>	95,531	183,282	57,685	16,625	4,125	939
<b>Ago</b>	95,860	183,742	57,685	16,603	4,126	936
<b>Sep</b>	96,102	184,248	57,801	16,718	4,135	933
<b>Oct</b>	96,532	184,792	57,882	16,850	4,133	929
<b>Nov</b>	96,778	185,233	58,210	16,943	4,131	928
<b>Dic</b>	97,165	185,462	58,381	17,060	4,139	920

Fuente SUI

## Consumo por estrato

**Tabla 6.3. Consumos por estrato.**

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
<b>Ene</b>	8.31	18.00	6.99	2.57	1.03	0.27
<b>Feb</b>	8.39	18.31	7.46	2.64	0.75	0.28
<b>Mar</b>	7.98	17.35	6.67	2.41	0.66	0.24
<b>Abr</b>	8.05	17.52	6.74	2.49	0.85	0.24
<b>May</b>	7.73	16.79	6.51	2.35	0.64	0.23
<b>Jun</b>	7.95	17.39	6.78	2.49	0.71	0.24
<b>Jul</b>	8.16	17.86	6.97	2.52	0.84	0.25
<b>Ago</b>	8.40	18.36	7.28	2.65	0.81	0.26
<b>Sep</b>	8.32	18.13	7.07	2.57	0.74	0.25
<b>Oct</b>	8.41	18.29	6.98	2.56	0.71	0.24
<b>Nov</b>	8.10	17.51	6.75	2.48	0.80	0.23
<b>Dic</b>	8.23	17.80	6.91	2.58	0.75	0.24

Fuente SUI

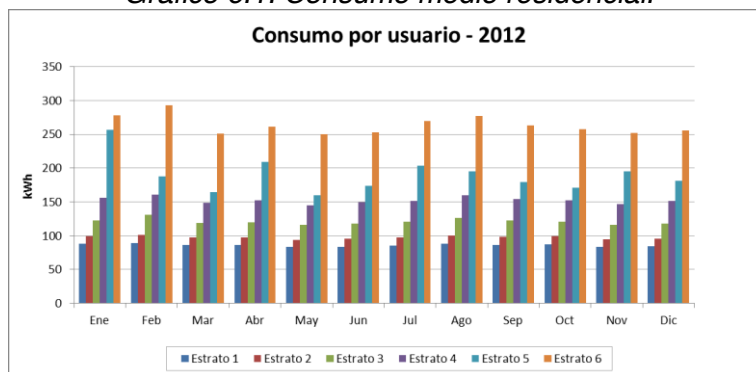
## Consumo medio (kWh/usuarios)

**Tabla 6.4. Consumo medio residencial.**

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	87.88	99.01	122.10	156.12	256.69	277.48
Feb	89.16	101.14	130.81	160.49	187.34	292.85
Mar	85.79	96.97	118.56	148.30	164.30	251.31
Abr	86.09	97.65	119.52	152.38	209.27	261.27
May	83.02	93.91	115.75	145.28	160.17	249.62
Jun	83.47	95.19	117.98	149.90	173.30	253.24
Jul	85.45	97.43	120.78	151.58	203.40	269.39
Ago	87.66	99.94	126.25	159.63	195.30	276.95
Sep	86.61	98.41	122.30	153.75	179.73	262.95
Oct	87.14	98.97	120.52	151.96	171.02	257.57
Nov	83.70	94.55	115.96	146.59	194.71	251.92
Dic	84.75	96.00	118.33	151.07	181.10	255.69

Fuente SUI

**Grafico 6.1. Consumo medio residencial.**



Fuente SUI

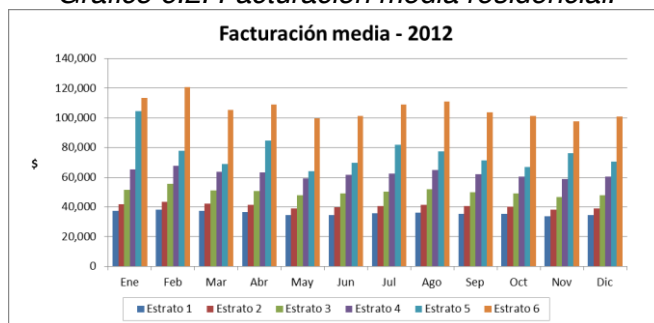
## Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

**Tabla 6.5. Facturación media residencial.**

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
<b>Ene</b>	37,179	41,937	51,505	65,100	104,689	113,560
<b>Feb</b>	38,105	43,249	55,651	67,782	77,715	120,695
<b>Mar</b>	37,253	42,133	51,315	63,517	69,054	105,279
<b>Abr</b>	36,617	41,599	50,723	63,236	84,820	108,983
<b>May</b>	34,364	38,903	47,748	59,152	63,914	99,675
<b>Jun</b>	34,726	39,627	48,939	61,574	69,729	101,373
<b>Jul</b>	35,752	40,802	50,362	62,332	81,846	108,935
<b>Ago</b>	36,248	41,381	52,029	64,779	77,578	110,996
<b>Sep</b>	35,537	40,412	50,020	62,171	71,195	103,878
<b>Oct</b>	35,503	40,372	48,926	60,630	66,852	101,295
<b>Nov</b>	33,909	38,317	46,810	58,686	76,278	97,803
<b>Dic</b>	34,464	39,094	47,989	60,307	70,618	100,742

Fuente SUI

**Grafico 6.2. Facturación media residencial.**



Fuente SUI

Calidad de la información no residencial

Usuarios por estrato

**Tabla 6.6. Usuarios por sector.**

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	33,121	447	1,563
Feb	32,878	425	1,564
Mar	33,371	453	1,597
Abr	33,454	451	1,600
May	33,594	452	1,606
Jun	33,159	424	1,584
Jul	33,251	425	1,584
Ago	33,482	422	1,698
Sep	33,589	421	1,701
Oct	33,653	427	1,702
Nov	33,720	453	1,701
Dic	33,818	451	1,702

Fuente SUI

Consumo por sector

**Tabla 6.7. Consumo por sector.**

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	16.38	6.45	4.48
Feb	16.51	6.54	4.89
Mar	15.57	6.85	4.82
Abr	15.97	6.93	5.09
May	15.87	6.80	4.83
Jun	16.12	7.01	5.04
Jul	16.34	6.90	5.06
Ago	16.84	7.58	5.12
Sep	16.74	7.47	5.20
Oct	17.11	8.28	5.51
Nov	16.70	9.39	5.19
Dic	16.82	8.30	5.06

Fuente SUI

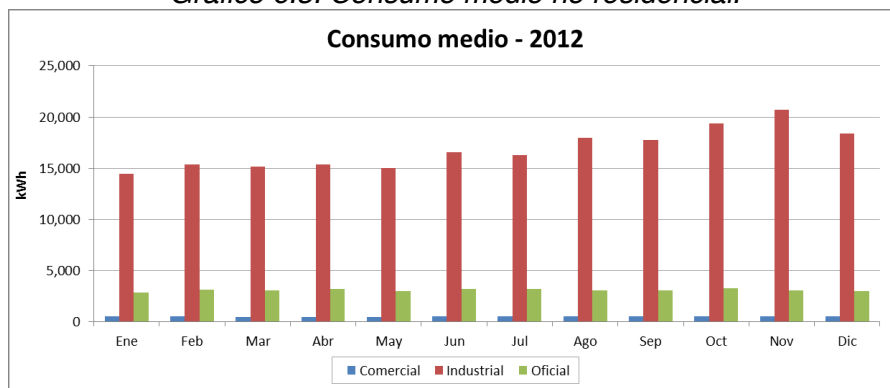
Consumo medio (kWh/usuarios)

**Tabla 6.8. Consumo medio no residencial.**

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	494.65	14,439.42	2,866.24
Feb	502.12	15,381.77	3,127.90
Mar	466.68	15,129.21	3,020.86
Abr	477.23	15,374.36	3,183.65
May	472.40	15,037.33	3,009.97
Jun	486.25	16,524.46	3,182.93
Jul	491.50	16,245.17	3,191.73
Ago	503.00	17,963.73	3,016.82
Sep	498.24	17,743.92	3,056.95
Oct	508.38	19,389.68	3,234.61
Nov	495.29	20,723.88	3,053.56
Dic	497.27	18,407.17	2,973.37

Fuente SUI

Grafico 6.3. Consumo medio no residencial.



Fuente SUI

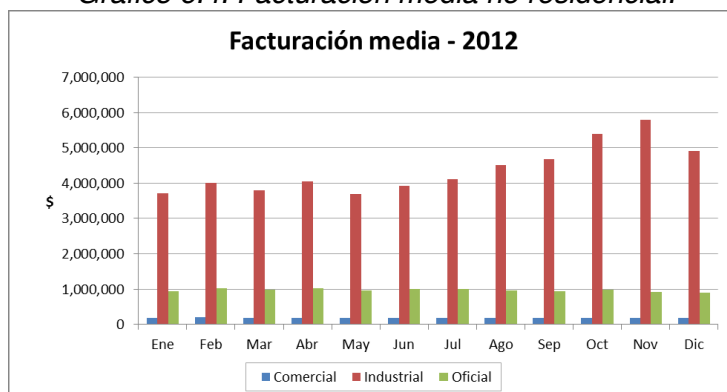
Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

Tabla 6.9. Facturación media no residencial.

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	189,149.38	3,718,848.80	928,725.19
Feb	194,332.66	4,002,719.35	1,030,352.81
Mar	182,898.00	3,798,872.46	979,151.17
Abr	185,085.10	4,051,483.69	1,012,486.00
May	176,019.97	3,699,294.69	960,245.66
Jun	181,311.22	3,933,375.65	999,391.10
Jul	187,593.96	4,115,691.03	1,007,622.82
Ago	190,264.70	4,508,659.98	959,807.26
Sep	187,880.38	4,680,699.61	934,365.81
Oct	191,021.74	5,395,162.78	986,180.30
Nov	185,414.85	5,792,691.18	912,270.34
Dic	186,786.64	4,914,682.14	904,471.69

Fuente SUI

Grafico 6.4. Facturación media no residencial.



Fuente SUI

### 3. Mesas de ayuda

Tabla 6.10. Mesas de ayuda.

APLICACIÓN	APOYO	ESTADO			
		ASIGNADA	CERRADA	CONTESTADA	ESCALADA POR ESCALAR REPLICADA
CAMBIO DE DATOS				7	
CARGUE MASIVO				45	2
FABRICA				4	1
GOBIERNO NIF				1	1
INFORMACION GENERAL				1	1
RUPS				6	
SITIO SUI				8	

Fuente SUI

## **7. ACCIONES DE LA SSPD**

De conformidad con la información que reposa en la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas, esta Superintendencia no adelantó investigaciones COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A E.S.P

## **8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

El prestador hasta el año 2012, no ha sido incluido en ninguna ADD.

Enertolima S.A. E.S.P., no aplica subsidio a los usuarios del estrato 3.

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 2012, la empresa presentó un déficit de \$ 36.736 millones.

De acuerdo al análisis financiero realizado, se encuentra que la empresa presenta utilidades operacionales y netas en los dos periodos de análisis, no obstante la utilidad neta disminuyó con respecto al año 2011. El EBITDA aumentó con respecto a la vigencia anterior, como respuesta al incremento registrado en las utilidades operacionales en 2012.

Se evidencia una mejoría en la gestión de cobro y pago de las cuentas de la compañía, con respecto al año 2011 reduciendo el número de días en los cuales estas se hacen efectivas. La empresa podría asumir el pago de sus obligaciones a corto plazo, pero comprometería la totalidad de activos corrientes.

En cuanto al nivel de endeudamiento, este disminuyó como resultado de la disminución en las obligaciones financieras, reduciendo el porcentaje de fondos de acreedores en la compañía, no obstante la mayoría de los recursos con los que cuenta la empresa son aportados por acreedores.