

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN  
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL  
DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP**



**Libertad y Orden**

**Prosperidad  
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA DE ENERGÍA Y GAS  
COMBUSTIBLE  
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA  
Bogotá, agosto de 2013**

## INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN

### EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP

#### ANALISIS AÑO 2012

AUDITOR: ASESORIAS Y AUDITORIAS CONTABLES Y TRIBUTARIAS DEL  
PUTUMAYO POR ACCIONES SIMPLIFICADAS.

#### 1. DESCRIPCION GENERAL DE LA EMPRESA

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP se constituyó en el año 2001 para desarrollar las actividades de comercialización, distribución y generación de Energía Eléctrica en el sistema interconectado y. comercialización, distribución y generación de Energía Eléctrica en las Zonas no Interconectadas, La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$ 3.720.000.000 y tiene su sede principal en la ciudad de San José de Guaviare. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día mayo 24 de 2012.

Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Anónima
Razón social	Empresa De Energía Eléctrica Del Departamento Del Guaviare SA ESP
Sigla	ENERGUAVIARE SA ESP
Nombre del gerente	Tarazona Murillo Heriberto

Fuente: SUI

#### 2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

##### 2.1 Balance General

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
<b>Activo</b>	<b>\$18.716.022.784</b>	<b>\$16.674.711.542</b>	<b>12,24%</b>
Activo Corriente	\$13.494.952.568	\$12.021.423.807	12,26%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$5.221.070.216	\$4.653.287.735	12,20%
Inversiones	\$66.660.000	\$66.660.000	0,00%
<b>Pasivo</b>	<b>\$8.047.789.304</b>	<b>\$7.818.797.366</b>	<b>2,93%</b>
Pasivo Corriente	\$8.047.789.304	\$0	0,00%
Obligaciones Financieras	\$0	\$0	0,00%
<b>Patrimonio</b>	<b>\$10.668.233.480</b>	<b>\$8.855.914.176</b>	<b>20,46%</b>
Capital Suscrito y Pagado	\$3.720.000.000	\$3.720.000.000	0,00%

Fuente: SUI

Para el año 2012 los Activos de la Empresa ascienden a \$18.716 millones, presentando un incremento de 12.24% con respecto al año anterior, el aumento del activo estuvo relacionado con el crecimiento del disponible en \$1.262 millones

quedando en \$ 5.099 millones y ascenso de las propiedades planta y equipo de \$568 millones, posicionándose estas en \$5.221 millones,

La cartera del servicio se mantiene constante con relación a la vigencia 2011 situándose en \$5.154 millones, con una variación de \$49 millones con respecto al año anterior, la empresa realiza una mayor provisión de la cartera para la vigencia 2012 ubicando esta en \$2.127 millones, \$819 millones más que en la vigencia 2011, lo que representa una mayor disposición de la prestadora para mantener un valor razonable en su rubro de cartera.

El aumento de \$568 millones correspondiente al rubro de Activo fijo esta soportado en las cuentas de, Plantas Ductos y Túneles, Redes Líneas y Cables y equipos de Comunicación.

Los Pasivos aumentaron en 2.93% ubicándose en \$ 8.048 millones, los rubros con variación positiva fueron los Pasivos Estimados y Provisiones que aumentaron en \$487 millones posicionándose en \$ 3.255 millones y la cuenta de Otros Pasivos que se incrementó en \$107 millones ubicándose en \$ 3.036 millones.

Por su parte, las Cuentas por pagar disminuyeron en \$412 millones situación ocasionada por el decrecimiento del rubro de Acreedores.

El patrimonio presentó un incremento de \$1.812 millones con respecto a 2011, soportado por el resultado del ejercicio de \$1805 millones y aumento de la cuenta de superávit por valorización de \$7 millones.

El capital suscrito y pagado de la compañía asciende a \$3.720 millones, con relación a la estructura de capital de la Empresa, el 57% de los fondos son propios y el 43% restante es aportado por acreedores.

## 2.2 Estado de Resultados

*Tabla 2.2 Estado de Resultados*

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$20.340.372.700	\$18.439.245.473	10,31%
COSTOS OPERACIONALES	\$14.287.734.039	\$12.206.016.313	17,05%
GASTOS OPERACIONALES	\$4.513.419.453	\$5.319.861.875	-15,16%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$1.539.219.208	\$913.367.285	68,52%
OTROS INGRESOS	\$1.191.813.776	\$1.518.861.416	0,00%
OTROS GASTOS	\$925.232.663	\$925.282.933	-0,01%
GASTO DE INTERESES	\$0	\$0	0,00%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$1.805.800.321	\$1.506.945.768	19,83%

Fuente: SUI

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución, estos para el 2012 fueron de \$20.340 millones, presentando un incremento del 10,31% con respecto al 2011, impulsado por el aumento del negocio de comercialización y la disminución de la cuenta de Devoluciones Rebajas y Descuentos

que genera una participación positiva dentro del ingreso debido a la naturaleza de la cuenta.

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 70,24% de los Ingresos Operacionales, estos aumentaron un 17,05% con respecto al año anterior, pasando de \$12.206 millones a \$14.288 millones, en donde el costo de Bienes y servicios públicos para la venta corresponden el 65%, los servicios personales el 12% de los costos de ventas y operación

Los gastos disminuyeron el 12.91%, pasando de \$6.245 millones a \$5.439 millones, de los cuales los gastos administrativos corresponden al 50%, las provisiones depreciaciones y amortizaciones el 33% quedando los otros gastos con una participación del 17% del total de los gastos de la compañía.

Los gastos de administración disminuyeron en \$5 millones ubicándose en \$2.731 millones de los cuales \$ 1.025 millones corresponden a gastos de personal, \$1.531 millones a gastos generales, \$175 millones a impuestos contribuciones y tasas.

La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento disminuyó \$801 millones, de las cuales las provisiones para deudores aportaron el mayor decrecimiento con \$ 616 millones y la provisión de intangibles con \$198 millones de disminución.

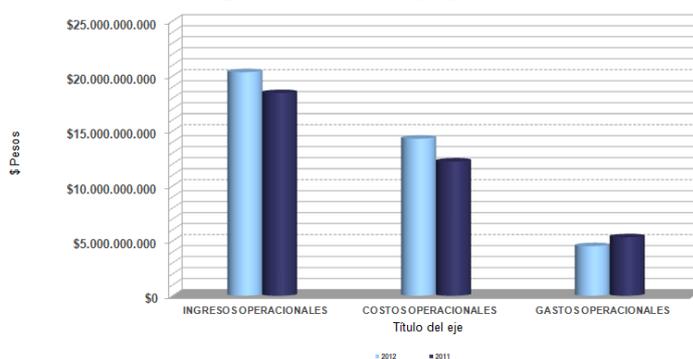
En 2012 la Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$1.539 millones, teniendo un incremento con respecto al 2011, del 68,52%, evidenciándose principalmente por el aumento de ingresos operacionales por el negocio de distribución y la reducción de los descuentos y devoluciones en ventas.

Los Ingresos no operacionales fueron de \$1.192 millones presentando una disminución del 21,53%, con respecto a la vigencia 2011, reducción ocasionada por la menor contabilización de recuperaciones.

Los ingresos financieros tuvieron un aporte de \$100 millones para el 2012, \$32 millones más que en el 2011.

Los Gastos No Operacionales en 2012 ascendieron a \$ 925 millones, comportamiento similar presentado en el 2011, de los cuales los gastos por costos en procesos judiciales representan el 74% y los impuestos asumidos el 14%, del total de los otros gastos.

*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	1,7	NA
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	99,9	106,6
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	6,2	2,4
Activo Corriente Sobre Activo Total	72,10%	72,09%
<b>INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO</b>		
Nivel de Endeudamiento	43,0%	46,9%
Patrimonio Sobre Activo	57,0%	53,1%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	100,0%	0,0%
Cobertura de Intereses – Veces	0,0	0,0
<b>INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD</b>		
Ebitda	3.203.989.519	2.594.778.223
Margen Operacional	15,8%	14,1%
Rentabilidad de Activos	17,1%	15,6%
Rentabilidad de Patrimonio	32,8%	32,0%

Fuente: SUI

### Liquidez

La razón corriente de la Empresa para el año 2012 es 1,7 veces, esto indica que la Empresa cuenta con los recursos para cumplir con sus obligaciones a corto plazo. Los Activos corrientes con los que cuenta la Empresa en su mayoría están concentrados en deudores y disponible, de los cuales las cuentas por cobrar del servicio son el 38% y los subsidios corresponden al 3%.

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó una reducción de 6,7 días pasando de 106,6 días en 2011 a 99,9 días en 2012, esta rotación presenta un indicador ineficiente para el servicio de energía.

La Empresa tarda 6,2 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando en 3,8 días con respecto al año anterior, en el cual se tardaba 2,4 días, las obligaciones están acreedores específicamente en Arrendamientos, Comisiones, Honorarios, entre otros.

### Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 43,0%, obteniéndose una disminución de 3.9% con respecto al año anterior, el cual se ubicaba en 46,9%, como consecuencia de la disminución del rubro de acreedores e impuestos contribuciones y tasas.

Por otra parte el 57% de los recursos con los que cuenta la Empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que aumentó con respecto al 2011, debido a la reducción en el nivel de endeudamiento en 2012.

El Pasivo corriente representa el 100% del total de los Pasivos, de los cuales el 40% corresponde a pasivos estimados y provisiones, el 38% corresponden a otros pasivos, el 19% a cuentas por pagar y el 3% a obligaciones Laborales.

#### Rentabilidad

El EBITDA para el año 2012 fue de \$ 3.204 millones el cual presentó un incremento de \$2.666 millones con respecto al año anterior, como consecuencia del aumento de los ingresos operacionales.

EL margen operacional en 2012 fue de 15,8%, presentando un incremento de 1,68% con respecto al año 2011, como resultado del aumento del Ebitda de la Empresa con respecto al 2011, año en el cual el margen operacional fue de 14,1%.

La rentabilidad de los Activos aumentó 1,56% con respecto al año anterior, ubicándose en 17,1%, la rentabilidad del patrimonio presentó un incremento de 0,78% con respecto a la vigencia anterior, siendo de 32,8% para el año 2012.

### **3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS**

#### **Descripción de la infraestructura.**

La Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A E.S.P., está conectada con el sistema interconectado nacional a través de la línea de 115 kV Granada - San José del Guaviare. Su sistema eléctrico consta de las siguientes subestaciones:

Subestación San José del Guaviare, cuenta con dos transformadores de potencia con capacidad de 10/12 MVA, con relación de transformación 115 kV/34,5 kV/13,8kV, dos líneas de salida a 34.5 kV, protegidas mediante reconectadores y que alimentan las subestaciones El Retorno y Calmar, esta última no está en servicio, pues se espera la entrega de la misma por parte del constructor. Adicionalmente esta subestación alimenta la carga de San José del Guaviare a través de 4 circuitos de 13.8 kV, protegidos con reconectadores.

Subestación El Retorno, tiene instalado dos transformadores de potencia de 1,6 MVA, con relación de transformación de 34,5 kV/13,8kV, con dos barrajes a 13,8 kV con celda de acople entre barras y cuatro circuitos a 13.28 kV protegidos a través de celdas tipo interior.

Proyecto Subestación Calamar, esta subestación cuenta con 2 transformadores de potencia de 2 MVA 34.5 kV/13.8 kV y cuatro circuitos de salida a 13.8 kV

#### **Inversiones**

Las inversiones que el prestador cargo en el SUI para el año 2012 fueron las siguientes:

NOMBRE DEL PROYECTO	OBJETIVO	AVANCE (%)	OBSERVACIONES	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN
Construcción de una línea 34 5 kva con una longitud de 33 91 km y una subestación eléctrica en el municipio de calamar de 34 5 13 2 kv 2x2 mva la construcción de 132 60 km de línea de media tensión y 54 92 de baja tensión y la instalación de 127 transformadores	Brindar el servicio de energía eléctrica a 225 beneficiarios directos nuevos y mejoramiento de la estabilidad eléctrica para 1039 beneficiarios existentes	0 %	El proyecto se encuentra suspendido a término indefinido a la espera de que la UMPE apruebe la ejecución de obras adicionales	12/05/11
Dotar del servicio de energía en viviendas rurales con un sistema de energía solar fv de 100 wp que consta de un panel de 120 w un regulador de voltaje 12v10a un inversor de 1000w y accesorios	Brindar el servicio de energía a 451 beneficiarios del área rural a través de una fuente de energía alternativa	30%	El proyecto se encuentra ejecutado en 100 por ciento pero no se ha firmado acta de liquidación final hasta tanto regalías no realice la visita de verificación	27/02/12
Construcción de 10 09 km de ret de mt 1 38 km de red de bt y el montaje de 7 transformador de distribución con capacidad de 55 kva	Brindar el servicio de energía eléctrica a 18 beneficiarios directos y un centro educativo de la vereda san isidro alto en el municipio de el retorno Guaviare	90%	Durante la vigencia 2012 el proyecto fue suspendido reiniciado y ampliado en plazo de tal manera que aumenta la fecha de finalización	17/08/12
Construcción de 7 99 km de ret de mt y el montaje de 9 transformadores de distribución con capacidad de 50 kva	Brindar el servicio de energía eléctrica a 13 beneficiarios directos de la vereda la tabla en el municipio de el retorno	90%	Durante la vigencia 2012 el proyecto fue suspendido reiniciado y ampliado en plazo de tal manera que aumenta la fecha de finalización	17/08/12
Construcción de 13 05 km de ret de mt 0 21 km de red de bt y el montaje de 6 transformadora de distribución con capacidad de 35 kva	Brindar el servicio de energía eléctrica a 9 beneficiarios directos y 3 instituciones educativas de las veredas Betania palmeras i y palmeras ii en el municipio de el retorno	90%	Durante la vigencia 2012 el proyecto fue suspendido reiniciado y ampliado en plazo de tal manera que aumenta la fecha de finalización	17/10/12
Construcción de 10 29 km de ret de mt montaje de 3 transformadores de distribución con capacidad de 30 kva e instalación de acometidas monofásicas	Garantizar el servicio de energía en las sedes educativas rurales de las vereda la vorágine la floresta bajo Jordán y finca experimental unelag cano bonito en el municipio de el retorno	90%	Durante la vigencia 2012 el proyecto fue suspendido reiniciado y ampliado en plazo de tal manera que aumenta la fecha de finalización	30/08/12
Construcción de una línea 34 5 kva con una longitud de 33 91 km y una subestación eléctrica en el corregimiento del capricho de 34 5 13 2 kv a 1600 kva la construcción de 132 60 km de línea de media tensión y 54 92 de baja tensión y la instalación de 127 transformadores	Brindar el servicio de energía eléctrica a 18 veredas 664 usuarios residenciales 15 instituciones educativas 21 usuarios oficiales y 44 no residen-	18%		22/02/13

Fuente Informe SUI

### Mantenimiento y operación.

Energuaviare adquirió e instaló en la subestación San José del Guaviare 5 reconectores, por un valor de 400 millones de pesos, que le permitan cumplir con los acuerdos del CNO 488 Y 489 de 2010 que precisan el Esquema de Deslastre Automático de Carga por baja frecuencia.

Además se instaló reles de protección diferencial para los transformadores de potencia de 12 MVA a nivel de tensión 115 kV en la subestación San José, y reles de control y protección para los circuitos en la subestación mencionada y la subestación El Retorno, Valor total 299,11 millones de pesos

Se compró el software SPARD por un valor de 400 millones de pesos, con el fin de implementar el GIS e ir conformando el Sistema de Gestión de Distribución exigido en el capítulo 11 de la resolución CREG 097 de 2008.

Se realizó el montaje de sistemas de comunicación en la subestación San José del Guaviare, con el fin de supervisar las líneas de distribución y 34.5 kV y 13.8 kV, quedando pendiente la implementación del SCADA.

Durante el año 2012 se construyó un total aproximado de 39,355 kilómetros de red de media tensión, y 1,515 kilómetros de red de baja tensión, con el objetivo de aumentar la cobertura.

Sobre la Línea 115 kV, Granada - San José del Guaviare, se efectuó cambio de aisladores y ejecución de podas en frío en los puntos críticos de la línea.

Sobre las líneas de media y baja tensión se efectuaron actividades de podas y mantenimientos correctivos, generados en su mayoría por caída de árboles sobre las líneas u otros objetos sobre las líneas.

Normalización de Usuarios. Se instalaron once transformadores de 10 kVA con el fin de normalizar aproximadamente 150 usuarios en el barrio San Jorge II.

Fuente: Informe de Gestión 2012. Energuaviare S.A E.S.P.

### **Calidad del servicio**

Energuaviare S.A E.S.P., no ha ingresado al esquema de calidad establecido en la resolución CREG 097 de 2008, por lo que viene aplicando los índices DES y FES para la compensación a los usuarios por calidad del servicio establecidas en la resolución CREG 070 de 1998.

La empresa registró durante el año, un indicador DES promedio de 64 horas y un indicador FES de 103 salidas de servicio, en su componente de calidad de servicio.

Fuente Informe de Auditor SUI

### **Calidad de la potencia**

Energuaviare S.A E.S.P., tiene instalados 8 equipos de calidad de la potencia, discriminados así: En la subestación San José del Guaviare, uno en la barra de 115 kV, dos en la barra de 34.5 kV, y dos en las barras de 13.8 kV, para un total de 5 y en la subestación el Retorno, tiene instalado un equipo de calidad de la potencia en la barra de 34.5 kV y dos equipos de calidad de la potencia en las barras de 13.8 kV.

Sin embargo la instalación de estos equipos no ha sido suficiente, pues no cuenta con un sistema de procesamiento de datos capaz de realizar descargas automáticas de información, de estas medidas, en medio magnético, desde los medidores, y capaz de generar de forma automática los reportes indicados en el literal e) del Artículo 5º de la resolución CREG 024 de 2005.

## Gestión Ambiental.

Se llevaron a cabo dentro del marco de política ambiental de Energüaviare S.A E.S.P., las siguientes actividades:

Socialización y entrega de cartillas sobre uso eficiente del agua y energía eléctrica, en cumplimiento del marco normativo (Ley 373 de 1997 y Ley 697 del 2001).

Publicación del manual de procedimiento de podas.

En el municipio de El Retorno se llevó a cabo el “Proyecto de reforestación de 3000 plántulas en compensación forestal y arborización por despeje de la línea a 115 kV y líneas de 34.5 kV”

En el municipio de Puerto Concordia – Meta, se llevó a cabo un proceso de educación ambiental con el colegio Puerto Iris.

Se realizó la presentación y divulgación de la política ambiental de la Empresa, así como la ejecución del sistema de gestión ambiental.

## 4. ASPECTOS COMERCIALES

### Cantidad de suscriptores

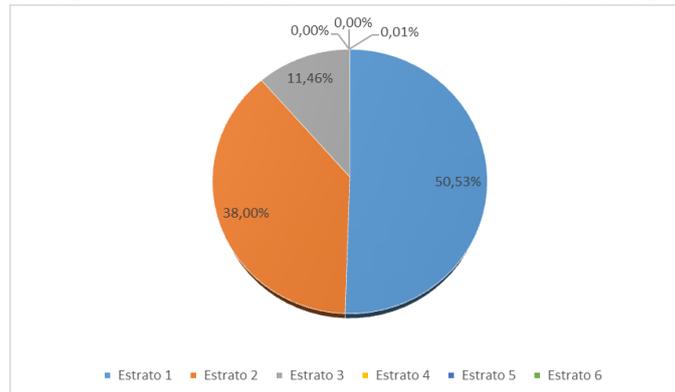
*Tabla 4.1.1. Número de suscriptores 2012*

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	11.440	84,94%
Total No Residencial	2.028	15,06%
Total Suscriptores	13.468	100,00%

*Fuente: SUI*

En la Tabla 4.1.1 se observa que el número de suscriptores de la Empresa de Energía de Casanare para el año 2012 es de 13.468, de los cuales el 84.9% corresponde al sector residencial.

*Gráfica 4.1.1 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012*



*Fuente: SUI*

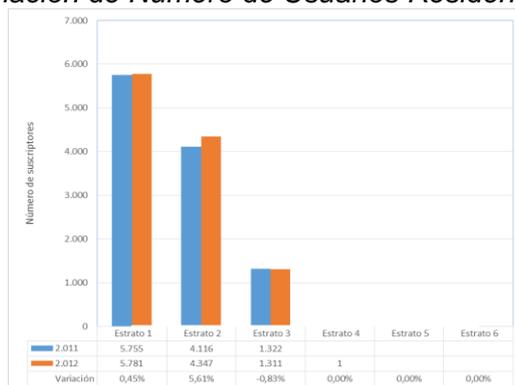
**Tabla 4.1.2 Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012**

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	5.781	50,53%
Estrato 2	4.347	38,00%
Estrato 3	1.311	11,46%
Estrato 4	1	0,01%
Estrato 5	0	0,00%
Estrato 6	0	0,00%

Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.1 y Tabla 4.1.2, se concluye que el 88.5% de los usuarios pertenece a los estratos 1 y 2, y el 11.5% al estrato 3.

**Gráfica 4.1.2 Variación de Número de Usuarios Residenciales 2011 - 2012**



Fuente: SUI

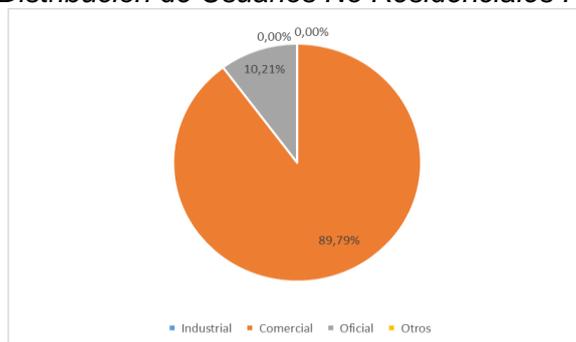
En la Gráfica 4.1.2 puede verse que en el año 2012 ha habido incrementos en el número de usuarios residenciales de los estratos 1 y 2 comparados con el año anterior. El mayor incremento se presentó en el estrato 1 con el 5.6%.

**Tabla 4.1.3 Número De Usuarios No Residenciales Por Sector 2012**

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	0	0,00%
Comercial	1.821	89,79%
Oficial	207	10,21%
Otros	0	0,00%

Fuente: SUI

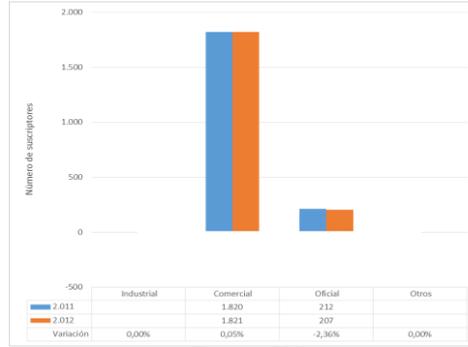
**Gráfica 4.1.3 Distribución de Usuarios No Residenciales Por Sector 2012**



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.3 y Gráfica 4.1.3 puede verse que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 89.8% corresponde al sector comercial, mientras que el sector oficial, participa con el 10.2%.

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



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.4 se observan variaciones muy poco significativas en el número de usuario que en todos los sectores se incrementó el número de usuarios de los sectores comercial y oficial.

Tabla 4.1.4 Distribución De Usuarios Por Departamento

Departamento	USUARIO	AÑO	
		2.012	Participación
GUA VIARE	Total Residencial	10.566	92,36%
	Total No Residencial	1.884	92,90%
META	Total Residencial	874	7,64%
	Total No Residencial	144	7,10%
Total Total Residencial		11.440	100,00%
Total Total No Residencial		2.028	100,00%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.4 se observa que la empresa tiene el 92.5% de los usuarios en el departamento del Guaviare y el 7.5% en el departamento del Meta.

Tabla 4.1.5 Número De Usuarios Comparado Con Colombia

	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Estrato 1	2.737.327	5.781	0,21%
Estrato 2	4.317.969	4.347	0,10%
Estrato 3	2.375.182	1.311	0,06%
Estrato 4	746.906	1	0,00%
Estrato 5	290.667	0	0,00%
Estrato 6	181.398	0	0,00%
Industrial	46.971	0	0,00%
Comercial	627.674	1.821	0,29%
Oficial	53.919	207	0,38%
Otros	39.970	0	0,00%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.5 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden a los sectores oficial y comercial, aunque no son muy significativos.

## Consumos

Tabla 4.1.6 Consumo de Kwh Por Sector

Sector	Kw H	Participación
Total Residencial	15.411.926	44,71%
Total No Residencial	19.062.521	55,29%
Total Suscriptores	34.474.447	100,00%

Fuente: SUI

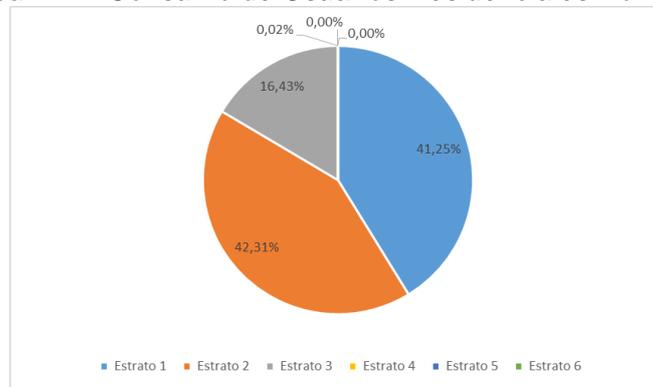
En la Tabla 4.1.6 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la Empresa de Energía del departamento del Guaviare para el año 2012 es de 34.474.447 Kwh, de los cuales el 44.7% corresponde al sector residencial, y el restante 55.3% corresponde al no residencial.

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

Estrato	Kwh	Participación
Estrato 1	6.356.726	41,25%
Estrato 2	6.520.121	42,31%
Estrato 3	2.532.178	16,43%
Estrato 4	2.901	0,02%
Estrato 5	0	0,00%
Estrato 6	0	0,00%

Fuente: SUI

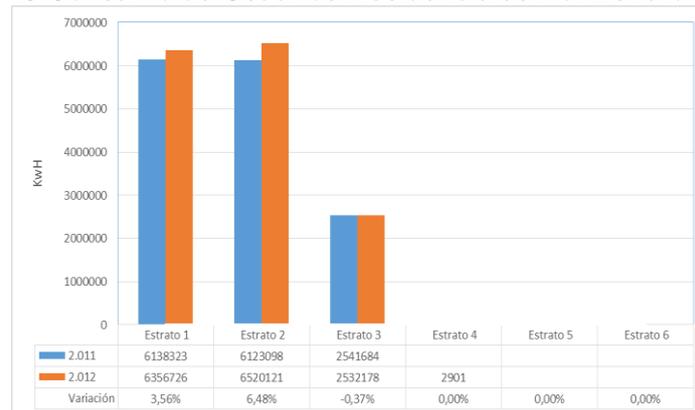
*Gráfica 4.1.4 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato*



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.4 y Tabla 4.1.7, se concluye que el 83.6% del consumo de energía corresponde a usuarios de los estratos 1 y 2, y el 16.4% a usuarios del estrato 3.

*Gráfica 4.1.5 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato 2011 - 2012*



Fuente: SUI

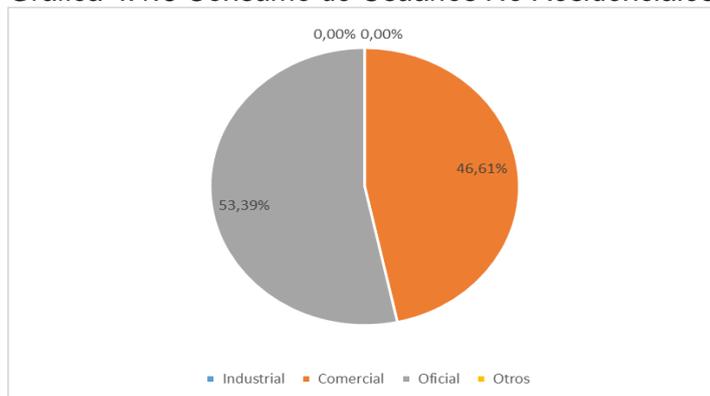
En la Gráfica 4.1.5 se observa que en los estratos 1 y 2 se incrementó el consumo de energía en el año 2012 en comparación con el año anterior, en el 3.6% y 6.5% respectivamente.

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

Sector	Kw H	Participación
Industrial	0	0,00%
Comercial	8.884.146	46,61%
Oficial	10.178.375	53,39%
Otros	0	0,00%

Fuente: SUI

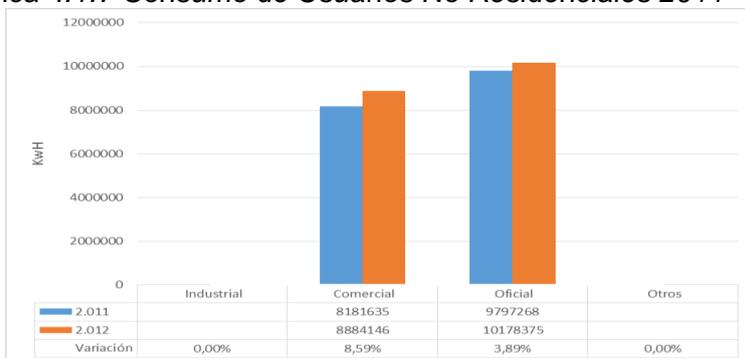
**Gráfica 4.1.6 Consumo de Usuarios No Residenciales**



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.8 y Gráfica 4.1.6 puede verse que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 53,4% corresponde al sector oficial, y el 46,6% al sector comercial.

**Gráfica 4.1.7 Consumo de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012**



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.7 se observan incrementos en el consumo anual de energía del 8,6% en el sector comercial y del 3,9% en el sector oficial.

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

Departamento	USUARIO	AÑO	
		2.012	Participación
GUAVIARE	Total Residencial	14.507.196	94,13%
	Total No Residencial	18.391.478	96,48%
META	Total Residencial	904.730	5,87%
	Total No Residencial	671.043	3,52%
Total Total Residencial		15.411.926	100,00%
Total Total No Residencial		19.062.521	100,00%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.9 se observa que la empresa tiene el 94.1% de los usuarios residenciales en el departamento del Guaviare, y el 5.9% en el departamento del Meta.

*Tabla 4.1.10 Consumo de Kwh Comparado Con Colombia*

	Total Consumo Colombia	Consumo Empresa	Participación
Total - Estrato 1	4.407.223.508	6.356.726	0,14%
Total - Estrato 2	6.109.402.080	6.520.121	0,11%
Total - Estrato 3	3.964.116.282	2.532.178	0,06%
Total - Estrato 4	1.453.637.917	2.901	0,00%
Total - Estrato 5	710.278.398	0	0,00%
Total - Estrato 6	680.918.417	0	0,00%
Total - Industrial	10.065.526.292	0	0,00%
Total - Comercial	7.060.243.373	8.884.146	0,13%
Total - Oficial	1.079.445.070	10.178.375	0,94%
Total - Otros	1.984.751.818	0	0,00%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.10 que el mayor porcentaje de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al sector oficial, aunque no llega siquiera al 1% del total.

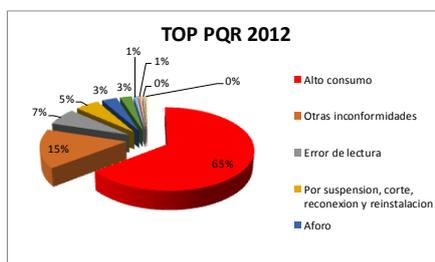
### Atención al cliente

De acuerdo con la información obtenida de la página Web de EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P., se cuenta con cinco (5) puntos de atención permanentes, ubicados en diversos municipios, los cuales se indican a continuación:

Municipios con oficinas de atención
San José del Guaviare
El Retorno
Libertad
Calamar
Puerto Concordia

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

AÑO	CAUSAL	CANTIDAD
	Alto consumo	1.398
	Otras inconformidades	333
	Error de lectura	145
	Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación	112
	Aforo	71
	Estrato	55
	Cobros por servicios no prestados	18
	subsídios y contribuciones	15
	Pago sin abono a cuenta	10
	Cambio de medidor o equipo de medida	10
	TOTAL	2.167



### Pérdidas

De acuerdo con lo informado por el AEGR, El nivel de pérdidas promedio anual para la vigencia 2012 presentado por ENERGUAVIARE S.A. E.S.P., es de 19,182%.

Mes	Valor
Enero	16,43%
Febrero	17,66%
Marzo	20,03%
Abril	16,31%
Mayo	18,17%
Junio	16,58%
Julio	16,54%
Agosto	15,73%
Septiembre	15,75%
Octubre	17,09%
Noviembre	16,67%
Diciembre	25,22%

Si bien se presentó un mejoramiento en comparación con el año anterior en 2,51%, según los valores establecidos para la Empresa, las pérdidas deberían estar en el orden de 9,82%.

Durante el 2012 el menor del índice de pérdidas se presentó en el mes de agosto, con 15,73%, mientras que en diciembre de este mismo año el porcentaje de pérdidas aumentó con respecto a otros meses del año.

## **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 remplazaran 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 del auditor relacionado con las novedades señala los aspectos positivos y negativos con respecto a la expedición de las Resoluciones relacionadas con el componente de pérdidas, determinados con la empresa.

*“(...) Aspectos positivos: -Remunera inversiones (redes y medidores) y gastos eficientes mediante el CPROG cobrados a usuarios finales -Ayuda a financiar el esfuerzo necesario para apropiarse de los efectos positivos de reducción de compras de energía y aumento de ventas -Disminuye las compras de energía del comercializador incumbente al distribuir pérdidas no reconocidas entre los comercializadores del mismo mercado*

*Se hallaron los siguientes aspectos negativos: -El costo reconocido será el mínimo valor entre el solicitado por el OR y el resultado del Modelo de Estimación del Costo Eficiente de la Creg. En caso de que el OR que acepte dicha remuneración, deberá cumplir con las metas de reducción de pérdidas.*

*- El cumplimiento de metas se verifica con base en un indicador porcentual - La remuneración del plan está sujeta al cumplimiento de las metas aprobadas a cada OR en resolución particular (...).”*

## **Componente de Transmisión**

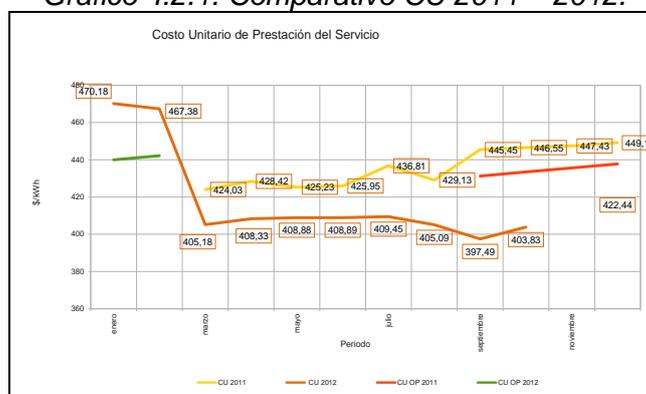
Para el mes de julio de 2012, el Operador del Mercado, XM S.A. E.S.P., publicó en la página web, el valor del componente de Transmisión de los meses de junio y julio, en consideración a lo dispuesto en la Resolución CREG No. 157 de 2011, artículo 28:

**“(…) 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.

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

**Gráfico 4.2.1. Comparativo CU 2011 – 2012.**



Fuente: Información Publicada por la ESP

Con base en lo observado en el gráfico 4.2.1, el costo unitario de prestación del servicio aplicado por ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. para el año 2012, luego de una caída de 62,2 \$/kWh entre los meses de febrero y marzo, se estabiliza alrededor de 409 \$/kWh.

La variación señalada se debió a una disminución en el costo de comercialización, pasando de 126,88 \$/kWh en febrero a 66,42 \$/kWh y los precios de compra de energía los cuales se reducen 5 \$/kWh aproximadamente.

Ha de tenerse en cuenta que el cálculo del costo unitario de prestación del servicio, definido a través de la resolución CREG 119 de 2007, utiliza una metodología de precio máximo, lo cual significa que la empresa está facultada para aplicar a sus usuarios costos menores, siempre que no interfiera con la libre competencia dentro del mercado y que no signifique un estrés financiero considerable para la compañía. Además para los meses de enero, febrero y septiembre a diciembre de 2012, la empresa aplica opción tarifaria, por lo que la reducción final evidenciada entre los meses de febrero y marzo es de 40 \$/kWh aproximadamente. De esta manera Energuaviare evita trasladar un costo alto en su facturación aliviando la percepción del consumidor final.

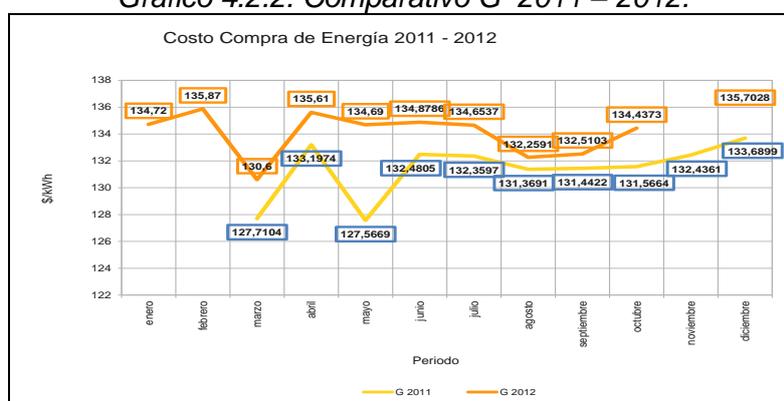
#### Compra de Energía G:

La Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P., presenta una gestión de compra de energía sobre un horizonte de tiempo relativamente corto, de un año máximo.

Luego de finalizar una exposición total a la bolsa durante el año 2010, la empresa suscribe contratos que se ejecutan a partir de febrero de 2011 y finalizan el 31 de diciembre de 2012, donde tal como se observa en la gráfica 3, la empresa cubre cerca del 82,95 % de su demanda mediante contratos. No obstante, ha tenido inconvenientes para la adquisición de la energía a largo plazo, por cuanto el mercado Guaviare es pequeño y poco atractivo para los oferentes, por lo cual obligan a la compañía a asumir el riesgo de su demanda en bolsa.

La gráfica 4.2.2., presenta el valor de la componente de Generación de la empresa de los periodos de 2011 ay 2012

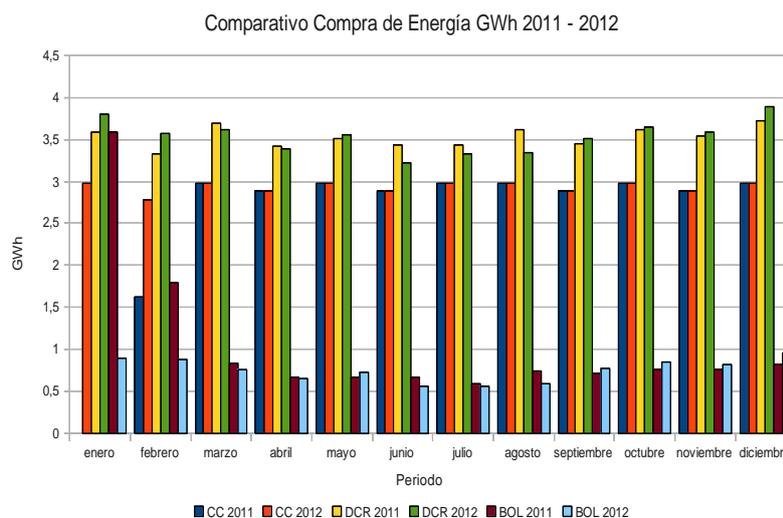
**Gráfico 4.2.2. Comparativo G 2011 – 2012.**



Fuente: Información Publicada por la ESP

La información relacionada con la compra de Energía en Bolsa y Contratos se presenta en el Gráfico 4.2.3.

**Gráfico 4.2.3. Compra de Energía Bolsa y Contratos vs Demanda Comercial.**



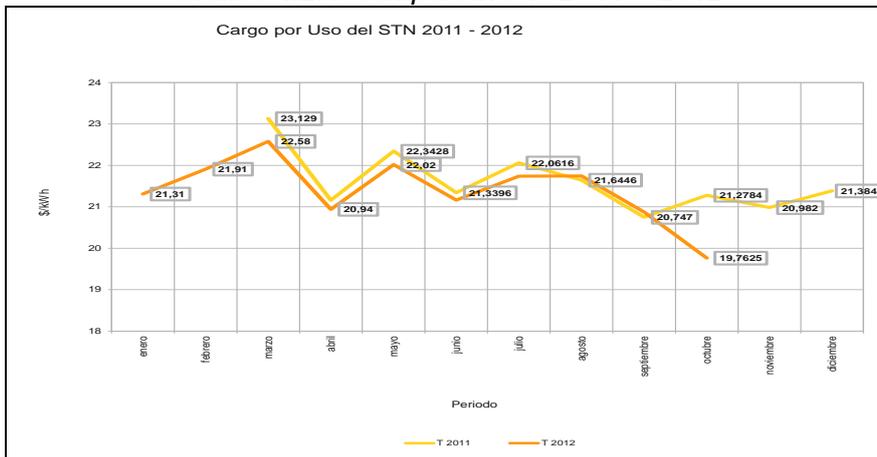
Fuente: Información Publicada por XM - Neón

## Componente de Transmisión T:

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.

La Gráfica 4.2.4., muestra el comportamiento de la componente de Transmisión T:

**Gráfico 4.2.4 Comparativo T 2011 – 2012**



Fuente: Información Publicada por la ESP

## Componente de Distribución D:

ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. se encuentra integrado dentro del área de distribución Sur desde el año 2011, en compañía de las empresas: Energía de Casanare ENERCA S.A. E.S.P., Energía del Putumayo S.A. E.S.P., Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P., Electrificadora Meta S.A. E.S.P. y Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P.

Desde el inicio del esquema de áreas de distribución y a diferencia de las ADD Oriente y Occidente, el cargo único del ADD Sur es bastante estable lo que repercute en el comportamiento del CU final, el comportamiento del cargo D, se presenta en la gráfica 4.2.5.

**Gráfico 4.2.5. Comparativo D 2011 – 2012**



Fuente: Información Publicada por la ESP

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 ENERGUAVIARE 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.*

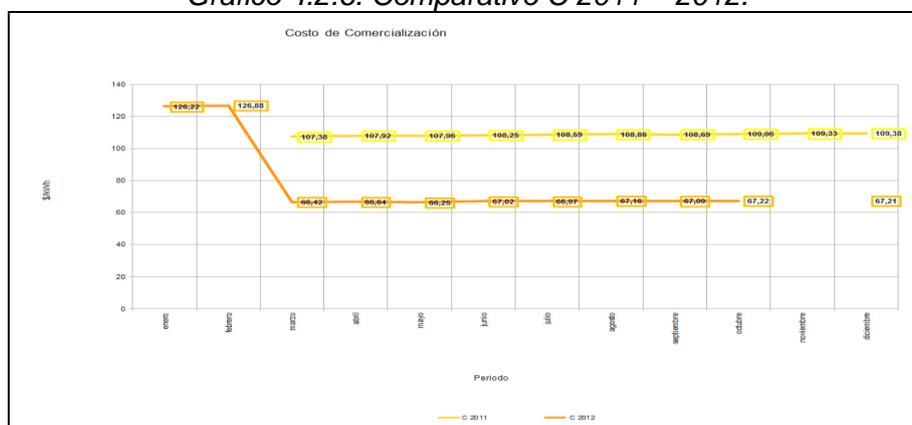
*La información presentada después de esta fecha se considerará como no entregada para efectos de lo previsto en el numeral 10.3 de la Resolución CREG 097 de 2008." (Subrayado fuera de texto)*

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.

### Componente de Comercialización C:

Como se ha mencionado, la componente de comercialización presenta una disminución significativa entre los meses de Febrero y Marzo de 2012, lo cual es el resultado de una decisión netamente administrativa, tal como se presenta en la gráfica 4.2.6.

Gráfico 4.2.6. Comparativo C 2011 – 2012.

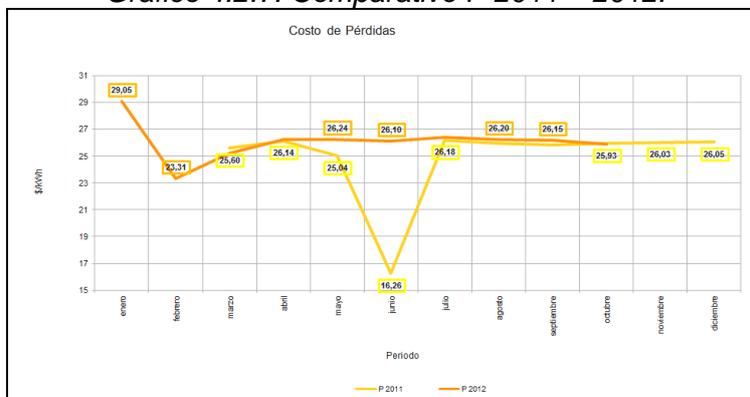


Fuente: Información Publicada por la ESP

## Componente de Pérdidas P:

Dado que la componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, las variaciones parciales evidenciadas durante el año en estas variables, direccionan el comportamiento de esta variable, tal como se presentan en la gráfica 4.2.7.

Gráfico 4.2.7. Comparativo P 2011 – 2012.



Fuente: Información Publicada por la ESP

### 4.2.3. Evolución de las tarifas 2012

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 4.2.8., se puede observar la tarifa aplicada por la Empresa de Energía Eléctrica el Departamento del Guaviare 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 439,97 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 198,48 \$/kWh, asignado un subsidio del 54,9% para este periodo.

Gráfica 4.2.8. 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 3,9% en la tarifa, que para enero fue de 439,97 \$/kWh y para diciembre de 422,44 \$/kWh.

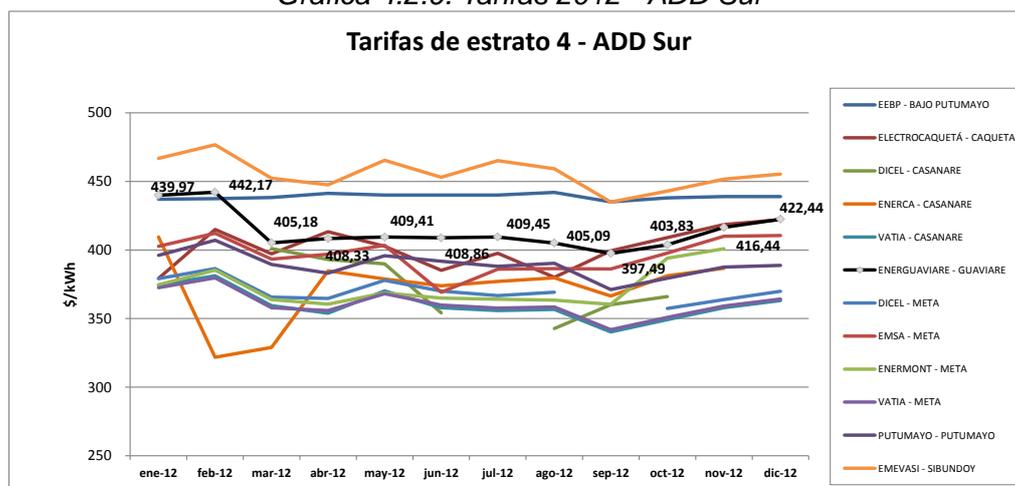
### Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores del ADD Sur.

Mediante el Decreto 388 de 2007 se ordenó a la Comisión Reguladora de Energía y Gas -CREG conformar, dentro de la metodología que establezca la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, áreas de distribución -ADD, las cuales se definen como el “Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución Local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.”, y se establece que debe existir un Cargo Unico por Nivel de Tensión por cada ADD.

Lo que busca la integración de las ADD es normalizar la componente de distribución -D de la tarifa regulada (Resoluciones CREG 119/07 y 097/08), debido a que para regiones relativamente cercanas geográficamente, se presentaban variaciones considerables en la tarifa influenciadas por esta componente.

Por lo anterior, vale la pena observar las tarifas aplicadas por las diferentes empresas que conforman el ADD Sur, que se muestra en la gráfica 4.2.9.

Gráfica 4.2.9. Tarifas 2012 - ADD Sur



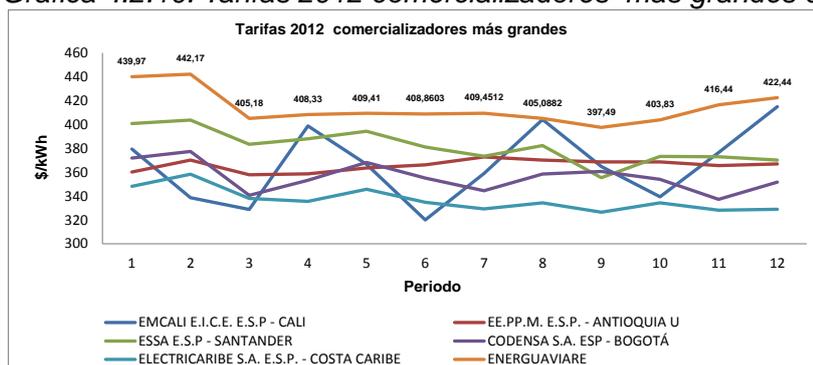
Fuente: Tarifas publicadas por los Prestadores de ADD - Sur

De la gráfica 4.2.9., se concluye que la empresa pasó de ocupar la segunda posición como empresa con la tarifa aplicada más costosa a la tercera.

### Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores del ADD Oriente.

En la gráfica 4.2.10., se observa que frente a los comercializadores más grandes del país la empresa posee una tarifa alta, ocupando la primera posición.

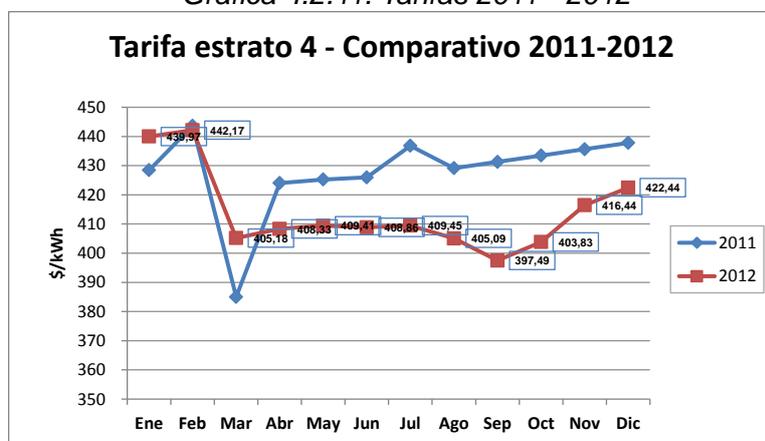
Gráfica 4.2.10. Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país



Fuente: Tarifas publicadas por las ESP

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

Gráfica 4.2.11. Tarifas 2011 - 2012



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

En la gráfica 4.2.11., anterior podemos observar que la empresa traía de 2011 una tendencia al alza de las tarifas la cual se mantuvo hasta febrero de 2012, fecha en la cual comenzó un decrecimiento lento, con el cual la tarifa final fue inferior a la de diciembre 2011.

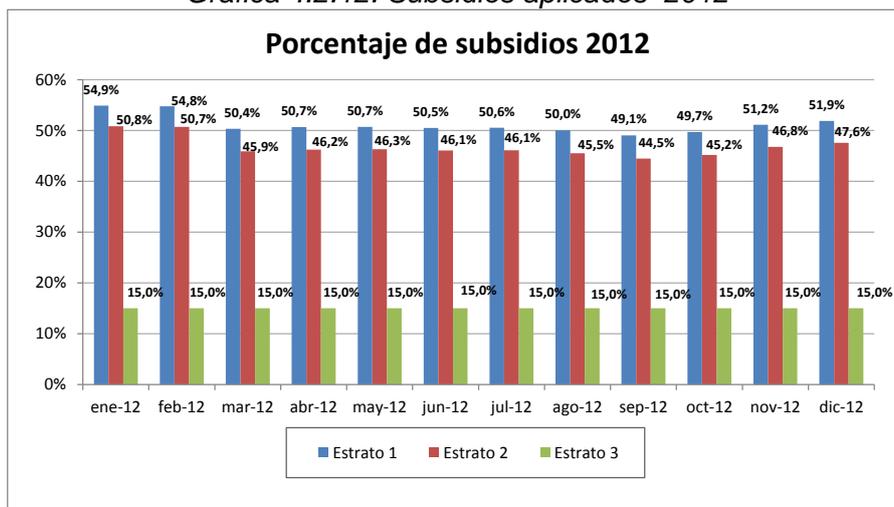
### Consumos de Subsistencia Vigentes.

La Resolución UPME<sup>1</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 4.2.12., presenta el porcentaje de subsidios al consumo de subsistencia aplicado por el prestador para los estratos 1, 2, y 3.

<sup>1</sup> UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

Gráfica 4.2.12. Subsidios aplicados 2012



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

#### 4.2.4. Subsidios y contribuciones

En la tabla a continuación se 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 4.1 Subsidios y Contribuciones 2011-2012

Estrato/Sector	2011	2012
Estrato 1	1.241.897.057	1.234.676.834
Estrato 2	1.070.754.280	1.080.451.163
Estrato 3	137.584.759	110.285.329
Total Subsidios	2.450.236.096	2.425.413.326
Comercial	706.998.524	740.469.096
Total Contribución	706.998.524	740.469.096
Déficit	-1.743.237.572	-1.684.944.230

Fuente: SUI

En los usuarios regulados el comportamiento del balance fue deficitario, debido a que la facturación a los usuarios residenciales de los estratos 1, 2 y 3 es superior a la de los usuarios comerciales e industriales y conforme a lo reportado por el prestador, no se cuenta con usuarios en los estratos 5 y 6 objeto de aporte solidario.

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador disminuyó 3.34%, cerca de \$59 millones de pesos entre los años 2011 y 2012. La empresa otorgó durante el 2012 subsidios cercanos a \$2.425 millones, de los cuales el 51% (\$1.235 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 1, el 44% al estrato 2 (\$1.080 millones) y por último un 5% a los usuarios del estrato 3 (\$ 110 millones), además facturó al sector comercial contribuciones por un valor total de \$ 740 millones, no se reportan aportes de los estratos 5 y 6.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$1.685 millones, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$2.425 millones y recaudar un total de \$740 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, a 31 de diciembre de 2012, el Ministerio de Minas y Energía valido en firme un déficit por valor de \$353.957.926, según lo informado por el MME a través del radicado SSPD No. 20135290150822 del 5 de abril de 2013.

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

*Tabla 4.2 Conciliaciones MME 2011-2012*

Concepto		2011	2012
Subsidios		2.457.347.065	2.404.396.048
Contribuciones		712.245.096	739.130.530
Déficit / Superávit		-1.745.101.969	-1.665.265.518
Giros de	Presupuesto Nal	2.381.083.949	1.774.155.000
	FSSRI	37.696.186	80.000.000

Para el año 2012, el Ministerio de Minas y Energía MME, efectúa el cálculo de las conciliaciones determinando un déficit del orden de \$1.665 millones, los cuales son cubiertos con recursos del FSSRI por un monto de \$80 millones y con recursos del Presupuesto Nacional por un monto de \$1.774 millones.

## 5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

### 5.1 Evaluación Financiera

*Tabla 5.1 Indicadores de Gestión Financieros*

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	21%	16%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	NA	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	56	99,9	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	15	6,2	Cumple
Razón Corriente – Veces	1,53	1,68	Cumple

*Fuente: SUI*

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., cumple con 3 de los indicadores de gestión financieros planteados para las Empresas comercializadoras del servicio de energía eléctrica.

Con respecto a la situación de los referentes la prestadora expresa las aclaraciones en el formato de Resultados de Indicadores de gestión el cual es cargado por la Auditoría en el Sistema Único de Información así:

Rotación cuentas por cobrar (días): Este indicador mejoro con respecto al año anterior gracias a las políticas de gestión y recuperación de cartera y a la depuración de esta. A pesar de este mejoramiento el indicador se mantiene por encima del referente de la CREG, y se debe continuar e intensificar dichos procesos con el fin de llegar al referente estipulado.

Con relación a esta aclaración el auditor manifiesta: la AEGR está de acuerdo con la explicación del prestador, pero pese a esto se debe realizar actividades que permitan que este se encuentre dentro del referente.

Margen operacional: el nivel de este indicador corresponde principalmente al aumento del costo que tuvo en los últimos meses en la compra de energía,

La AEGR no está de acuerdo con la explicación del prestador, por lo anterior recomienda revisar los procesos vinculados en los costos de comercialización y operación y en sus gastos operacionales con el objeto de realizar una reingeniería a sus procesos que aseguren estar dentro del referente del grupo.

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

### Oportunidad de cargue

La Empresa De Energía Eléctrica del Departamento Del Guaviare S.A. ESP, presenta los siguientes formatos pendientes para el año 2012:

*Tabla 6.1. Formatos pendientes de cargue al SUI*

Formato	Periodicidad	Periodo	Fecha Límite	Resolución
Formato 17	Anual	Año 2012	28/02/2013	20102400008055

Se evidencia que la empresa mencionada ha realizado los cargues correspondientes al año 2012, exceptuando la información del formato 17 (Información de facturación y recaudo). Se debe tener en cuenta que el 70% de los formatos reportados lo realizo de manera extemporánea.

### Calidad de la información comercial residencial

*Tabla 6.2. Usuarios por estrato*

Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4
Enero	5567	4150	1298	
Febrero	5611	4185	1296	
Marzo	5632	4207	1298	
Abril	5693	4253	1315	
Mayo	5695	4249	1315	
Junio	5693	4273	1316	
Julio	5774	4301	1325	
Agosto	5632	4503	1316	
Septiembre	5840	4346	1319	
Octubre	5744	4519	1306	1
Noviembre	5936	4363	1309	1
Diciembre	6009	4378	1308	1

Fuente: SUI

*Tabla 6.3. Consumos por estrato*

Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4
Enero	540,200	575,656	226,656	
Febrero	547,084	594,638	230,594	
Marzo	549,995	535,365	215,179	
Abril	516,533	545,435	213,735	
Mayo	513,125	535,926	210,149	
Junio	524,983	539,203	215,285	
Julio	500,693	498,767	192,925	
Agosto	508,467	533,214	201,221	
Septiembre	530,913	520,725	199,917	
Octubre	519,416	539,927	202,336	810
Noviembre	552,694	552,382	213,853	976
Diciembre	552,623	548,883	210,328	1,115

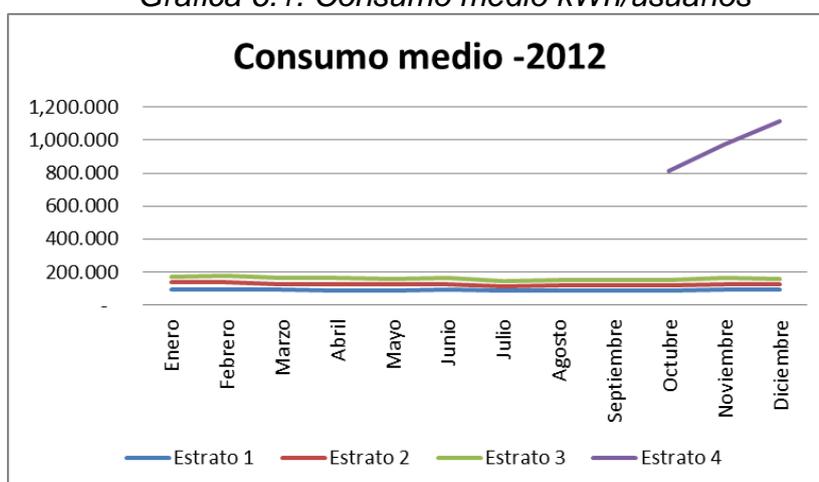
Fuente: SUI

**Tabla 6.4. Consumo medio kWh/usuarios**

Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4
Enero	97.036	138.712	174.619	
Febrero	97.502	142.088	177.927	
Marzo	97.655	127.256	165.777	
Abril	90.731	128.247	162.536	
Mayo	90.101	126.130	159.809	
Junio	92.216	126.188	163.590	
Julio	86.715	115.965	145.604	
Agosto	90.282	118.413	152.903	
Septiembre	90.910	119.817	151.567	
Octubre	90.428	119.479	154.928	810.000
Noviembre	93.109	126.606	163.371	976.000
Diciembre	91.966	125.373	160.801	1,115.000

Fuente: SUI

**Grafica 6.1. Consumo medio kWh/usuarios**



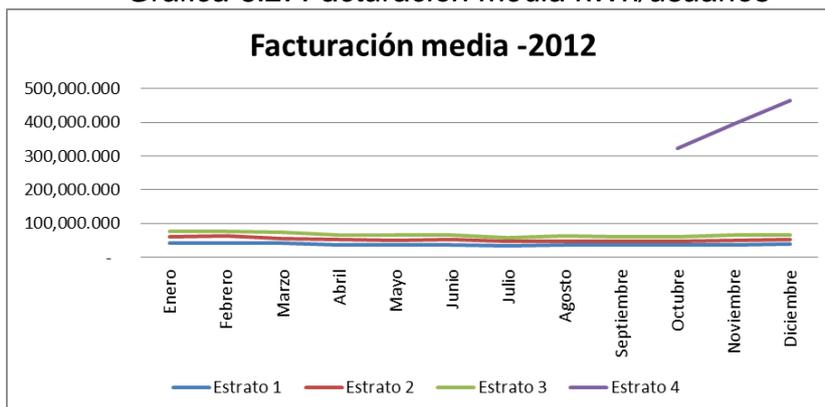
Fuente: SUI

**Tabla 6.5. Consumo medio kWh/usuarios Facturación media (Valor facturado/cantidad de usuarios)**

Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4
Enero	42,480.508	60,725.490	76,444.893	
Febrero	42,897.998	62,514.443	78,282.769	
Marzo	43,180.270	56,268.684	73,301.771	
Abril	36,762.617	51,963.230	65,856.413	
Mayo	36,791.065	51,502.689	65,254.893	
Junio	37,754.094	51,662.853	66,975.569	
Julio	35,454.349	47,413.613	59,531.565	
Agosto	36,965.926	48,484.262	62,606.366	
Septiembre	36,614.756	48,527.809	61,398.035	
Octubre	35,943.673	47,491.333	61,581.707	321,964.000
Noviembre	37,600.191	51,127.380	65,974.308	394,139.000
Diciembre	38,298.091	52,210.089	66,963.734	464,328.000

Fuente: SUI

Grafica 6.2. Facturación media kWh/usuarios



Fuente: SUI

Calidad de información no residencial

Tabla 6.6. Usuarios por sector

Mes	Comercial	Oficial
Enero	1,763	198
Febrero	1,760	198
Marzo	1,820	208
Abril	1,803	203
Mayo	1,791	201
Junio	1,797	200
Julio	1,816	204
Agosto	1,818	205
Septiembre	1,814	208
Octubre	1,847	208
Noviembre	1,851	210
Diciembre	1,846	213

Fuente: SUI

Tabla 6.7. Consumos por sector

Mes	Comercial	Oficial
Enero	770,689	875,543
Febrero	790,202	954,634
Marzo	732,346	890,344
Abril	713,953	847,462
Mayo	709,402	821,681
Junio	738,482	838,133
Julio	679,815	764,115
Agosto	703,099	808,685
Septiembre	690,663	817,874
Octubre	784,860	833,759
Noviembre	784,422	877,013
Diciembre	786,213	849,132

Fuente: SUI

Tabla 6.8. Consumo medio kWh/usuarios

Mes	Comercial	Oficial
Enero	437.15	4,421.93
Febrero	448.98	4,821.38
Marzo	402.39	4,280.50
Abril	395.98	4,174.69
Mayo	396.09	4,087.97
Junio	410.95	4,190.67
Julio	374.35	3,745.66
Agosto	386.74	3,944.80
Septiembre	380.74	3,932.09
Octubre	424.94	4,008.46
Noviembre	423.78	4,176.25
Diciembre	425.90	3,986.54

Fuente: SUI

Grafica 6.3. Consumo medio kWh/usuarios

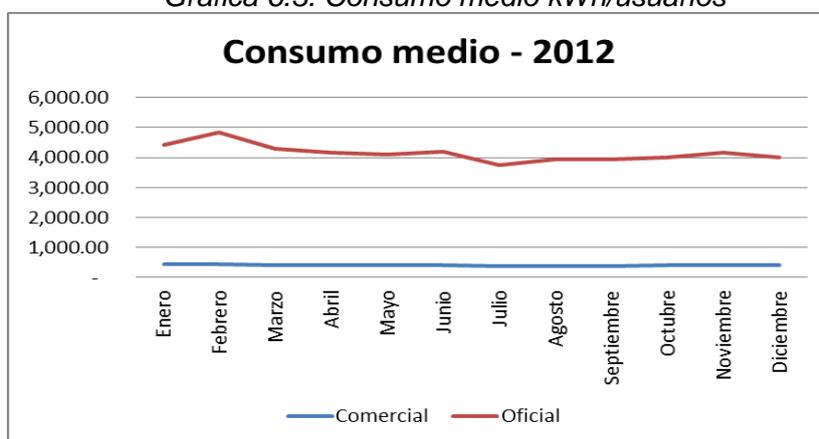
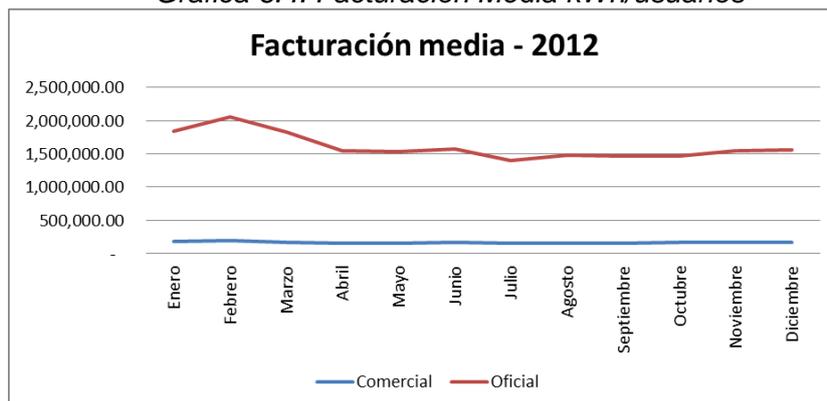


Tabla 6.8. Facturación media (Valor facturado/cantidad de usuarios)

Mes	Comercial	Oficial
Enero	191,374.04	1,843,864.29
Febrero	197,537.05	2,052,525.16
Marzo	177,938.98	1,825,912.10
Abril	160,443.73	1,549,996.68
Mayo	161,736.86	1,532,886.58
Junio	168,248.43	1,567,244.86
Julio	153,055.73	1,402,422.29
Agosto	158,352.07	1,480,413.53
Septiembre	154,233.42	1,463,007.08
Octubre	168,906.75	1,473,149.01
Noviembre	171,136.48	1,544,276.04
Diciembre	177,361.30	1,557,130.70

Fuente: SUI

Grafica 6.4. Facturación Media kWh/usuarios



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 a la EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP

## 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La empresa presenta una mejoría en sus utilidades del ejercicio, sustentadas específicamente por el mejoramiento de los ingresos operacionales del negocio de comercialización y la racionalización de sus gastos Administrativos que tuvieron un decrecimiento del 15%.

El aumento del activo está relacionado con el crecimiento del disponible, el cual captura ingresos del recaudo recibido por terceros y adicional con el incremento del rubro de propiedad planta y equipo.

La prestado evidencia deficiencias en el recaudo de cartera situación que hace necesario, crear políticas que vuelvan más eficiente esta actividad.