

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
EMPRESA ELECTRIFICADORA DEL HUILA 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 ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.

ANALISIS AÑO 2012

AUDITOR: CONSULTORES TECNICOS Y ECONOMICOS ASOCIADOS LTDA

1. DESCRIPCION GENERAL DE LA EMPRESA

En este capítulo se presenta un breve resumen de los aspectos generales de la empresa evaluada, como antecedentes de la constitución, objeto social, capital, composición accionaria de la empresa, entre otros.

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$664.501.834.986	\$526.265.700.652	26,27%
Activo Corriente	\$153.758.599.263	\$169.192.558.870	-9,12%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$183.188.588.878	\$147.608.470.429	24,10%
Inversiones	\$42.081.586.678	\$37.533.665.681	12,12%
Pasivo	\$152.214.481.456	\$146.402.288.660	3,97%
Pasivo Corriente	\$71.925.555.600	\$67.630.784.758	6,35%
Obligaciones Financieras	\$13.736.703.985	\$21.056.134.216	-34,76%
Patrimonio	\$512.287.353.530	\$379.863.411.992	34,86%
Capital Suscrito y Pagado	\$35.686.638.000	\$35.686.638.000	0,00%

Fuente: SUI

Los activos de la Empresa para el año 2012 fueron de \$664.501 millones, presentando un incremento de \$138.236 millones con respecto al año anterior, debido principalmente al aumento de otros activos los cuales presentaron un incremento de 55,57%, esta variación es provocada por el aumento de valorizaciones por \$120.777 millones, ubicándose para el año 2012 en \$317.906 millones. Por otra parte la cuenta de propiedad planta y equipo presentó un incremento de 24,10% con respecto al año anterior, esto como consecuencia del ascenso en las construcciones en curso por \$25.123 millones en el desarrollo del proyecto confiabilidad Neiva y el incremento en \$15.575 millones en redes de distribución, de acuerdo a lo expuesto en el informe presentado por parte del auditor.

En cuanto a deudores, se evidencia una disminución de 5,89% con respecto a 2011 ubicándose en \$70.763 millones, debido a la reducción de la cuenta de deudores de servicios públicos por \$3.137 millones, en la cual el registro de deudores de servicio de energía aumento en \$2.620 millones, pero a la vez se registraron subsidios de este

servicio por \$7.142 millones, los cuales presentaron un incremento con respecto a 2011 de \$5.757 millones.

El efectivo presentó una disminución de 30,32% es decir \$13.413 millones con respecto a 2011, esto debido a la reducción de bancos y corporaciones por \$11.201 millones, de los cuales \$ 1.116 millones en cuentas corrientes y \$10.085 millones en cuentas de ahorro.

Las inversiones presentaron un incremento de 12.12% con respecto a 2011, las cuales pasaron de \$42.082 a \$37.534 millones, esto debido principalmente al aumento de \$3.072 millones en inversiones de administración de liquidez en renta fija en certificados de depósito a término ascendiendo a \$5.219 millones en 2012 y de \$1.475 millones en inversiones de renta variable en derechos en fondos de valores y fiducias de inversión.

El Activo Corriente corresponde al 23,14% de los Activos Totales de la Empresa, el cual presentó una disminución del 9,12% con respecto al 2011, pasando de \$169.193 millones en 2011 a \$153.759 millones en 2012, este está compuesto principalmente por Deudores por \$68.017 millones, de los cuales \$39.486 millones corresponden a servicios públicos de energía.

En cuanto a los Pasivos, estos aumentaron un 3,97%, ubicándose en \$152.214 millones en 2012, incremento producido en su mayoría por el aumento de los pasivos estimados y provisiones por 15,58% con respecto al año anterior, ubicándose en \$54.146 millones, esto generado en su mayoría por el aumento de provisiones para contingencias por \$8.580 millones. Por políticas contables, la empresa provisiona el 100% de los procesos de alta probabilidad de ocurrencia y el 50 % de los procesos de media probabilidad, de acuerdo al informe realizado por el auditor. Por otra parte las cuentas por pagar aumentaron 5,45% con respecto al año anterior, incremento explicado por el aumento en adquisición de bienes y servicios nacionales por \$3.779 millones.

Las obligaciones financieras disminuyeron en \$7.319 millones, explicados por la reducción en 33,65% del financiamiento con la banca comercial, el cual pasó de \$20.537 millones en 2011 a \$13.627 millones en 2012, esto debido al prepago de créditos obtenidos por la empresa que financiaron los activos adquiridos del contrato de BOOT, las obligaciones financieras que aún tiene la compañía son créditos con los bancos BBVA y Bancolombia para la financiación del proyecto Confiabilidad Neiva, los cuales son de \$4.867 y \$8,760 millones respectivamente.

El pasivo corriente corresponde al 47,25% del total de pasivos, el cual asciende a \$71.925 millones en 2012, presentando una variación de 6,35% con respecto a 2011, este está compuesto principalmente por cuentas por pagar de \$63.400 millones, de las cuales \$18.507 millones corresponden a la adquisición de bienes y servicios nacionales, estas presentaron una variación de \$3.780 millones con respecto al año anterior, de las cuales \$16.864 millones corresponden a compras de energía eléctrica.

El patrimonio presentó un incremento de 34,86% equivalente a \$132.423 millones con respecto a 2011, pasando de \$379.863 a \$512.287 millones en 2012, soportado principalmente en el aumento de la cuenta de superávit por valorización que paso de \$187.129 a \$317.906 millones, con una variación de 61,27%. En cuanto a la estructura de capital de la empresa, la mayor parte de los fondos de la empresa son propios, tan solo el 22.91% de estos son aportados por acreedores.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$322.353.911.254	\$273.172.120.291	18,00%
COSTOS OPERACIONALES	\$223.943.836.095	\$191.573.465.819	16,90%
GASTOS OPERACIONALES	\$59.210.518.338	\$43.391.261.779	36,46%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$39.199.556.821	\$38.207.392.693	2,60%
OTROS INGRESOS	\$5.829.320.265	\$6.121.286.807	-4,77%
OTROS GASTOS	\$2.018.282.916	\$1.919.639.618	5,14%
GASTO DE INTERESES	\$1.632.633.220	\$1.088.063.126	50,05%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$43.207.493.805	\$42.605.939.516	1,41%

Fuente: SUI

Los ingresos operacionales para el 2012 fueron de \$322.354 millones, presentando un incremento del 18,00% con respecto al 2011, impulsado en su mayoría por el aumento de la venta del servicio de energía en \$50.175 millones, de los cuales \$9.762 millones corresponden a comercialización, \$2.706 millones a distribución y \$37.708 millones a generación.

Los Costos Operacionales fueron de \$223.944 millones, los cuales representan el 69,47% de los Ingresos Operacionales, estos aumentaron un 16,90% con respecto al año anterior, debido principalmente al incremento en \$44.304 millones en las compras de energía en bloque y/o a largo, pasando de \$70.586 millones en 2011 a \$114.890 millones en 2012, adicionalmente en la compra de energía se registran los cargos por Servicio de Transmisión Nacional (STN) por generador y comercializador, los costos de administración del SIC (CDR's, SIC) facturados por XM S.A. E.S.P. y los cargos de conexión con ISA S.A. E.S.P.

En cuanto a los gastos operacionales, estos aumentaron 36,46%, pasando de \$43.391 a \$59.211 millones, de los cuales \$18.071 millones corresponden a gastos de administración y \$41.139 millones a Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento, con un incremento del 27,23% y 40,95% respectivamente. Los gastos de administración aumentaron \$3.868 millones, esto debido principalmente al incremento en la cuenta de gastos generales por \$2.712 millones, en la cual la variación más significativa se presenta en la cuenta de publicidad y propaganda en 6036,65%, pasando de \$18 millones en el año 2011 a \$1.164 millones en 2012.

La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento aumento \$11.951 millones, debido principalmente a que las provisiones para obligaciones fiscales aumentaron 35,81% equivalente a \$7.830 millones, de los cuales \$7.340 millones corresponden a la provisión del impuesto de renta y complementarios, y \$489 millones a la provisión del impuesto de industria y comercio.

La Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$39.200 millones presentando un incremento de 2,60% con respecto a 2011, debido a que el aumento de los ingresos operacionales por \$49.182 millones superó el incremento de los costos y gastos operacionales en el 2012.

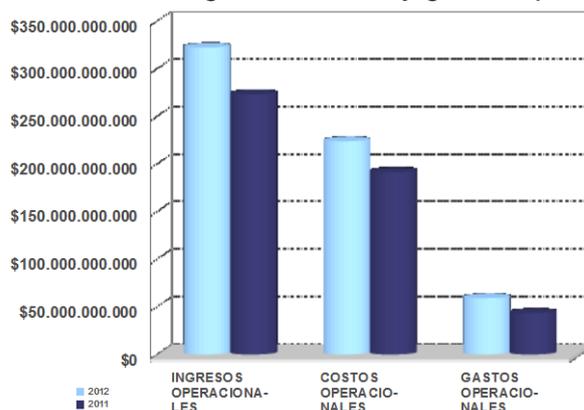
Los Ingresos No Operacionales disminuyeron en 4,77% ubicándose en \$5.829 millones, ocasionado por la reducción de la cuenta de ajuste de ejercicios anteriores

en \$1.049 millones, a pesar que los ingresos financieros aumentaron \$1.240 millones, explicados principalmente por la utilidad en derechos de fideicomiso.

Por otra parte los Gastos No Operacionales en 2012 fueron de \$2.018 millones, los cuales aumentaron 5,14% con respecto a 2011, el gasto de intereses aumento 50,05% con respecto a 2011, pasando de \$1.088 a \$1.633 millones, debido al incremento de los intereses de obligaciones financieras de créditos obtenidos.

La utilidad neta fue de \$43.207 millones, presentando un incremento de 1,41% con respecto a 2011, variación positiva a pesar de la disminución en los ingresos no operacionales por \$291 millones y al aumento en los gastos no operacionales por 98 millones con respecto al año anterior.

Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente: SUI

2.3 Indicadores Financieros

Liquidez

La razón corriente de la empresa para el año 2012 es 2,1 veces, indicador que presenta una disminución de 0,4 veces con respecto al año anterior, esto indica que la empresa cuenta con los recursos suficientes para cumplir con sus obligaciones a corto plazo, pues sus activos corrientes para 2012 fueron de \$153.759 millones y sus pasivos corrientes de \$71,926 millones.

La rotación de cuentas por cobrar presentó una disminución de 13 días pasando de 67 días en 2011 a 54 días en 2012, lo que implica una mejora en la gestión de cobro de cartera por parte de la empresa.

La empresa tarda 30 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando 2 días con respecto al 2011, año en el cual tardaba 28 días.

El activo corriente corresponde al 23,14% del total de activos de la compañía, porcentaje que presenta una disminución de 9,01% con respecto al 2011, el cual fue de 32,15%, lo que implica que la mayor parte de los activos de la empresa están concentrados en activos fijos.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 22,9%, en el cual se evidencia una disminución de 4,9% con respecto al año anterior que se ubicaba en 27,8%, reducción

explicada en la disminución de las obligaciones financieras, por el pago de créditos con la banca comercial explicados anteriormente.

Tabla 2.3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	2,1	2,5
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	53,6	67,4
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	30,2	28,1
Activo Corriente Sobre Activo Total	23,14%	32,15%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	22,9%	27,8%
Patrimonio Sobre Activo	77,1%	72,2%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	47,3%	46,2%
Cobertura de Intereses – Veces	49,8	66,6
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	81.239.193.121	72.478.814.422
Margen Operacional	25,2%	26,5%
Rentabilidad de Activos	12,2%	13,8%
Rentabilidad de Patrimonio	16,8%	20,2%

Fuente: SUI

El 77,1% de los recursos con los que cuenta la empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que aumento con respecto al 2011, año en el cual el patrimonio de la empresa representaba el 72,2% de los activos esto debido a la reducción del endeudamiento de la compañía en el 2012.

Para 2012 los pasivos corrientes representaban el 47,3% de los pasivos totales de la compañía, porcentaje que aumento 1,1% con respecto al año anterior, el cual era de 46,2%.

Rentabilidad

El EBITDA presenta un incremento de \$8.760 millones con respecto al año anterior, pasando de \$72.479 a \$81.239 millones en el 2012.

El margen operacional en 2012 fue de 25,2%, presentando una disminución de 1,33% con respecto al año 2011, año en el cual fue de 26,5%, reducción que no compromete la rentabilidad de la empresa operativamente.

La rentabilidad de los activos se redujo 1,55% con respecto al año anterior ubicándose en 12,2%, al igual que la rentabilidad del patrimonio la cual presento una disminución de 3,39% con respecto a la vigencia anterior, siendo de 16,8% para el año 2012.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

Esta sección analiza cómo ha sido el comportamiento del sistema que opera la Electrificadora del Huila S.A. y que acciones ha realizado para mantener su operatividad y cumplir con los estándares de calidad del servicio y satisfacción del cliente.

3.1 Mantenimiento

Durante el año 2012 el mantenimiento programado fue ejecutado en un 95.97%, siendo éste ejecutado en su mayoría con un 51,89% para nivel de tensión III pero dejando de lado el nivel de tensión I:

NIVEL	APORTE (%)
II	32,55%
III	51,89%
IV	15,56%
TOTAL	100,00%

Fuente. Informe AEGR

Las principales causas para ejecutar mantenimiento correctivo el cual representa un 11,18% del mantenimiento realizado fueron las siguientes:

- Reposición y cambio de infraestructura en redes debido a los planes de mejoramiento de la empresa.
- Fallas en el aislamiento, roturas de líneas y fallas repentinas del servicio por causas de vegetación.
- Envejecimiento y pérdida de resistencia de los materiales de los equipos de corte en subestaciones tales como interruptores y seccionadores.

La inversión para el plan de mantenimiento paso de \$14.538 millones en el 2011 a \$12.618 en el 2012 lo que representa una disminución del 13%.

3.2 Inversión

Tabla 3.1. Inversiones presupuestadas y realizadas durante el año 2012:

ITEM	NOMBRE DEL PROYECTO	OBJETIVO	AVANCE (%)	FECHA DE ENTRADA
1	Confiabilidad Neiva Norte	Construcción de la línea 115 kV Betania – Sur (Neiva) – Oriente (Neiva) y ampliación de la subestación Oriente (Neiva) a 115 kV para dar confiabilidad a Neiva y el norte del Huila	80	Mayo de 2013
2	Rionegro	Construcción de líneas, redes y subestación Río Negro a 34,5 kV con el fin de expandir el servicio a la zona limítrofe entre Huila y Cauca.	95	Febrero de 2013
3	Automatización circuito Neiva I	Automatización del circuito Neiva I a 34,5 kV e integración de 6 subestaciones al DMS	90	Febrero de 2013
4	Construcción de subestaciones	Estudio, diseño, gestión ambiental y construcción de las subestaciones Hobo a 115 kV y Garzón II, Pitalito II, Canaima (Neiva), Tarqui y Guadalupe a 34,5 kV	20	Diciembre de 2013
5	Sistema de Gestión de la Distribución	Implantación del proyecto de gestión de la distribución e integración de 10 subestaciones al DMS	75	Mayo de 2013
6	Convenios Interadministrativos	Convenios con entes territoriales y otras entidades de gobierno para proyectos de expansión en zonas rurales y urbanas	Permanente	
7	Mejoramiento de redes	Mejoramiento, reposición, repotenciación y ampliación de redes en las diferentes del departamento para el mejoramiento del servicio y capacidad para la expansión	Permanente	
8	Control Integral de Vegetación	Mejoramiento de la confiabilidad y continuidad del servicio mediante el control de vegetación con base en inventarios forestales detallados, vinculación de la comunidad y las autoridades ambiental y territorial para la poda, tala, compensación y control de especies en el corredor de la red	Permanente	

Fuente. Informe AEGR

3.3 Interrupciones

Durante el año 2012 los usuarios presentaron un total de 115 reclamaciones por daños y perjuicios, ocasionadas por las interrupciones o fallas en la prestación del servicio, en donde se pagaron indemnizaciones por un valor superior a los \$32 millones de pesos.

La situación de calidad del servicio presenta un panorama desfavorable, sin mostrar que se inicie una tendencia de mejoramiento, de manera que este tema se ha convertido en un aspecto reiterativo de varios años sin apuntar a una mejora.

A continuación se presentan los circuitos con los peores comportamientos en cuanto a calidad del servicio:

Tabla 3.3. Circuitos con mayores interrupciones

CIRCUITOS CON MAS INTERRUPCIONES		
CIRCUITO	SUBESTACION	SALIDAS
PITAL	LA PLATA	261
TELLO	FORTALECILLAS	224
VILLAVIEJA	FORTALECILLAS	223
RIOLORO	GARZON	206
ULLOA	RIVERA	205
ARCADIA	ALGECIRAS	198
URBANO	RIVERA	190
TERMALES	RIVERA	188
LOS CAUCHOS	PRAGA	188
SAN ANDRES	BARAYA	183
PEDREGAL	RIVERA	179
ROSALES	HOBO	177
LOS MEDIOS	RIVERA	177
PARAISO	ALGECIRAS	175
URBANO	PRAGA	175

Fuente. Informe AEGR

Tabla 3.4. Circuitos con mayores interrupciones

CIRCUITOS MENOS DISPONIBLES		
CIRCUITO	SUBESTACION	HORAS
LOS CAUCHOS	PRAGA	208
SANTANA	COLOMBIA	191
LAURELES – PATIA	BARAYA	171
MOTILON	BALSILLAS	171
ARAUCA	BALSILLAS	159
ROVIRA	BALSILLAS	155
URBANO	PRAGA	146
SAN ANDRES	BARAYA	142
SAN ANTONIO	VEGALARGA	137
PRAGA	PRAGA	136
CARRASPOSO	COLOMBIA	132
ARCADIA	ALGECIRAS	121
VEGALARGA	VEGALARGA	119
SAN LUIS	PALERMO	114
URBANO	COLOMBIA	112

Fuente. Informe AEGR

Las causas más recurrentes en fallas del Sistema Eléctrico de Electrohuila, obedecen en un 28.97% por inconvenientes de vegetación, seguido de un 27.24% por descargas atmosféricas y lluvias, la tercer causa más relevante con un 7.35% por motivos

desconocidos.

3.4 Descripción de la infraestructura

El sistema eléctrico de ELECTROHUILA, dado su alto nivel de cobertura rural, tiene una red altamente dispersa, buena parte de ella en topografía quebrada y en zonas de muy alto nivel cerámico (incluidas las áreas urbanas). La red es en un 90% abierta.

Tabla 3.5. Inventario Sistema Operado por Electrohuila

CONCEPTO	CANTIDAD
SUBESTACIONES	41
CIRCUITOS A 34.5 kV	39
CIRCUITOS A 13.8 kV	133
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	14890
MVA INSTALADOS EN DISTRIBUCIÓN	621
KILÓMETROS DE REDES 115 kV	171
KILÓMETROS DE REDES 34,5 kV	1127
KILÓMETROS DE REDES 13,8 kV	8020

Fuente. Informe AEGR

Vale la pena mencionar que la subestación Altamira posee conexión al STN en configuración sencilla con nivel de tensión 220/115 kV y una capacidad de 150 MVA.

4. ASPECTOS COMERCIALES

4.1 Cantidad de suscriptores

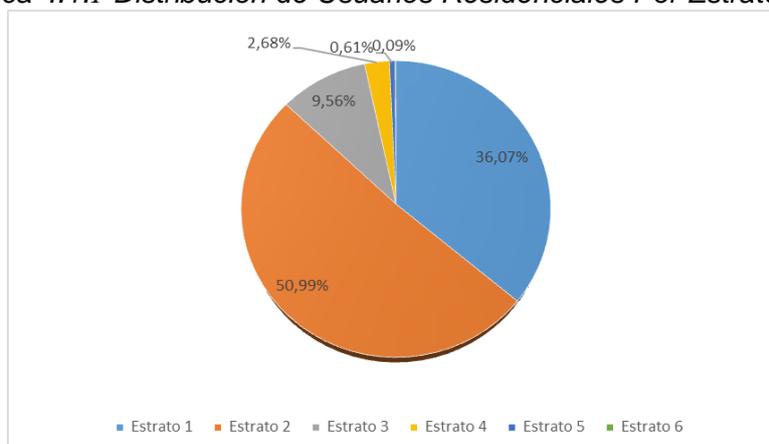
Tabla 4.1.1. Número de suscriptores 2012

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	249.330	92,12%
Total No Residencial	21.326	7,88%
Total Suscriptores	270.656	100,00%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.1 se observa que el número de suscriptores de la Electrificadora del Huila para el año 2012 es de 270.656, de los cuales el 92.1% corresponde al sector residencial.

Gráfica 4.1.1 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012



Fuente: SUI

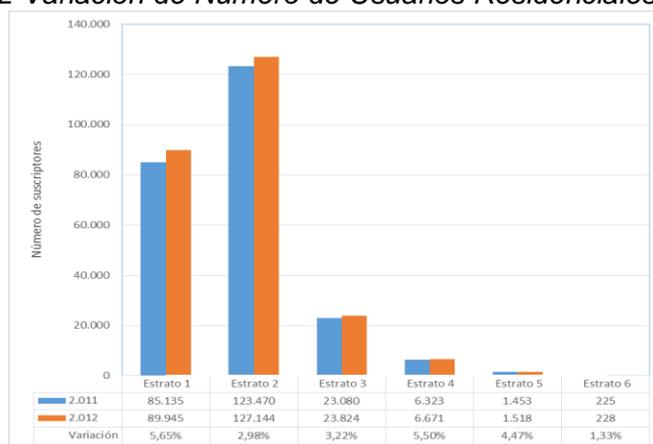
Tabla 4.1.2 Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	89.945	36,07%
Estrato 2	127.144	50,99%
Estrato 3	23.824	9,56%
Estrato 4	6.671	2,68%
Estrato 5	1.518	0,61%
Estrato 6	228	0,09%

Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.1 y Tabla 4.1.2, se concluye que el 87% de los usuarios pertenece a los estratos 1 y 2, y el 9.6% al estrato 3.

Gráfica 4.1.2 Variación de Número de Usuarios Residenciales 2011 – 2012



Fuente: SUI

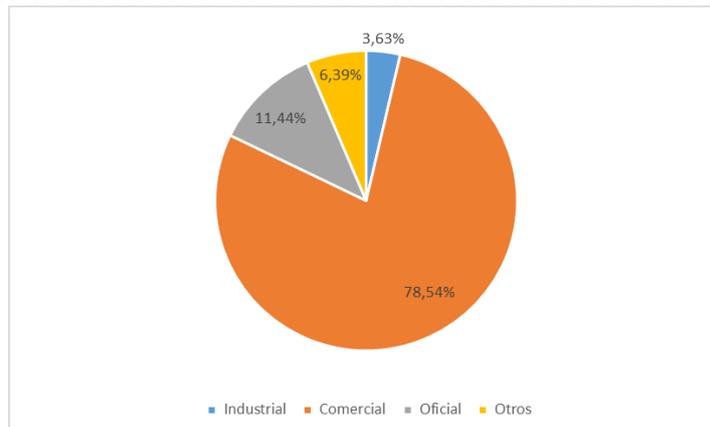
En la Gráfica 4.1.2 puede verse que en el año 2012 ha habido incrementos en el número de usuarios residenciales comparados con el año anterior. Estos incrementos anuales oscilaron entre el 1.3% ocurrido en el estrato 6, y el 5.6% en el estrato 1.

Tabla 4.1.3 Número De Usuarios No Residenciales Por Sector 2012

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	775	3,63%
Comercial	16.750	78,54%
Oficial	2.439	11,44%
Otros	1.362	6,39%

Fuente: SUI

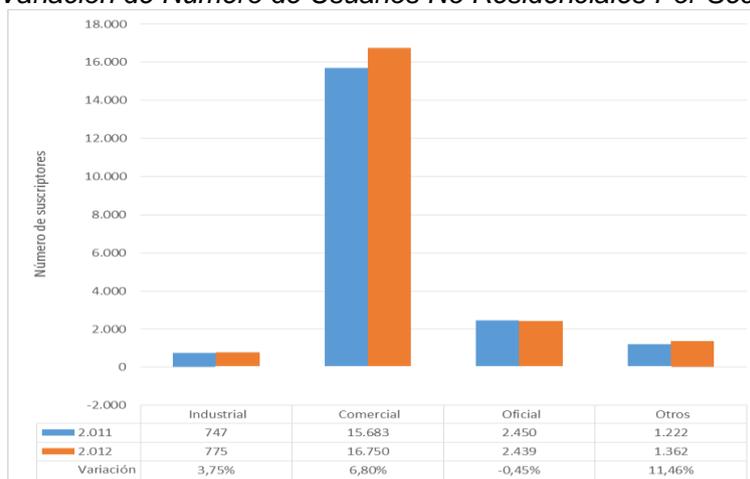
Gráfica 4.1.3 Distribución de Usuarios No Residenciales Por Sector 2012



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.3 y Gráfica 4.1.3 puede verse que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 78.5% corresponde al sector comercial, seguido del sector oficial, con el 11.4%. El menor porcentaje corresponde al sector industrial con el 3.6%.

Gráfica 4.1.4 Variación de Número 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, con excepción del sector oficial, el cual disminuyó en el 0.4%. Los mayores incrementos ocurren en Otros, con el 11.5%, y el sector comercial, con incremento anual del 6.8%.

Tabla 4.1.4 Distribución De Usuarios Por Departamento

Departamento	USUARIO	AÑO	
		2.012	Participación
CAQUETA	Total Residencial	347	0,14%
	Total No Residencial	7	0,03%
CAUCA	Total Residencial	701	0,28%
	Total No Residencial	29	0,14%
D.C.	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	1	0,00%
HUILA	Total Residencial	248.282	99,58%
	Total No Residencial	21.277	99,77%
META	Total Residencial		
	Total No Residencial	3	0,01%
NARIÑO	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	1	0,00%
RISARALDA	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	1	0,00%
TOLIMA	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	6	0,03%
VALLE	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	1	0,00%
Total Total Residencial		249.330	100,00%
Total Total No Residencial		21.326	100,00%

Fuente: SUI

Aunque en la Tabla 4.1.4 se observa que la empresa tiene usuarios en 9 departamentos, el porcentaje de usuarios en el departamento del Huila es del 99.6%.

Tabla 4.1.5 Número De Usuarios Comparado Con Colombia

	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Total Suma - Estrato 1	2.737.327	89.945	3,29%
Total Suma - Estrato 2	4.317.969	127.144	2,94%
Total Suma - Estrato 3	2.375.182	23.824	1,00%
Total Suma - Estrato 4	746.906	6.671	0,89%
Total Suma - Estrato 5	290.667	1.518	0,52%
Total Suma - Estrato 6	181.398	228	0,13%
Total Suma - Industrial	46.971	775	1,65%
Total Suma - Comercial	627.674	16.750	2,67%
Total Suma - Oficial	53.919	2.439	4,52%
Total Suma - Otros	39.970	1.362	3,41%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.5 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al sector oficial con el 4.5% y a los estratos 1 y 2, con el 3.3% y el 2.9% respectivamente.

Consumos

Tabla 4.1.6 Consumo De Kwh Por Sector

Sector	Kw H	Participación
Total Residencial	347.584.337	55,81%
Total No Residencial	275.191.466	44,19%
Total Suscriptores	622.775.803	100,00%

Fuente: SUI

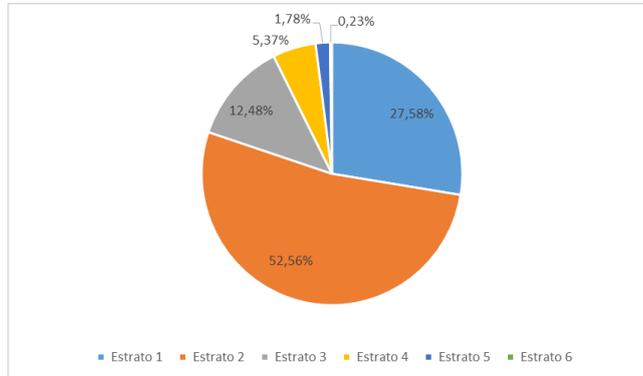
En la Tabla 4.1.6 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la Electrificadora del Huila para el año 2012 es de 622.775.803 Kwh, de los cuales el 55.8% corresponde al sector residencial, y el restante 44.2% corresponde al no residencial.

Tabla 4.1.7 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato

Estrato	KwH	Participación
Estrato 1	95.848.567	27,58%
Estrato 2	182.690.301	52,56%
Estrato 3	43.376.703	12,48%
Estrato 4	18.662.387	5,37%
Estrato 5	6.193.049	1,78%
Estrato 6	813.330	0,23%

Fuente: SUI

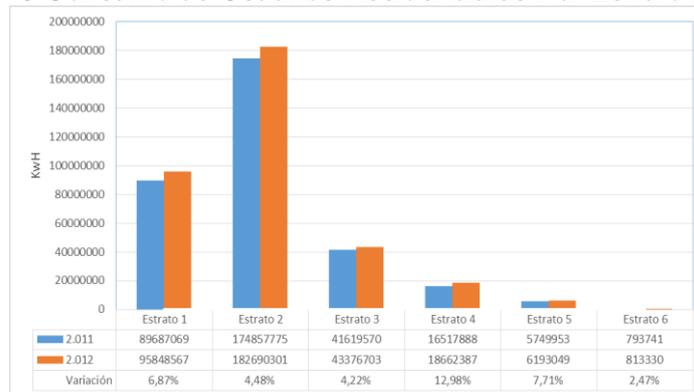
Gráfica 4.1.4 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.4 y Tabla 4.1.7, se concluye que el 80.2% del consumo de energía corresponde a usuarios de los estratos 1 y 2, y el 12.5% al estrato 3.

Gráfica 4.1.5 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato 2011 - 2012



Fuente: SUI

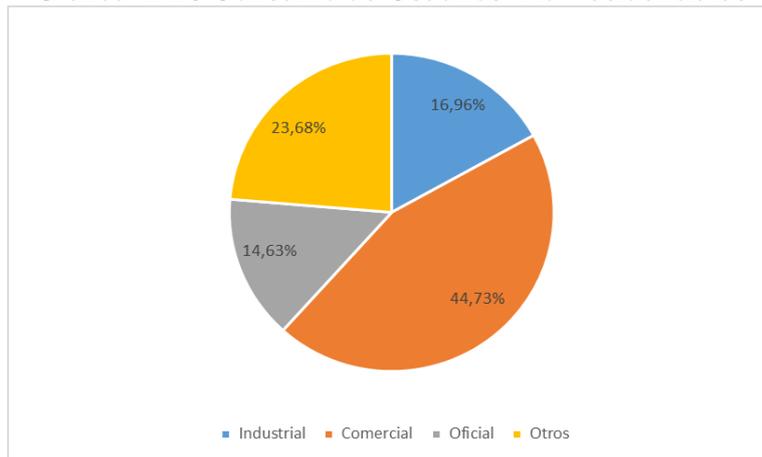
En la Gráfica 4.1.5 se observa que en todos los sectores se incrementó el consumo de energía en el año 2012 en comparación con el año anterior. Se destacan los mayores incrementos, los cuales ocurrieron en el estrato 4 con el 12.9% y el estrato 5 con el 7.7% de incremento anual.

Tabla 4.1.8 Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

Sector	Kw H	Participación
Industrial	46.666.561	16,96%
Comercial	123.103.494	44,73%
Oficial	40.248.390	14,63%
Otros	65.173.021	23,68%

Fuente: SUI

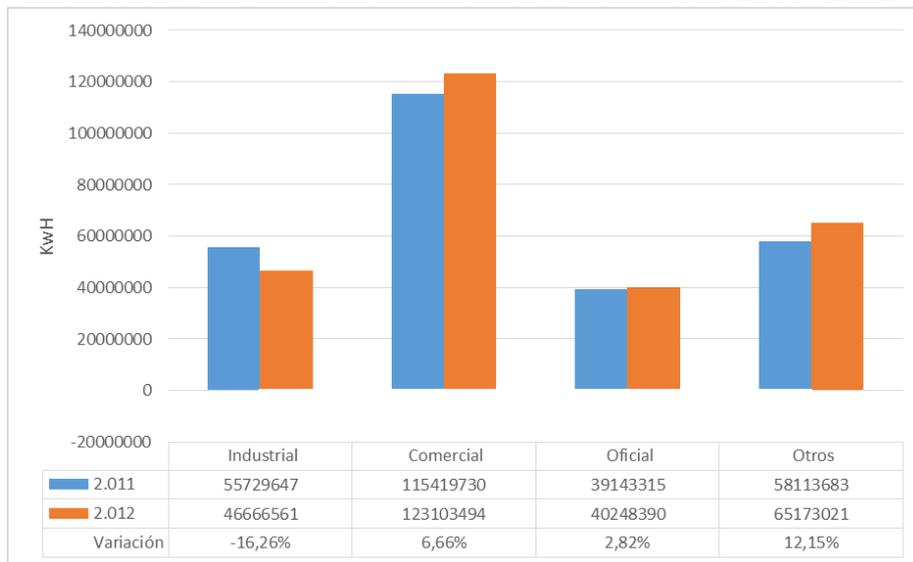
Gráfica 4.1.6 Consumo de Usuarios No Residenciales



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 44.7% corresponden al sector comercial, seguido de otros, con el 23.7%. Los menores porcentajes corresponde al sector industrial con el 17%, y el oficial con el 14.6%.

Gráfica 4.1.7 Consumo de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.7 se observa que en todos los sectores se incrementó el consumo de los usuarios, con relación al año anterior, con excepción del sector industrial, el cual disminuyó en el 16.3%. Los mayores incrementos ocurren en Otros, con el 12.2%, y el sector comercial, con incremento anual del 6.7%.

Tabla 4.1.8 Consumo de Kwh de Usuarios Por departamento

Departamento	USUARIO	AÑO	
		2.012	Participación
CAQUETA	Total Residencial	145.392	0,04%
	Total No Residencial	523.459	0,19%
CAUCA	Total Residencial	419.778	0,12%
	Total No Residencial	50.310	0,02%
D.C.	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	672.299	0,24%
HUILA	Total Residencial	347.019.167	99,84%
	Total No Residencial	269.095.336	97,78%
META	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	1.741.328	0,63%
NARIÑO	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	258.890	0,09%
RISARALDA	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	340.603	0,12%
TOLIMA	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	2.509.238	0,91%
VALLE	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	3	0,00%
SANTANDER	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial		0,00%
Total Total Residencial		347.584.337	100,00%
Total Total No Residencial		275.191.466	100,00%

Fuente: SUI

Aunque en la Tabla 4.1.8 se observa que la empresa tiene usuarios en 9 departamentos, el porcentaje de consumo en el departamento del Huila es del 99.8% en el sector residencial.

Tabla 4.1.9 Consumo de Kwh Comparado Con Colombia

	Total Consumo Colombia	Consumo Empresa	Participación
Total - Estrato 1	4.407.223.508	95.848.567	2,17%
Total - Estrato 2	6.109.402.080	182.690.301	2,99%
Total - Estrato 3	3.964.116.282	43.376.703	1,09%
Total - Estrato 4	1.453.637.917	18.662.387	1,28%
Total - Estrato 5	710.278.398	6.193.049	0,87%
Total - Estrato 6	680.918.417	813.330	0,12%
Total - Industrial	10.065.526.292	46.666.561	0,46%
Total - Comercial	7.060.243.373	123.103.494	1,74%
Total - Oficial	1.079.445.070	40.248.390	3,73%
Total - Otros	1.984.751.818	65.173.021	3,28%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.9 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al sector oficial con el 3.7%, otros y estrato 2, con el 3.3% y el 3% respectivamente.

Atención al cliente

Puntos de atención

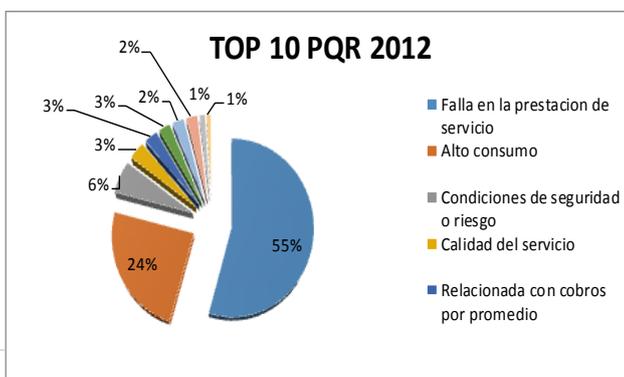
De acuerdo con la información obtenida de la página Web de ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P., se cuenta con puntos de atención permanentes, ubicados en la ciudad de Neiva y en otros municipios del departamento, los cuales se indican a continuación:

Tabla 4.1.10

Puntos de Atención
Oficina principal el Boté, Vía Palermo Km1, Neiva
Oficina de atención al cliente SAIRE, Neiva
Sede del Municipio de Garzón
Sede del Municipio de Pitalito
Sede del Municipio de la Plata

2 PQR

AÑO 2012	
CAUSAL	CANTIDAD
Falla en la prestación de servicio	25.164
Alto consumo	11.175
Condiciones de seguridad o riesgo	2.744
Calidad del servicio	1.551
Relacionada con cobros por promedio	1.269
Entrega y oportunidad de la factura	1.098
Estrato	1.096
cobro de otros cargos de la empresa	1.044
Error de lectura	522
Pago sin abono a cuenta	440
TOTAL	46.103



Pérdidas

Según lo indicado en el Informe de Gestión 2012, a diciembre del 2012, el índice de pérdidas totales en el mercado de comercialización del Operador de Red es de 14,09%.

Se logró una reducción respecto del 2011, año en el que se había llegado a un valor de 15,03%; en general el comportamiento histórico del índice de pérdidas muestra tendencia de reducción, debido en particular a la continuidad de las acciones de inspecciones y correcciones en instalaciones de medida de clientes, en especial del nivel de tensión 1. También se ha realizado control sobre grandes consumidores incluidas las fronteras comerciales propias y de otros comercializadores.

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 AEGR¹, destaca que la empresa presentó ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas, el

¹ Informe de Encuesta de Control Interno de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. ESP sui_ane_2012_1_5545492_1070321 página 3

plan de reducción de pérdidas no técnicas, proyecto que fue elaborado de acuerdo a la metodología definida en la Resolución CREG 172 de 2.011 y a la cual la Empresa decidió acogerse dadas las ventajas que ofrece, como es buscar que las empresas reduzcan sus pérdidas a niveles eficientes, con el propósito de reducir las tarifas a los usuarios, igualmente disminuir las necesidades de producción de energía a nivel nacional, reducir los costos de producción de la energía eléctrica, entre otros, estando pendiente la aprobación por parte del Regulador.

También destaca el informe del AEGR, que la Junta Directiva de Electrohuila, autorizó en el año 2012, contratar el levantamiento y actualización de la información georeferenciada de las redes eléctricas de nivel de tensión I, transformadores de distribución, vínculo usuario transformador con su nodo en nivel de tensión I, digitalización de dicha información, con el propósito de contar y verificar la base de datos en los cuales se apoyan los proyectos de calidad del servicio, reducción de pérdidas de energía.

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

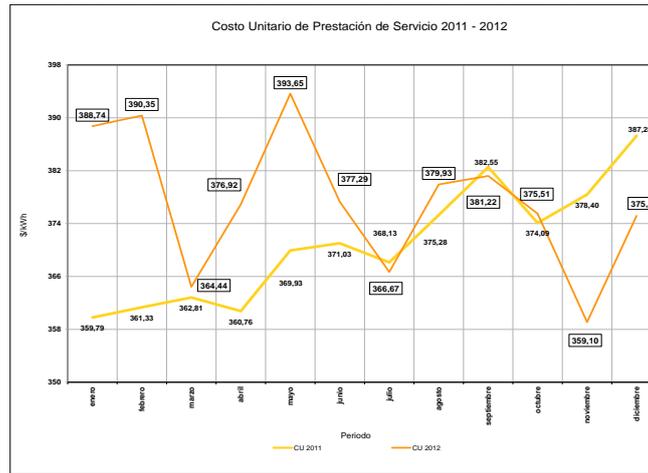
El costo unitario de prestación del servicio, que incluye el cargo de distribución unificado de la empresa Electrohuila para el nivel de tensión 1, presentó una disminución del 3.12% con respecto al CU del mes de diciembre de 2011, tal como se detalla en el gráfico 4.2.1.

Como se puede observar en la gráfica anterior, la tarifa más alta durante el año 2012 se presentó en el mes mayo de 2012, como resultado del incremento de los componente de restricciones, distribución y generación que se incrementaron en su orden 83,94%, 5.78% y 4,34% respectivamente. El resto de los componentes en este mes permanecieron estables. En lo corrido del 2012, se observa que el componente de restricciones es el que más presente fluctuaciones, dentro del CU.

Con el objetivo de disminuir las diferencias entre los cargos por uso a usuarios finales de distintos sistemas, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 388 de 2007, mediante el cual ordena a la CREG conformar Áreas de Distribución – ADD, lo cual se

estableció a través de la Resolución CREG 058 de 2008 donde se crearon cuatro Áreas de Distribución.

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



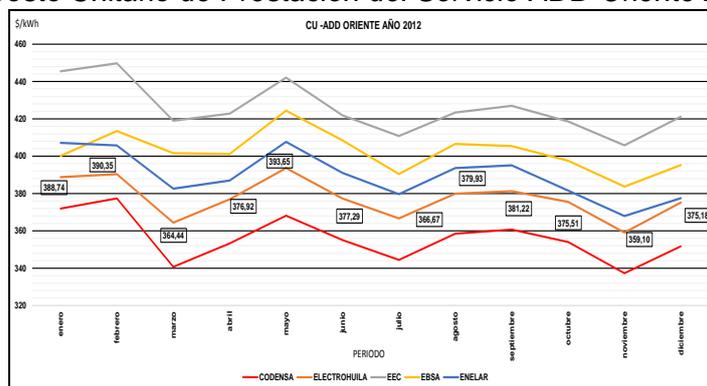
Fuente: *Publicación de tarifas de ESP*

El Ministerio de Minas y Energía, expidió el Decreto 3451 de 2008, por medio del cual se modificó el Decreto 388 de 2007 en el sentido de retomar la potestad de la conformación de las ADD, manteniendo el esquema donde se había iniciado.

De conformidad con lo establecido en la Resolución MME 182306 de 2009, la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P., hace parte de la ADD Oriente, la cual está integrada también por los Operadores de Red: Codensa S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., y Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P.

El Costo Unitario de Prestación del Servicio, para las empresas que conforman la ADD Oriente, se observa en el Gráfica 4.2.2.

Gráfica 4.2.2. Costo Unitario de Prestación del Servicio ADD Oriente Año 2011 – 2012



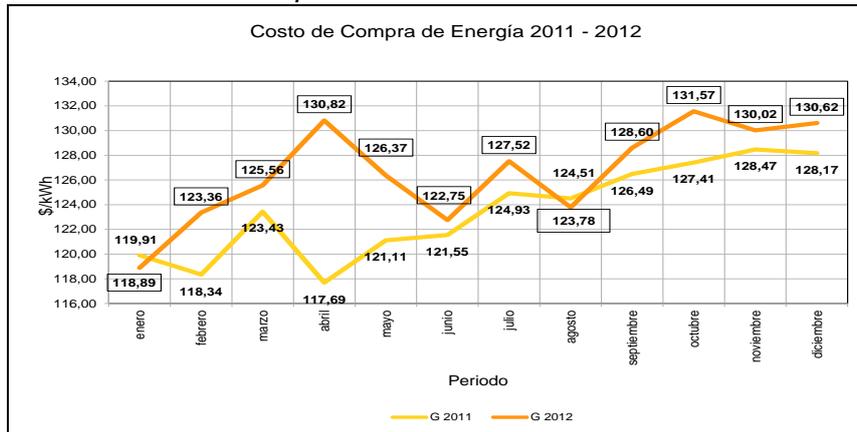
Fuente: *Publicación de tarifas de ESP de ADD Oriente*

Compra de Energía G:

La componente de generación representa el costo de compra de energía que realiza el comercializador en mercado mayorista, la variación de la misma esta dado especialmente a los precios de Bolsa de Energía como a los precios de los contratos bilaterales de suministro de largo plazo que tiene la empresa.

Tal como se observa en la gráfica 4.2.3., durante el periodo del año 2011 la compra de energía oscilo entre 117,18 y 128,47 \$/kWh y durante el 2012 en términos generales tuvo una variación entre 118 \$/kWh y 131,57 \$/kWh.

Gráfico 4.2.3. Componente de Generación Año 2011 - 2012

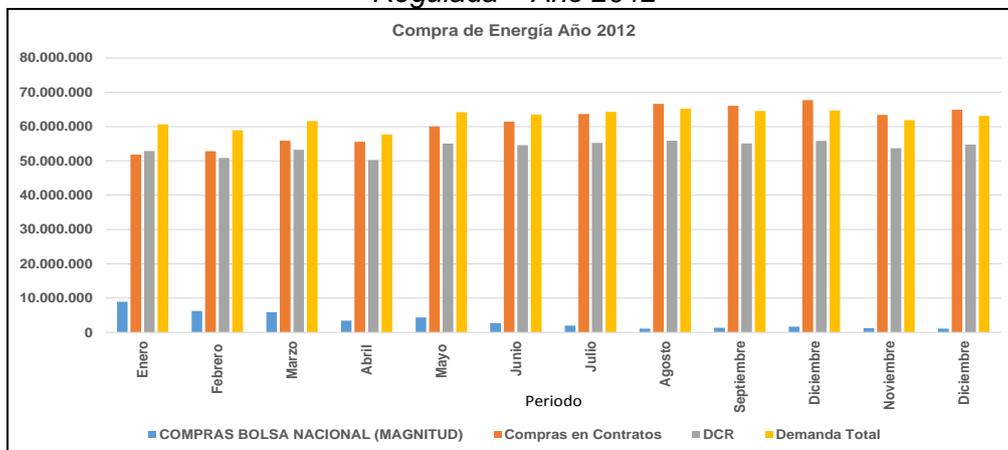


Fuente: Publicación de tarifas de ESP

Sobre el componente de compra de energía el AEGR², informa que en el año 2011, cuando la exposición a la bolsa fue muy favorable por la alta disponibilidad de recurso hídrico en el país, y que fue muy bien aprovechado por la electrificadora. Ahora, como en el año 2012 la expectativas no eran las mismas, se recurrió a preferir las compras mediante contratos de largo plazo y disminuir la exposición a la bolsa, situación que también resulto exitosa, y que muestra claramente que la Electrificadora está muy atenta a ver las señales del mercado para realizar la mejor negociación en el proceso de adquirir su energía

La gestión de compra para el año 2012 en bolsa y contratos, al igual que la demanda regulada y demanda total se observa en la gráfica 4.2.4., donde se observa que los factores con mayor influencia en el comportamiento de esta variable, no son las cantidades de energía, si no los precios tranzados tanto en bolsa como en contratos, tal como se puede apreciar en la gráfica 4.2.4.

Gráfico 4.2.4. Compras de Energía en Bolsa y Contrato y Demanda Comercial Regulada – Año 2012



Fuente: Información de XM - Neón

² Informe AEGR, relacionado con Aspectos Adicionales a Electrohuila, página 2

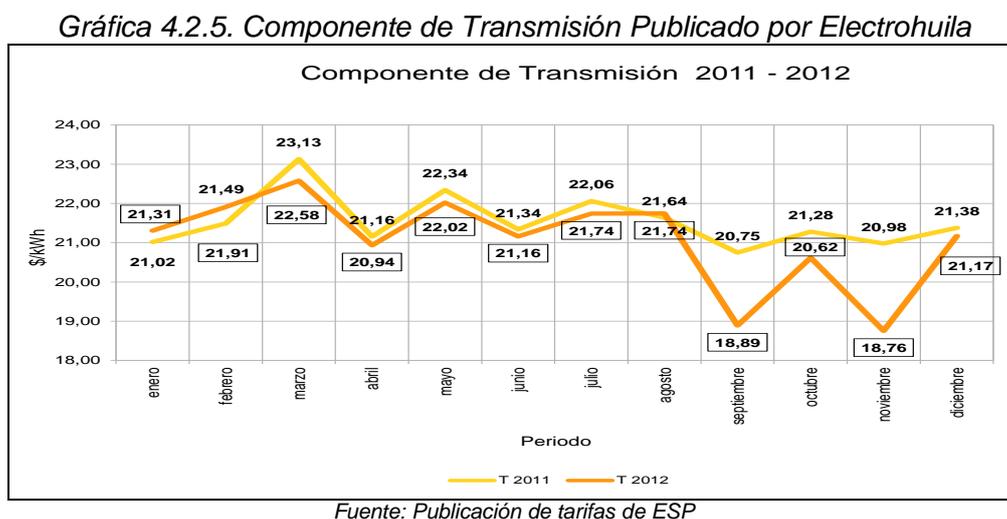
Componente de Transmisión T:

El costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión, componente T, es un valor único para todos los comercializadores, a través del cual se paga el transporte de energía de las plantas de generación hasta las redes de Transmisión Regional STR, la gráfica siguiente muestra el valor de T empleado por el prestador dentro del CU, valor que se actualiza con el Índice de Precios al Productos y varía mensualmente por la demanda nacional.

Se señala que a partir de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 157 de 2011 y de acuerdo con lo publicado por el LAC, en Julio de 2012, el LAC cambió la fecha de publicación de los cargos del STR donde el insumo para el cálculo es la mejor información disponible, esto es la información de los cargos propios del mes donde se calculan las tarifas.

En términos generales el valor del componente T, durante el año 2012, tuvo una tendencia a la baja, con respecto a los valores que calculo el LAC para el año 2011. En correspondencia con lo anterior, se observan que para los meses de julio y agosto, el prestador empleo el valor de 21,74 \$/kWh, y en el mes de septiembre empleo un menor valor compensando la diferencia de lo cobrado en los meses de julio y agosto, situación será objeto de evaluación por parte de esta Superintendencia en la siguiente vigencia.

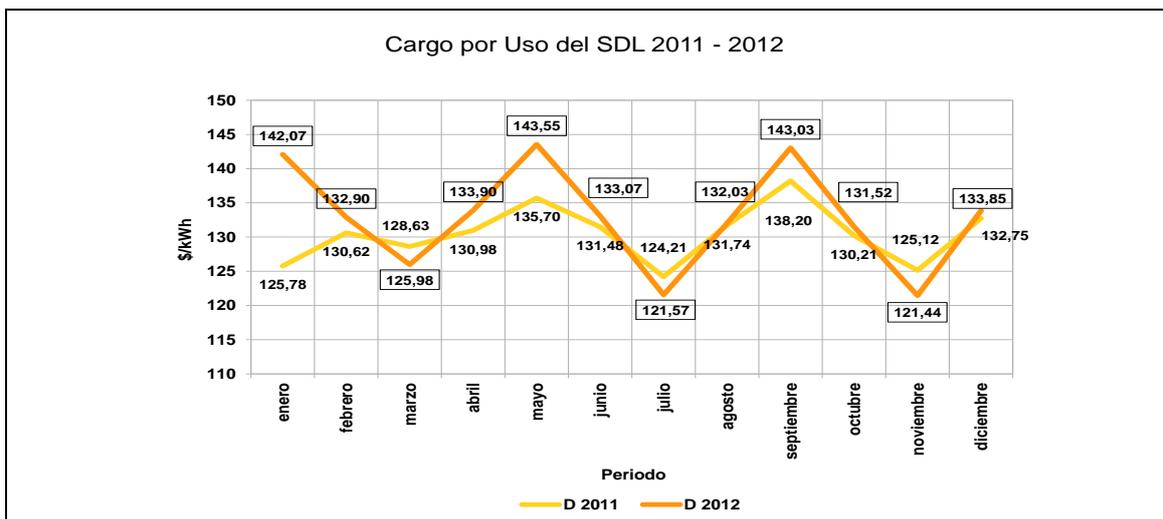
El valor del componente T, empleado por el prestador durante los meses de los años 2011 y 2012, se muestran en la gráfica 4.2.5.



Componente de Distribución D:

Corresponde al valor que se paga por transportar la energía desde el Sistema de Transmisión Nacional hasta el usuario final a través de los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local. La variación del cargo unitario unificado de la ADD Oriente calculado por XM a la cual pertenece Electrohuila S.A. E.S.P., presenta una variación entre 121,43 y 143,55 \$/kWh, para el año 2012, se presenta en la gráfica 4.2.6.

Gráfica 4.2.6. Componente de Distribución - ADD Oriente Años 2011 - 2012



Fuente: Publicación de tarifas de ESP de ADD oriente

El informe del AEGR Consultores Técnicos y Económicos Asociados Ltda³, incluye el siguiente concepto sobre el ingreso de la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. a la senda tarifaria, "(...) definitivamente ha sido beneficioso, los resultados muestran que en el periodo las ventas de energía a clientes regulados crecieron el 5,3%, pero los ingresos por este concepto se incrementaron en el 13,6%. Los beneficios recibidos por los clientes de Electrohuila se visualizan en el poco crecimiento tarifario, Los valores que otros mercados han cancelado a Electrohuila por Áreas de distribución ADD, en el año 2010 ascendió a \$26.374 millones, en el año 2011 \$41.154 millones y en el año 2012 \$43,644 millones valores que han dejado de cancelar los usuarios del Departamento del Huila. (...)”

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 Electrificadora del Huila 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.

³ Informe AEGR, relacionado con Aspectos Adicionales a Electrohuila, página 2

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.

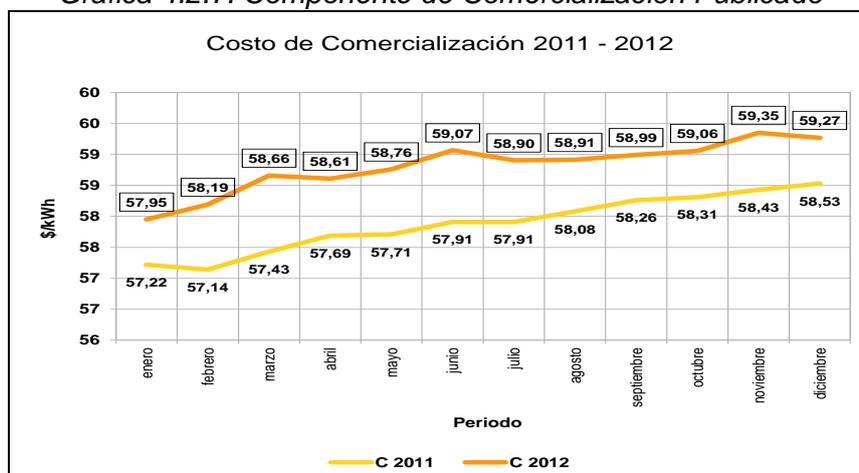
En virtud de dicha función, la Dirección Técnica de Gestión de Energía - DTGE, identificó la necesidad de implementar una jornada de verificación del reporte y cálculo del Porcentaje de Administración, Operación y Mantenimiento a Reconocer - PAOMR para cada uno de los operadores de red - OR, relativo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

Dentro de la mencionada jornada, se solicitó a la empresa la verificación del cálculo del PAOMR reportado el año 2012 con información 2011, resultado de dicha verificación, la empresa determinó que el PAOMR 2012 es igual a 2,61%.

Componente de Comercialización C:

La componente de Comercialización, incluyen el margen de la actividad, el riesgo de cartera, pagos al Administrador del Mercado, al Centro Nacional de Despacho, así como las contribuciones a la CREG y SSPD y los costos de atención comercial del usuario del servicio de energía eléctrica. El valor de este componente para la empresa se detalla en la Gráfica 4.2.7., la tendencia que sigue esta componente es la del índice de precios al consumidor IPC, con un incremento en diciembre de 2012 de 0,74 \$/kWh, con respecto al valor de diciembre de 2011. En los meses de marzo y julio de 2012, se presentan incrementos de 1,23 y 1.16 \$/kWh respectivamente con respecto al valor de la componente en estos mismos meses en el año 2011.

Gráfica 4.2.7. Componente de Comercialización Publicado



Fuente: Publicación de tarifas de ESP de ADD Oriente

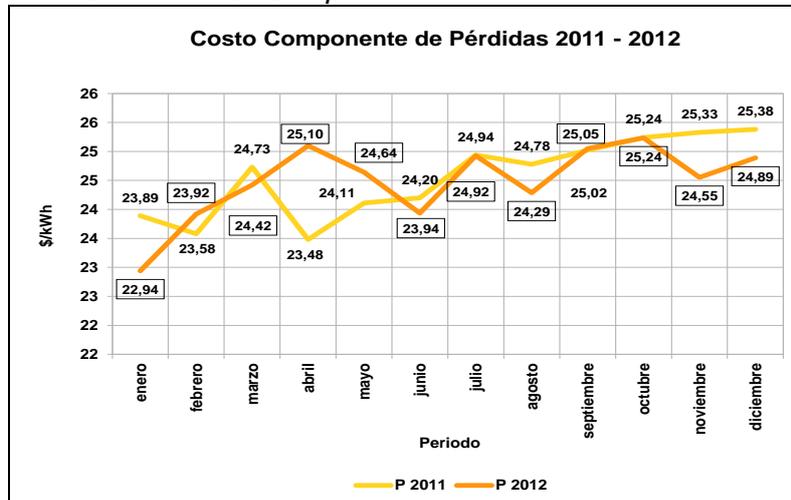
Componente de Pérdidas P

El informe del AEGR, destaca en éste tema, el desarrollo del proyecto de confiabilidad para la ciudad de Neiva el cual aportará al tema de reducción de pérdidas, mejorando con ello el índice de la empresa.

El valor del componente de pérdidas más alto durante el año 2012, se presentó en el mes de octubre de 2012, sin embargo, este valor es inferior al más alto presentado en la anualidad del 2011, el cual presentaba un valor de \$25,38 por kWh, es importante resaltar que el valor de esta componente está sujeto a los cambios o variaciones que se presentan en la componente de Generación que está relacionado de forma directa por la compra de contratos y las variaciones que se presentan en el componente de Transmisión.

El valor de las Pérdidas de los años 2011 y 2012 se observan en la gráfica 4.2.8.

Gráfica 4.2.8. Componente de Pérdidas Publicado



Fuente: Publicación de tarifas de ESP

De acuerdo con la información reportada por el prestador, desde enero de 2012, dan aplicación a lo establecido en las Resoluciones CREG 173 de 2011, la cual se detalló en el numeral 4.2.1., de este informe, el AEGR afirma que este resultado se da por las menores exigencias al sistema de distribución y las acciones que se desarrollan para la recuperación de pérdidas en la empresa.

Componente de Restricciones

Tal como lo señala la Regulación, las restricciones son limitaciones que tiene el Sistema Interconectado Nacional - SIN, para atender los requerimientos de energía (líneas de transmisión fuera de servicio, limitaciones técnicas, etc.), lo cual da lugar a generaciones de energía forzadas que pueden ser fuera de mérito, esto es, más costosas que la generación de energía en condiciones ideales.

Se observa que para el Electrohuila S.A. E.S.P., el comportamiento de las restricciones durante los ocho primeros meses del año 2012 oscilaron entre 30.08 \$/kWh y 7.25 \$/kWh, se puede afirmar que están han sido volátiles. Situación opuesta en los últimos cuatro meses del 2012, donde el valor de las restricciones se estabilizan al situarse entre 7.51 \$/kWh a 5,38 \$/kWh, el comportamiento de las mismas se detalla en la gráfica 4.2.9.

Gráfica 4.2.9, Componente de Restricciones.



Fuente: Publicación de tarifas de ESP

4.2.3. Evolución de las tarifas

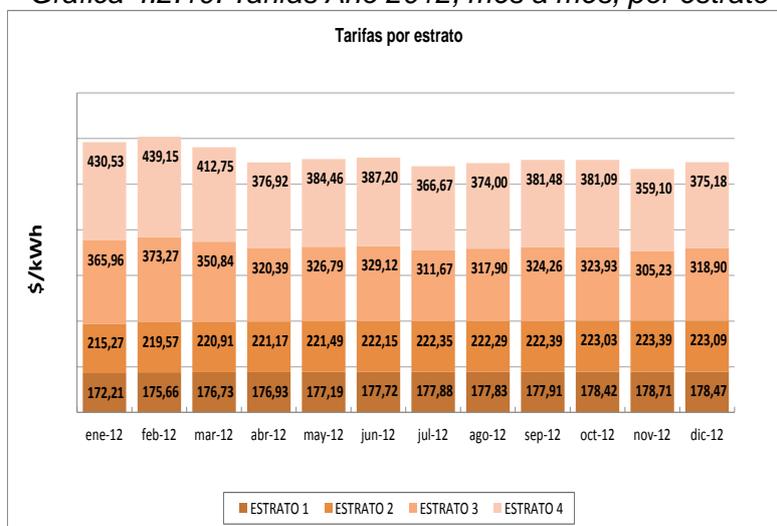
Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas en los años 2011 y 2012, por las empresas comercializadoras de energía eléctrica, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la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

Evolución de las tarifas 2012 del prestador

Es importante mencionar que la empresa durante algunos meses del año 2011 y 2012 se acoge a la opción tarifaria, según las disposiciones del ente Regulador en la Resolución CREG 168 de 2008, es por eso que se pueden presentar diferencias con el CU presentado en el numeral 4.2.2., de este informe.

En la gráfica 4.2.10, se puede observar las tarifas publicadas y aplicadas por la Electrificadora del Huila 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.

Gráfica 4.2.10. Tarifas Año 2012, mes a mes, por estrato



Fuente: Información Publicada por la ESP

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 430,53 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 172,21 \$/kWh, asignado un subsidio del 60% para este periodo.

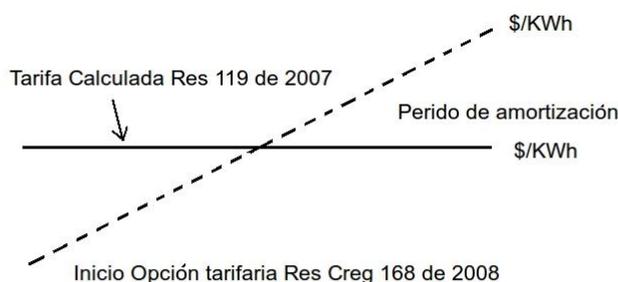
De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue una disminución del 12,85% en la tarifa, que para enero del 2011 eran de 430,53 \$/kWh y en diciembre de 375,18 \$/kWh. Es de anotar que en el último mes de la vigencia del 2012, el prestador no se acogió a la opción tarifaria

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

Desde el punto de vista del usuario, el efecto de las ADDs es determinar un cargo de distribución único (componente D de la tarifa) para todos los agentes que la integran; las empresas cuyo cargo D es superior al cargo único, aplicarán un D menor a sus usuarios y viceversa; por lo tanto, para el caso en que el cargo D de la empresa sea menor, es decir, $D_t(\text{agente}) < D_t(\text{único})$, algunas empresas tratan de minimizar el impacto de incrementar súbitamente la tarifa, al aplicar la opción tarifaria definida en la Resolución CREG 168 de 2008 y que le ofrece la posibilidad de cambiar el CU cuando las condiciones del mercado presentan un impacto considerable para el consumidor.

No obstante, como la empresa deja de recibir parte de los ingresos hasta que la tarifa se normaliza, continúan aplicando la opción hasta que se recupere el valor financiado, lo que se traduce en cobros relativamente elevados pero con incrementos parciales como se evidencia en la gráfica 4.2.10.

Grafica 4.2.10 Aplicación de la Opción Tarifaria



También, se considera importante mencionar que se efectuó un estudio por parte de la Superintendencia, a través de un contrato relacionado con las ADD, y las conclusiones para el prestador son las siguientes:

“(...) ELECTROHUILA es un mercado que ha sido deficitario, por tanto los usuarios han obtenido beneficios. Los usuarios de este mercado han percibido disminuciones tarifarias que van desde un 5% hasta un 19%, lo cual representa una variación errática.

ELECTROHUILA tiene aproximadamente 246.973 usuarios en el nivel de tensión 1, de los cuales el 79,8% son de estrato 1 y 2. El total de usuarios subsidiados representa el 89,1%, los usuarios contribuyentes son el 6,9%, el restante 4,1% son usuarios que no contribuyen ni reciben subsidio.

ELECTROHUILA consume aproximadamente el 5,4% de la energía de nivel de tensión 1 del ADD ORIENTE. De la energía vendida en el sistema operado por

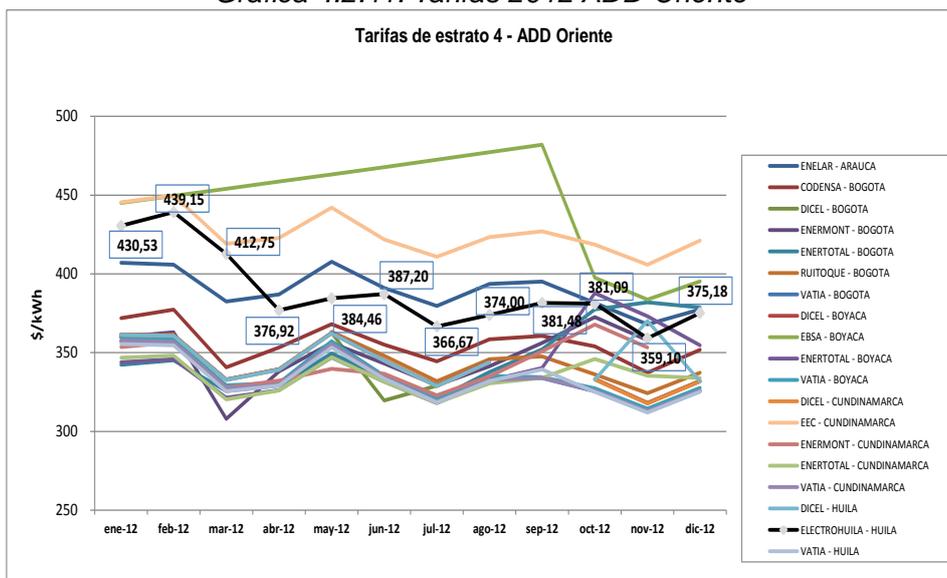
ELECTROHUILA el 64,7% es consumida por los estratos 1, 2 y 3; el 14,3% por usuarios que pagan el CU y el restante 21% por usuarios contribuyentes.

Beneficios de ELECTROHUILA: El beneficio total recibido por los usuarios de nivel 1 ubicados en el mercado operado por ELECTROHUILA alcanza un monto de \$55.874'455.538 pesos de julio de 2012, el cual representa el 23,5% de los beneficios recibidos por los usuarios de esta ADD. De estos beneficios los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 han recibido un 45,7%, los usuarios que pagan el CU un 20,1% y los usuarios que contribuyen un 34,2%.

Costos de ELECTROHUILA: Los usuarios de nivel 1 ubicados en el sistema operado por ELECTROHUILA no han asumido costos. (...)⁴

Teniendo en cuenta lo anterior, vale la pena observar las tarifas aplicadas por las diferentes comercializadoras que operan en el mercado del Huila incluyendo las empresas que conforman el ADD Oriente, tal como se presentan en la gráfica 4.2.11:

Gráfica 4.2.11. Tarifas 2012 ADD Oriente



Fuente: Tarifas publicadas por las ESP de ADD Oriente y Comercializadoras

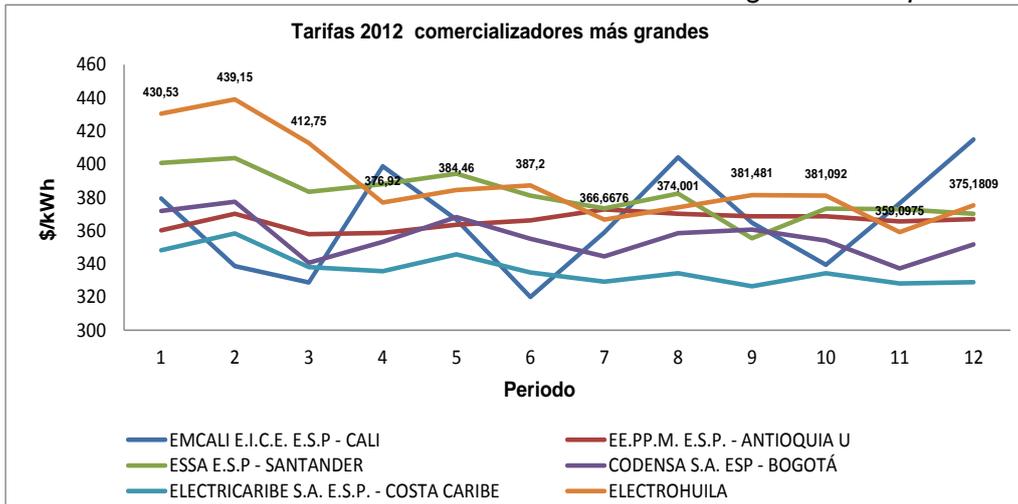
De la gráfica 4.2.11., se infiere que la empresa pasó de ocupar la tercera posición como empresa con la tarifa aplicada más costosa a la quinta.

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

De la gráfica 4.2.12, se observa un comportamiento similar del prestador frente a los comercializadores, toda vez que también frente a los comercializadores más grandes del país la empresa disminuyó la tarifa pasando de la primera a la segunda posición.

⁴ Informe Final de ADD del 2012

Gráfica 4.2.12 Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país



Fuente: Tarifas publicadas por las ESP de ADD Oriente y Comercializadoras

Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador

En la gráfica 4.2.13., se observa 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.

Gráfica 4.2.13. Tarifas Aplicadas Años 2011 - 2012



Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP

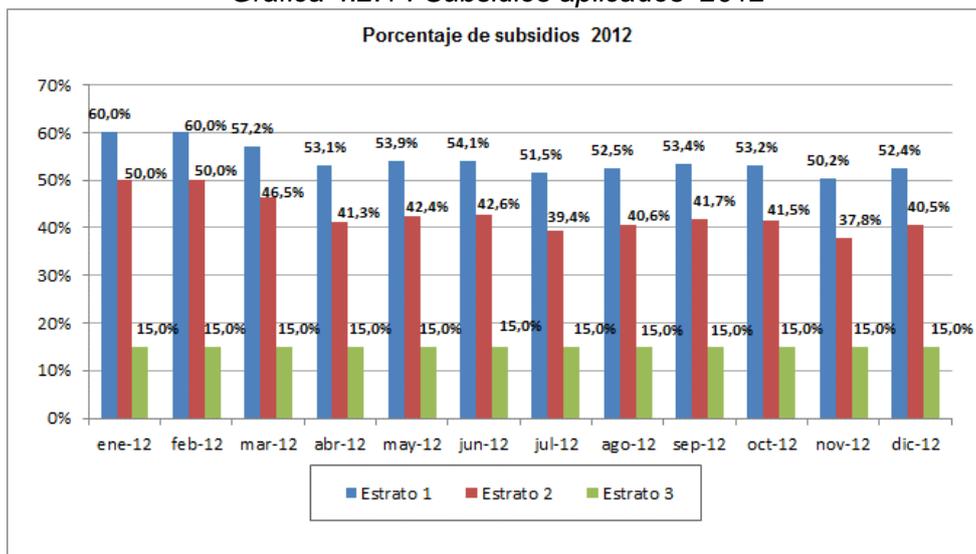
Consumos de Subsistencia Vigentes.

La Resolución UPME⁵ 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 gráfica 4.2.14 se presenta el porcentaje de subsidios al consumo de subsistencia, para los estratos 1, 2, y 3.

⁵ UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

Gráfica 4.2.14 Subsidios aplicados 2012



Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP

De acuerdo con la gráfica anterior y al comportamiento de las tarifas durante lo corrido del año 2012, los subsidios aplicados para el estrato 1 se encuentra entre el 60% y 50.2%, en el estrato 2, en 50% al 37,8% y para el estrato 3, prevalece lo dispuesto en la Ley 142 de 1994 otorgando el 15% de subsidios.

4. 2. 4. Subsidios y Contribuciones

En la tabla 4.1 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 4.2.1. Subsidios y Contribuciones 2011-2012

Estrato/Sector	2011	2012
Estrato 1	18.940.380.594	19.604.810.360
Estrato 2	28.269.010.539	27.397.436.776
Estrato 3	1.694.542.462	1.819.542.691
Total Subsidios	48.903.933.595	48.821.789.827
Estrato 5	407.680.710	455.039.281
Estrato 6	54.495.403	58.572.258
Industrial	2.602.659.024	1.564.747.900
Comercial	7.410.514.703	8.288.532.415
Total Contribución	10.475.349.840	10.366.891.854
Déficit	-38.428.583.755	-38.454.897.973

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 los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME, situación que ha incrementado la brecha entre los subsidios otorgados y los recursos para cubrirlos provenientes del FSSRI.

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador se incrementó en 0.07%, cerca de \$26 millones entre los años 2011 y 2012. La empresa otorgó durante el 2012 subsidios cercanos a \$ 49.000 millones, de los cuales el 59% (\$27.400 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2, el 40% al estrato 1 (\$19.605 millones) y por último un 4% a los usuarios del estrato 3 (\$1.800 millones), además facturó contribuciones por un valor total de \$10.400 millones los cuales el 78% fueron del sector comercial (\$8.289 millones), los aportes de los usuarios del sector industrial representan cerca del 15% de los aportes totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$38.455 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$48.822 millones y recaudar un total de \$10.400 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, la información disponible en esta Entidad muestra que a 30 de septiembre de 2012, el Ministerio de Minas y Energía valido en firme un déficit de \$ 7.428 millones, de acuerdo con la información del radicado 20125290643822 y que la empresa envió copia de la conciliación remitida al MME del cuarto trimestre de 2012, a esta Entidad.

Según las conciliaciones efectuadas por el Ministerio, entre el año 2011 y 2012, se observó lo siguiente:

Tabla 4.2.2. Conciliaciones MME 2011-2012

Concepto		2011	2012
Subsidios		50.697.502.148	51.279.834.792
Contribuciones		13.702.673.839	11.756.044.069
Déficit / Superávit		- 36.994.828.309	- 39.523.790.723
Giros de	Presupuesto Nal	43.198.016.652	42.590.407.000
	FSSRI	1.223.031.972	2.603.000.000

Fuente: SUI

Para el año 2012, el Ministerio de Minas y Energía MME, efectúa el cálculo de las conciliaciones determinando un déficit del orden de \$39.524 millones, los cuales son cubiertos con recursos del FSSRI por un monto de \$2.603 millones y con recursos del Presupuesto Nacional por un monto de \$42.590 millones.

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 \$38.455 millones.

5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

Indicadores de Gestión

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, la Electrificadora del Huila cumple con 3 de los indicadores de gestión financieros planteados para las empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica.

El indicador de rotación cuentas por cobrar esta fuera de los referentes establecidos, pero está cerca de este. La empresa explica que el componente principal de la cartera es el subsidio causado a los clientes en la facturación. Sin este impacto el indicador sería de 45.5 días y por lo tanto inferior al referente. En cuanto a este el auditor indica que el resultado de esta rotación está muy cerca del referente, y que las políticas de cobro para la recuperación de cartera están claramente definidas y se cumplieron en 2012.

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	27.37%	25%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6,00	49,8	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	52.93	53,6	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	36.72	30,2	Cumple
Razón Corriente – Veces	1,38	2,1	Cumple

Fuente SUI

En cuanto a la rotación cuentas por pagar, la empresa indica que cancela todos sus compromisos dentro de los treinta días siguientes a su causación. Los contratos de largo plazo de compra de energía se cancelan el 1 día siguiente al periodo de uso o consumo; las transacciones en bolsa se cancelan en día 17 después del consumo. El auditor señala que la empresa se caracteriza por el pago oportuno a los proveedores, la empresa cuenta con políticas de pronto pago.

La razón corriente es uno de los indicadores que se encuentran dentro del referente establecido, la empresa señala que cuenta con disponibilidad de recursos para atender las obligaciones de corto plazo, el auditor añade que este se mantiene sobre la meta establecida.

Por otra parte, el margen operacional, la empresa indica que no debería ser clasificada como generador, debido a que sus ingresos por esa actividad no representan mas del 2% de los ingresos totales, en cuanto a esto el auditor indica que la empresa presento un EBITDA superior a los \$79.403 millones, producto de la generación de ingresos.

Finalmente Cubrimiento gastos financieros, la generación interna de fondos cubre suficientemente el servicio de la deuda. Con respecto a este indicador el auditor señala que la empresa siempre ha cumplido este indicador, debido a que las utilidades superan de manera significativa las obligaciones financieras a corto plazo.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

1. Oportunidad de reporte

La empresa Electrificadora del Huila S.A E.S.P, presenta reportes de información fuera de la fechas establecidas por las Resoluciones SSPD, por lo tanto, se observa la disponibilidad de la información actualmente en el SUI y presenta pocos pendientes. Sin embargo, la extemporaneidad de la información no permite la consolidación en reportes para que las empresas usuarias de la misma realicen el análisis respectivo a tiempo.

Tabla 6.1. Oportunidad de información reportada al SUI.

FORMATO	RESOLUCIÓN	ESTADO FINAL	PERIODO	PERIODICIDAD	AÑO
FORMATO 22	20102400008055	PENDIENTE	Enero	Anual	2012
FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO	20121300017645	PENDIENTE	Octubre	Mensual	2012
FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO	20121300017645	PENDIENTE	Noviembre	Mensual	2012
FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO	20121300017645	PENDIENTE	Diciembre	Mensual	2012
FORMATO 1	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Abril	Mensual	2012
FORMATO 3	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Abril	Mensual	2012
FORMATO 3	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Mayo	Mensual	2012
FORMATO 5	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Febrero	Mensual	2012
FORMATO 6	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Abril	Mensual	2012
FORMATO 6	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Febrero	Mensual	2012
FORMATO 6	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Mayo	Mensual	2012
FORMATO 6	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Septiembre	Mensual	2012
FORMATO 6	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Noviembre	Mensual	2012
FORMATO 6	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Diciembre	Mensual	2012
FORMATO 11	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Agosto	Mensual	2012
FORMATO 12	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Agosto	Mensual	2012
FORMATO 12	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Octubre	Mensual	2012
FORMATO 13	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Agosto	Mensual	2012
FORMATO 15	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Febrero	Mensual	2012
FORMATO 15	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Agosto	Mensual	2012
FORMATO 18	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Enero	Anual	2012
FORMATO 19	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Enero	Anual	2012
FORMATO 19	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Febrero	Anual	2012
FORMATO 19	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Marzo	Anual	2012
FORMATO 19	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Abril	Anual	2012
FORMATO 20	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Febrero	Anual	2012
FORMATO 20	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Marzo	Anual	2012
FORMATO 21	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Octubre	Mensual	2012
FORMATO 21	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Julio	Mensual	2012
FORMATO 21	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Junio	Mensual	2012
FORMATO 21	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Mayo	Mensual	2012
FORMATO 21	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Abril	Mensual	2012
FORMATO 21	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Marzo	Mensual	2012
FORMATO 21	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Enero	Mensual	2012
FORMATO 21	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Febrero	Mensual	2012
FORMATO 25	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Enero	Mensual	2012
FORMATO 25	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Febrero	Mensual	2012
FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES	20121300004355	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Febrero	Mensual	2012
FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES	20121300004355	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Enero	Mensual	2012
FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES	20121300004355	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Marzo	Mensual	2012
CONCEPTOS FLUJO DE CAJA ENERGIA RES 2395	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Enero	Anual	2012
INFORMACIÓN BASICA DE CIRCUITOS E INTERRUPCIONES - ALIMENTADORES		CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Febrero	Mensual	2012
INFORMACIÓN BASICA DE CIRCUITOS E INTERRUPCIONES - TRANSFORMADORES VARIOS MERCADOS		CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Febrero	Mensual	2012
INFORMACIÓN BASICA DE CIRCUITOS E INTERRUPCIONES - TRANSFORMADORES VARIOS MERCADOS		CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Junio	Mensual	2012
FORMATO 2 - 502 CHEC S.A. E.S.P.	20121300017645	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Julio	Mensual	2012
FORMATO 2 - 520 CEDENAR S.A. E.S.P.	20121300017645	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Julio	Mensual	2012
FORMATO 2 - 536 EPSA E.S.P.	20121300017645	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Julio	Mensual	2012
FORMATO 2 - 600 EMSA E.S.P.	20121300017645	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Julio	Mensual	2012
FORMATO 2 - 1032 ELECTROCAQUETA S.A. ESP	20121300017645	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Julio	Mensual	2012
FORMATO 2 - 2103 CODENSA S.A. ESP	20121300017645	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Julio	Mensual	2012
FORMATO 2 - 3332 ENERTOLIMA S.A. E.S.P	20121300017645	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Julio	Mensual	2012

Fuente: SUI

2. Calidad de la información comercial reportada.

Para verificar la calidad de la información reportada en el año 2012 por la empresa, se realiza análisis sobre la información comercial residencial y no residencial, entre ellos se encuentran:

Tabla 6.2. Usuarios por estrato para Electrohuila en 2012.

Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Total Residencial	Industrial	Comercial	Oficial	Otros	Total No Residencial
Enero	86,817	123,408	23,526	6,432	1,463	220	241,866	727	16,337	2,436	1,263	20,763
Febrero	81,073	123,150	23,324	6,431	1,455	210	235,643	752	16,232	2,212	1,273	20,469
Marzo	84,561	120,157	23,348	6,405	1,449	214	236,134	734	16,403	2,283	1,263	20,683
Abril	81,636	123,812	23,460	6,506	1,456	210	237,080	753	16,528	2,217	1,285	20,783
Mayo	85,180	120,709	23,414	6,553	1,446	215	237,517	737	16,556	2,283	1,272	20,848
Junio	82,337	124,302	23,561	6,714	1,467	208	238,589	758	16,882	2,214	1,302	21,156
Julio	85,778	121,045	23,514	6,647	1,459	213	238,656	754	16,718	2,285	1,286	21,043
Agosto	83,016	124,762	23,713	6,710	1,466	207	239,874	782	16,754	2,208	1,082	20,826
Septiembre	86,577	121,565	23,710	6,696	1,580	212	240,340	767	17,120	2,293	1,308	21,488
Octubre	83,677	125,332	23,842	6,789	1,597	207	241,444	786	16,945	2,220	1,317	21,268
Noviembre	87,183	122,115	23,768	6,733	1,609	213	241,621	769	16,975	2,296	1,314	21,354
Diciembre	84,389	125,941	23,894	6,844	1,620	206	242,894	793	17,263	2,223	1,346	21,625

Fuente SUI

Tabla 6.3. Consumos en (GWh) por estrato para Electrohuila en 2012. Fuente SUI

Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Total Residencial	Industrial	Comercial	Oficial	Otros	Total No Residencial
enero	8.72	16.18	3.85	1.62	0.57	0.08	31.03	5.47	10.16	3.05	4.46	23.14
febrero	7.77	15.38	3.58	1.46	0.50	0.07	28.75	3.34	9.67	3.07	5.12	21.20
marzo	7.74	14.34	3.45	1.39	0.49	0.06	27.48	3.34	9.75	3.31	5.56	21.95
abril	7.78	15.40	3.55	1.48	0.49	0.06	28.78	3.59	10.20	3.44	5.25	22.48
mayo	7.61	13.89	3.31	1.44	0.45	0.06	26.76	3.42	9.59	3.21	4.47	20.69
junio	7.98	15.86	3.76	1.71	0.55	0.08	29.94	3.76	10.72	3.45	6.05	23.98
julio	8.11	15.08	3.68	1.70	0.53	0.07	29.18	3.92	10.42	3.26	6.23	23.83
agosto	7.84	15.33	3.59	1.61	0.48	0.07	28.90	3.76	10.07	3.26	5.52	22.61
septiembre	8.34	15.30	3.73	1.70	0.54	0.07	29.67	4.06	10.91	3.59	6.77	25.33
octubre	7.80	15.45	3.63	1.52	0.55	0.07	29.03	3.90	10.22	3.61	5.85	23.58
noviembre	8.27	15.11	3.64	1.50	0.51	0.06	29.09	4.17	10.65	3.62	5.23	23.67
diciembre	7.87	15.35	3.61	1.54	0.52	0.07	28.97	3.93	10.76	3.37	4.68	22.73

Fuente SUI

Tabla 6.4. Facturación en (\$Millones) por estrato para Electrohuila en 2012.

Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Total Residencial	Industrial	Comercial	Oficial	Otros	Total No Residencial
enero	3,593	6,687	1,572	644	223	31	12,750	1,360	3,810	1,011	1,343	7,524
febrero	3,283	6,493	1,490	596	199	26	12,087	1,049	3,716	1,041	1,545	7,351
marzo	3,342	6,196	1,470	579	199	25	11,811	1,061	3,764	1,151	1,662	7,638
abril	3,376	6,687	1,510	609	199	26	12,406	1,113	3,945	1,189	1,531	7,777
mayo	3,027	5,494	1,274	534	162	21	10,511	1,070	3,495	1,083	1,320	6,969
junio	3,069	6,070	1,411	625	198	27	11,399	1,129	3,748	1,122	1,721	7,720
julio	3,135	5,804	1,395	626	194	25	11,179	1,201	3,695	1,074	1,750	7,720
agosto	2,938	5,761	1,319	570	165	22	10,774	1,124	3,479	1,062	1,521	7,186
septiembre	3,104	5,667	1,359	601	187	23	10,940	1,222	3,735	1,151	1,877	7,985
octubre	2,937	5,805	1,343	552	194	23	10,855	1,147	3,543	1,122	1,580	7,392
noviembre	3,143	5,749	1,362	550	182	23	11,009	1,211	3,708	1,110	1,441	7,470
diciembre	2,952	5,766	1,326	550	181	22	10,797	1,142	3,692	1,024	1,275	7,134

Fuente SUI

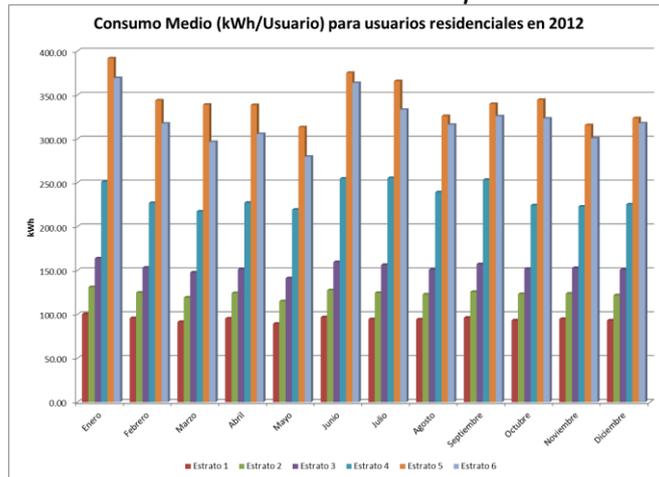
Con los siguientes indicadores se puede medir parcialmente la calidad y consistencia de la información:

Tabla 6.5. Consumo medio (kWh /Usuario) 2012 para Electrohuila.

Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Total Residencial	Industrial	Comercial	Oficial	Otros	Total No Residencial
Enero	100.49	131.15	163.85	251.12	391.90	369.34	128.31	7524.52	621.93	1253.88	3530.16	1114.67
Febrero	95.82	124.90	153.31	227.07	343.89	317.54	122.02	4446.70	595.69	1387.98	4020.98	1035.81
Marzo	91.47	119.37	147.86	217.31	339.06	296.55	116.36	4545.85	594.34	1448.77	4401.12	1061.35
Abril	95.41	124.37	151.52	227.28	338.60	305.65	121.38	4765.33	617.12	1553.63	4082.23	1081.56
Mayo	89.37	115.08	141.32	219.48	313.31	279.73	112.68	4646.34	579.06	1405.17	3516.55	992.53
Junio	96.90	127.59	159.69	254.78	375.36	363.74	125.48	4955.13	634.71	1559.88	4646.98	1133.25
Julio	94.60	124.62	156.49	255.43	365.81	333.30	122.27	5200.66	623.36	1428.32	4840.62	1132.51
Agosto	94.41	122.90	151.19	239.28	326.15	316.16	120.50	4806.27	601.02	1477.01	5097.99	1085.43
Septiembre	96.35	125.82	157.37	253.45	339.86	325.92	123.45	5299.85	636.98	1565.83	5175.81	1178.82
Octubre	93.33	123.27	152.09	224.41	344.51	323.27	120.22	4961.16	603.32	1624.18	4442.81	1108.69
Noviembre	94.86	123.78	152.96	222.93	315.70	300.64	120.41	5425.77	627.17	1576.19	3980.13	1108.34
Diciembre	93.25	121.92	151.10	225.38	323.68	317.75	119.25	4956.33	623.16	1516.05	3473.95	1051.29

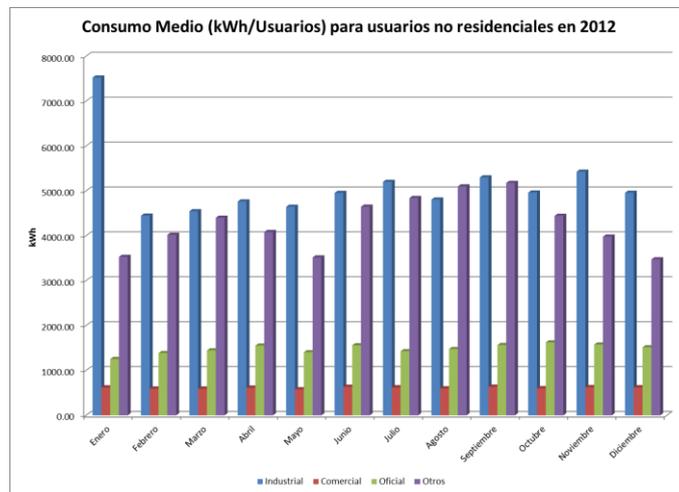
Fuente SUI.

Gráfica 6.1. Información de Consumo Medio para usuarios residenciales



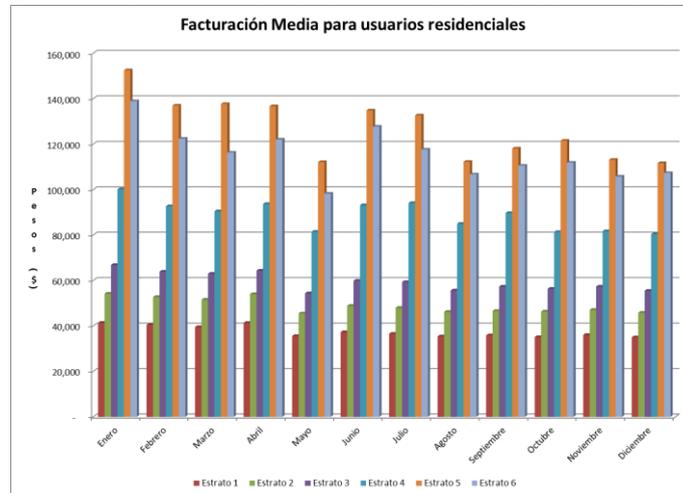
Fuente SUI.

Gráfica 6.2. Información de Consumo Medio para usuarios no residenciales



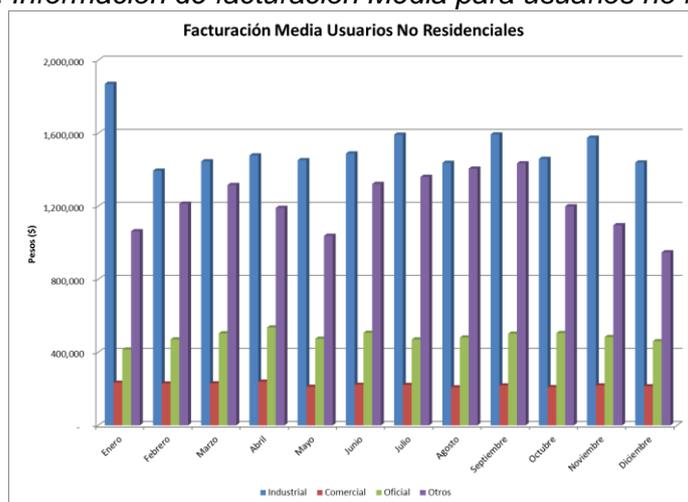
Fuente SUI.

Gráfica 6.3. Información de facturación media de usuarios residenciales



Fuente SUI.

Gráfica 6.4. Información de facturación Media para usuarios no residenciales



Fuente SUI.

Se presenta un pico pronunciado en el mes de enero, este puede darse por la temporada de vacaciones ya que se visualiza tanto en consumos como en facturación, adicionalmente presenta variabilidad en la información reportada para el año 2012, especialmente para mayo muestra un comportamiento atípico registrando el menor pico del año analizado, por que se supone que la información comercial reportada posee mediana calidad.

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 ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego de la evaluación, el informe podría contener las conclusiones y recomendaciones que surjan de las conclusiones de la evaluación sobre los aspectos analizados de la empresa.

Así mismo, se podrían incluir los factores críticos que den alarmas o alertas, ya sean por la situación de la empresa o por factores externos (regulación, competencia, etc).

La empresa da cumplimiento a la Metodología Tarifaria establecida en la Resolución CREG 119 de 2007 y la Resolución CRGE 168 de 2008 y las Resoluciones que las modifican y las actualizan, sin embargo, se considera necesario efectuar un análisis detallado a los insumos con los cuales calcula las tarifas con opción tarifaria, seguimiento que se realizará en el año 2013.

A pesar de que el prestador tiene una de las tarifas más altas frente a los comercializadores del ADD Oriente y frente a los más grandes del país la tarifa ha venido disminuyendo.

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.

Luego de la evaluación, el informe podría contener las conclusiones y recomendaciones que surjan de las conclusiones de la evaluación sobre los aspectos analizados de la empresa.

Así mismo, se podrían incluir los factores críticos que den alarmas o alertas, ya sean por la situación de la empresa o por factores externos (regulación, competencia, etc).

Se sugiere hacer un seguimiento en detalle a la empresa del informe, para conocer las falencias en cuanto al reporte de la información y apoyar en la misma. Otra acción de vigilancia a ejercer es la capacitación sobre los formatos comerciales para que se cargue la información de manera oportuna en el SUI ya que muchos de los formatos del año pasado fueron reportados extemporáneamente.