

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE 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 DE CASANARE SA
ANALISIS AÑO 2012**

AUDITOR: AUDITORÍAS Y GESTIÓN ASOCIADOS S.A.S – A&G S.A.S

1. DESCRIPCION GENERAL DE LA EMPRESA

Empresa de Energía de Casanare SA ESP se constituyó en el año 2003 para desarrollar las actividades de comercialización y distribución de Energía Eléctrica. La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$ 30.010.400.000 y tiene su sede principal en la ciudad de Yopal. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día Diciembre 14 de 2012.

Tabla 1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Anónima
Razón social	Empresa de Energía de Casanare SA ESP
Sigla	ENERCA SA ESP
Nombre del gerente	Castro Rincón Luis Carlos

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$63.526.707.375	\$59.697.629.497	6,41%
Activo Corriente	\$32.220.885.827	\$28.701.121.503	12,26%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$30.666.424.586	\$28.228.475.757	8,64%
Inversiones	\$0	\$0	0,00%
Pasivo	\$19.014.331.506	\$26.502.860.323	-28,26%
Pasivo Corriente	\$10.669.986.437	\$26.502.860.323	-59,74%
Obligaciones Financieras	\$0	\$0	0,00%
Patrimonio	\$44.512.375.869	\$33.194.769.174	34,09%
Capital Suscrito y Pagado	\$28.677.444.128	\$28.677.444.127	0,00%

Fuente: SUI

Para el año 2012 los Activos de la Empresa ascienden a \$63.527 millones, presentando un incremento de 6.41% con respecto al año anterior, este aumento es soportado por el mayor valor presentado en las cuentas de otros activos en \$4.388 millones y propiedad planta y equipo de \$2.438 millones,

La cartera del servicio disminuyó en un 16.95% equivalente a \$4.043 millones, los avances y anticipos entregados en \$2.036 millones, los anticipos a favor por impuestos en \$839 millones, estos valores no se ven reflejados en el total de la cuenta deudores, debido al incremento del rubro de otros deudores, pagos por cuentas de terceros, el

cual aumentó en \$5.118 millones colocándose en \$9.247 millones para la vigencia 2012.

Con respecto a variaciones del activo la empresa expresa aclaraciones, las cuales están consignadas en el acta de visita efectuada por la Dirección Técnica de Energía, el día 9 de abril de 2013 y que se encuentra anexada al radicado SSPD 20122200569851, de la siguiente manera:

“Sólo para propósitos de reporte de información a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, especialmente, del reporte del Catálogo de Cuentas por Unidad de Negocio, utiliza dentro de la estructura de su Catálogo de Cuentas, las cuentas auxiliares 14706401 – Pago por cuenta de terceros y 24901501 – Obligaciones pagadas por terceros, para efectos de conciliar las distribuciones que se realizan por centros de costo de cada Unidad de Negocio, conforme lo requiere la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Esta práctica administrativa-contable no impacta los Estados Financieros de ENERCA S.A. ESP, dado que el saldo de la cuenta del Activo (14706401 – Pago por cuenta de terceros), es exacto al saldo de la cuenta del Pasivo (24901501 – Obligaciones pagadas por terceros). Este tratamiento es similar al señalado, en su momento, por la Contaduría General de la Nación para el manejo de las cuentas Principal y Subalterna.”

“1615 Construcciones en curso de obras de infraestructura derivadas del contrato PB – CT 017 para el acceso y conexión al sistema de distribución local de la empresa de energía del Casanare S.A. E.S.P. por parte de Oleoducto Bicentenario de Colombia SAS.

1635 Bienes muebles en Bodega corresponde a compra de materiales tales como transformadores de potencia media tensión, analizador de redes

1655 Maquinaria y Equipo corresponde en su mayor parte a compra de transformadores de potencia, para la reposición de infraestructura

1665 Corresponde a compra de mobiliario (puestos de trabajo, sillas, gabinetes, archivadores, estantería, entre otros) para la adecuación de las oficinas en los municipios donde ENERCA presta sus servicios”

Otras observaciones con respecto al aumento de Otros Activos Gastos pagados por anticipado corresponde a prepagos efectuados a XM por compras en el mercado mayorista en el servicio de energía.

Los Pasivos disminuyeron en 28,26% ubicándose en \$19.014 millones, equivalentes a \$7.488 millones, evidenciado por el descenso de Pasivos estimados y provisiones en \$ 3.671 millones, otros pasivos en \$ 2.542 millones y cuentas por pagar de \$1.266 millones

Sobre la disminución de pasivos en provisiones la empresa expresa en acta de visita efectuada por la Dirección Técnica de Energía, el día 9 de abril de 2013 y que se encuentra anexada al radicado SSPD 20122200569851, de la siguiente manera:

“El reconocimiento de los cargos por uso de los activos eléctricos de propiedad de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP, operados por ENERCA S.A. ESP; el cual se realizó en el año 2011 según acuerdo de pago y Otrosí Modificatorio No. 1 del

Acuerdo de pago, los cuales comprendían los periodos desde noviembre de 2009 hasta diciembre de 2011 y que una vez normalizado este reconocimiento ya se efectúan los cargos solamente del año.

El patrimonio presentó un incremento de \$11.317 millones con respecto a 2011, ascendiendo a \$44.512 millones en 2012, soportado en el aumento de los resultados del ejercicio por \$16.024 millones, pasando de una pérdida de \$6.782 millones en el 2011 a una utilidad de \$9.242 millones en el 2012.

El capital autorizado de la compañía está representado por \$1.000.000 acciones comunes con un valor nominal de \$ 100.000 cada una, de las cuales se encuentran suscritas y pagadas al 31 de diciembre de 30.010.400.000 acciones.

Con relación a la estructura de capital de la Empresa, el 70,1% de los fondos son propios y él 29,9% restantes son aportados por acreedores.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$97.107.805.216	\$97.027.386.924	0,08%
COSTOS OPERACIONALES	\$81.461.046.268	\$90.066.419.723	-9,55%
GASTOS OPERACIONALES	\$6.167.282.763	\$9.621.395.781	-35,90%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$9.479.476.185	(\$2.660.428.580)	-456,31%
OTROS INGRESOS	\$707.199.869	\$664.393.936	0,00%
OTROS GASTOS	\$944.429.591	\$4.785.617.238	-80,27%
GASTO DE INTERESES	\$0	\$42.994.414	-100,00%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$9.242.246.463	(\$6.781.651.882)	-236,28%

Fuente: SUI

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución, estos para el 2012 fueron de \$97.108 millones, presentando un incremento del 0.08% con respecto al 2011, de los cuales \$10.664 millones corresponden al negocio de distribución y \$86.159 millones corresponden al negocio de comercialización.

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 83.28% de los Ingresos Operacionales, los cuales disminuyeron un 9.55% con respecto al año anterior, pasando de \$90.066 a \$81,461 millones, en donde las compras de energía en bloque y/o a largo plazo, corresponden el 51%, el uso de líneas redes y ductos el 27%, los servicios personales el 3%, los honorarios el 6% de los costos de ventas y operación.

Los costos de bienes y servicios públicos tuvieron una disminución de \$10.813 millones en donde la empresa comenta que es ocasionada por:

“para el año 2011 se realizó el reconocimiento de los cargos por uso de los activos eléctricos de propiedad de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP, operados por ENERCA S.A. ESP.

En este contexto, el 14 de octubre de 2011, ENERCA S.A. ESP y la Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP, suscribieron el “Acuerdo de pago remuneración de activos de propiedad de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP – EBSA, operados por la Empresa de Energía de Casanare S.A. ESP – ENERCA”, Para los años 2009 (último bimestre), 2010 y 2011 (primer semestre), por valor de \$8.496.326.496.

Posteriormente, el 20 de diciembre de 2011, ENERCA S.A. ESP y la Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP, firmaron el “Otrosí Modificatorio No. 1 del Acuerdo de pago remuneración de activos de propiedad de la empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP – EBSA, operados por la Empresa de Energía de Casanare S.A. ESP – ENERCA”, en el cual se le debe adicionar la remuneración de los activos correspondiente al segundo semestre de 2011 por valor de \$4.063.955.808

En concordancia con lo anterior, los registros contables derivados de las obligaciones contenidas en este Acuerdo de Pago, se realizaron en la vigencia 2011 de la siguiente manera:

El valor correspondiente a la remuneración de los activos del año 2009 se reconoció en la cuenta de Resultados de ejercicios de años anteriores, por \$617.076.809.

El valor correspondiente a la remuneración de los activos del año 2010 se reconoció en la cuenta de Resultados de ejercicios de años anteriores, por \$3.871.927.160.

El valor correspondiente a la remuneración de los activos del año 2011 se reconoció en la cuenta Costo de Ventas y Operación – Costos de bienes y servicios, por \$8.071.278.335 (Primer semestre: \$4.007.322.527; Segundo semestre \$4.063.955.808).

El Costo por el uso de los Activos pertenecientes a terceros tuvo un comportamiento similar del año 2012 con respecto al 2011, detalle importante debido a que el aumento en la vigencia 2011 con respecto a la 2010 ocasiono que la empresa comprometiera en gran parte sus utilidades”

Los gastos disminuyeron en 50.64%, pasando de \$14.407 a \$7.112 millones, de los cuales los gastos administrativos corresponden al 68%, las provisiones depreciaciones y amortizaciones el 18% quedando los otros gastos con una participación del 14% del total de los gastos de la compañía.

Los gastos de administración disminuyeron en \$2.369 millones ubicándose en \$4.861 millones de los cuales \$ 890 millones corresponden a gastos de personal, \$ 2.734 millones a gastos generales, \$1.237 millones a impuestos, contribuciones y tasas.

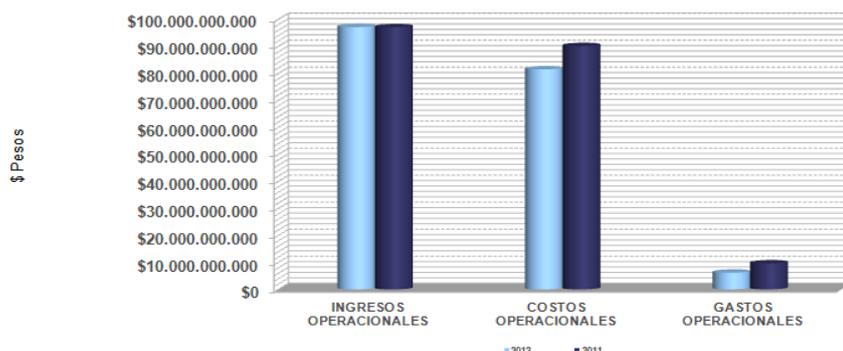
La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento disminuyeron \$ 1.084 millones, ubicándose en \$1.306 millones, esta disminución está atada a la disminución de las provisiones de deudores en \$725 millones y amortización de intangibles en \$608 millones, contrarrestada con un aumento de la provisión de las obligaciones fiscales en \$399 millones.

En 2012 la Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$9.479 millones, teniendo un incremento con respecto al 2011, del 456.31%, evidenciadas principalmente por la disminución de costos y otros gastos.

Los Ingresos no operacionales fueron de \$ 707 millones presentando un incremento de del 6.44%, aumento originado en el crecimiento de ingresos financieros que pasó de \$615 millones a \$680 millones en el 2012.

Los Gastos no Operacionales en 2012 se posicionaron en \$ 944 millones, decreciendo en \$3.841 millones con respecto al 2011, esta disminución esta soportada en el menor valor de la cuenta ejercicios anteriores la cual se posesionaba en \$4.548 millones en el 2011 mientras que en el 2012 fue de \$130 millones.

Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente: SUI

2.3 Indicadores Financieros

Tabla 2.3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	3,0	1,1
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	53,4	69,7
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	1,3	0,2
Activo Corriente Sobre Activo Total	50,72%	48,08%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	29,9%	44,4%
Patrimonio Sobre Activo	70,1%	55,6%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	56,1%	100,0%
Cobertura de Intereses – Veces	#DIV/0!	-1,2

Fuente: SUI

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	12.077.922.296	-53.230.085
Margen Operacional	12,4%	-0,1%
Rentabilidad de Activos	19,0%	-0,1%
Rentabilidad de Patrimonio	27,4%	-0,2%

Fuente: SUI

Liquidez

La razón corriente de la Empresa para el año 2012 es 3.0 veces, indicador que presenta un incremento de 1.9 veces con respecto anterior, esto indica que la Empresa cuenta con los recursos para cumplir con sus obligaciones a corto plazo, dado que los Activos corrientes con los que cuenta la Empresa en su mayoría están concentrados en deudores, de los cuales las cuentas por cobrar del servicio son el 29% y los subsidios corresponden al 7%.

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó una reducción de 16.3 días pasando de 69,7 días en 2011 a 53.4 días en 2012, esta rotación presenta un indicador aceptable para el servicio de energía.

La Empresa tarda 1.3 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando en 1.1 días con respecto al año anterior, en el cual se tardaba 0.2 días,

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 29.9%, en el cual se evidencia una disminución del 14.5% con respecto al año anterior, el cual se ubicaba en 44.4%, como consecuencia de la disminución de los pasivos estimados y provisiones y otros pasivos.

Por otro parte el 70.1% de los recursos con los que cuenta la Empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que aumento con respecto al 2011, debido a la reducción en el nivel de endeudamiento en 2012.

El Pasivo corriente representa el 56.1% del total de los Pasivos, el 43.9% restante pertenece a Pasivos de largo plazo, de los cuales el 78% corresponde a pasivos estimados y provisiones, el 15% conformado por cuentas por pagar y el 7% corresponde a otros pasivos.

Rentabilidad

El EBITDA para el año 2012 fue de \$ 12.078 millones, el cual presentó un incremento de \$12.131 millones con respecto al año anterior, como consecuencia de la optimización de costos y el decrecimiento de los gastos no operacionales.

EL margen operacional en 2012 fue de 12.4%, presentando un incremento de 12.49% con respecto al año 2011, como resultado del aumento de la utilidad operacional de la Empresa con respecto al 2011, año en el cual el margen operacional fue de menos 0.1%.

La rentabilidad de los Activos aumentó 19.10% con respecto al año anterior ubicándose en 19.0%, la rentabilidad del patrimonio presentó un incremento de 27.54% con respecto a la vigencia anterior, siendo de 27.4% para el año 2012.

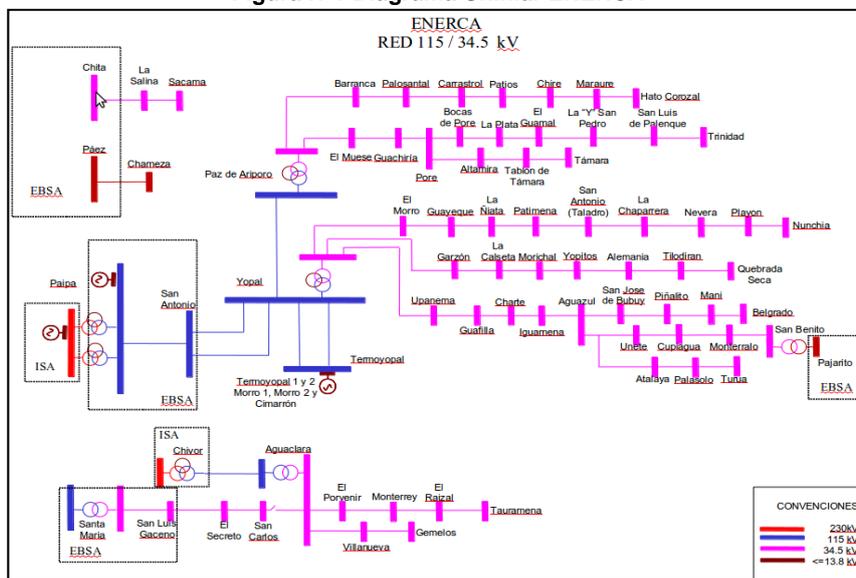
3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

El sistema de distribución de ENERCA se caracteriza por ser un sistema radial, alimentado desde las subestaciones San Antonio y San Luis de EBSA y Chivor de ISA.

– Descripción de la infraestructura

De acuerdo a la información extraída de la página de XM – PARATEC, del informe del Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR y de la página del Sistema Único de Información SUI, a continuación se detalla el sistema eléctrico de ENERCA.

Figura N°1 Diagrama Unifilar ENERCA



Fuente: XM - PARATEC

Fronteras con el STR

Las siguientes son las subestaciones a partir de las cuales ENERCA se conecta al STN (Ver tabla 1).

Tabla N° 1. Fronteras ENERCA - STR

FRONTERAS DE ENERCA CON EL STR					
NOMBRE SUBESTACIÓN DE SALIDA	NOMBRE SUBESTACIÓN DE LLEGADA PROPIEDAD DE ENERCA	NIVEL DE TENSIÓN	CAPACIDAD (MVA)	CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN	NÚMERO DE TRANSF.
CHIVOR	AGUACLARA	115 kV	90 MVA	BS	1
SAN ANTONIO (SOGAMOSO)	YOPAL	115 kV	75 MVA	BS	2
TERMOYOPAL	YOPAL	115 kV	73 MVA	BS	2

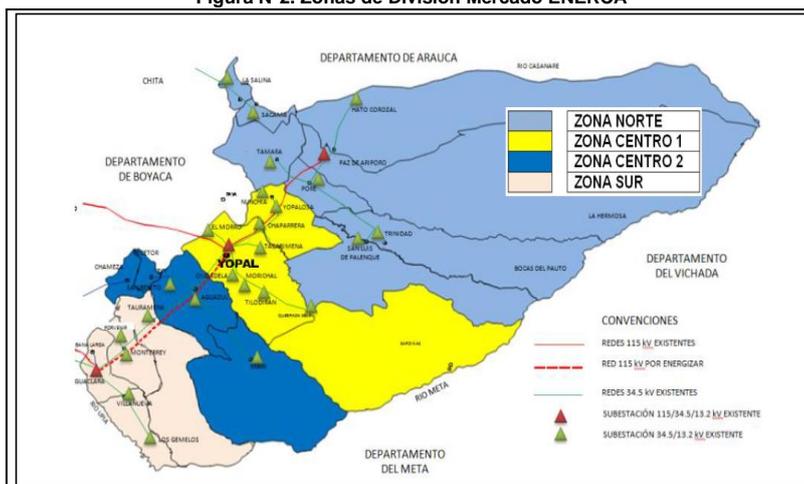
Fuente: AEGR

Es importante recalcar lo expuesto por la empresa acerca de la repotenciación realizado a la durante el año 2012, pasando de 10 MVA a 75 MVA.

3.1.2 Sistema de Distribución-SDL – ENERCA

El Sistema de Distribución Local – SDL - de ENERCA se encuentra dividido en cuatro (4) zonas: Norte, Sur, Centro y Centro II (Ver figura 1), conformado por 20 municipios, a partir de las cuales la Subgerencia Técnica monitorea, maneja y coordina parámetros, eventos y trabajos realizados en las diferentes áreas del departamento.

Figura N°2. Zonas de División Mercado ENERCA



Fuente: ENERCA S.AE.S.P.

Tabla N° 2. Zona Norte – Mercado ENERCA

Zona	Municipios por zona	Número de Subestaciones 34,5 kV	Número de Alimentadores a 13,2 kV
Norte:	Paz de Ariporo	23	45
	Poré		
	San Luis de Palenque		
	La Salina		
	Sacama		
	Tamara		
	Trinidad		
Hato Corozal			

Fuente: AEGR - XM

Tabla N° 3. Zona Sur – Mercado ENERCA

Zona	Municipios por zona	Número de Subestaciones 34,5 kV	Número de Alimentadores a 13,2 kV
Sur:	Villanueva	11	20
	Monterey		
	Barranca de Upía (Meta)		
	Tauramena		
Sabana Larga.			

Fuente: AEGR y XM

Tabla N° 4. Zona Centro – Mercado ENERCA

Zona	Municipios por zona	Número de Subestaciones 34,5 kV	Número de Alimentadores a 13,2 kV
Centro:	Yopal	17	34
	Nunchía		
	Orocúe		

Fuente: AEGR y XM

Tabla N° 5. Zona Centro II – Mercado ENERCA

Zona	Municipios por zona	Número de Subestaciones 34,5 kV	Número de Alimentadores a 13,2 kV
Centro II:	Aguazul	16	29
	Maní		
	Recetor		
	Chameza.		

Fuente: AEGR y XM

De las tablas anteriores se pueden indicar que el número de subestaciones a nivel de 34,5 Kv son 67 subestaciones, y según lo expuesto por el AEGR, la empresa a este nivel de tensión tiene 74 circuitos con una longitud de 763,37 km. Ahora bien, en

cuanto al nivel de tensión a 13,2 kV, se tiene un total de 118 circuitos, se desconoce la longitud, ya que la empresa solo reporta lo relacionado con las interrupciones en el Formato 05 de la Resolución Compilatoria.

Tabla N° 6. Relación Número de usuarios por transformador

RELACIÓN POR ZONAS DEL NÚMERO DE TRANSFORMADORES CON EL NÚMERO DE USUARIOS								
Zona	Número de Transf.	Cantidad de Usuarios	Número de Transf.	Cantidad de Usuarios	Número de Transf.	Cantidad de Usuarios	Total Transformadores por Zona	total Usuarios por Zona
	Grupo de calidad 2		Grupo de calidad 3		Grupo de calidad 4			
Zona norte	10	568	155	13.734	625	5.445	790	19.747
Zona sur	12	1.055	232	16.757	733	6.099	977	23.911
Zona Centro	434	26.741	128	8.886	554	7.273	1.116	42.900
Zona Centro II	10	617	162	12.261	439	3.904	611	16.782
TOTAL GENERAL							3.494	103.340

Fuente: SUI

De acuerdo a la información extraída del SUI, el número total de transformadores de distribución son 3.494 en nivel de tensión 1, con un total de 103.340 de usuarios vinculados.

3.2 Inversiones

El nivel de inversiones de ENERCA S.A. ESP para el año 2012 ascendió a los \$17.250.842.060, discriminados de la siguiente forma.

ITEM	NOMBRE DEL PROYECTO	OBJETIVO DEL PROYECTO	MUNICIPIO	FECHA FINAL EJECUCIÓN PROYECT	NIVEL DE AVANCE
1	Contruccion de redes de subtransmision y subestaciones	Construccion de la red de subtransmision 34.5 KV y subestacion de 500 KVA para el Campo Potros de Emerald en el corregimiento de Tilodiran en el municipio de Yopal y construccion de la red de subtransmision a 34000 V y se de 500 KVA para el campo Acacias 2 de Emerald en el municipio de Mani departamento de Casanare	MANÍ	17/02/12	100%
2	Adquirir materiales para el mejoramiento del alumbrado publico	Suministro de materiales incluye instalacion para el mantenimiento y reposicion de alumbrado publico en los municipios del departamento de Casanare que tienen convenio de alumbrado publico con Enerca SA ESP	AGUAZUL	27/01/12	100%
3	Ampliacion de redes electricas en el Departamento	Mejoramiento y adecuacion de redes electricas en 57 escuelas urbanas y rurales y construccion de 26 sistemas de energia fotovoltaicas en escuelas rurales en las veredas de los municipios de Hato Corozal Pore Paz de Ariporo Trinidad San Luis de Palenque Villanueva Mani Monterrey y Sabanalarga	PAZ DE ARIPORO	27/07/12	100%
4	Adquisicion de maquinaria para labores de operacion y mantenimiento	Adquisicion de camion grua con brazo hidraulico para la operacion y mantenimiento de la empresa de energia de Casanare SA ESP	YOPAL	06/02/12	100%
5	Aseguramiento de la calidad por medio de la implementacion de equipos de monitoreo	Implementacion de la segunda etapa del sistema de gestion de la calidad del servicio de energia electrica de la empresa de energia de Casanare comprende los sistemas de monitoreo de la continuidad del servicio y de calidad de la potencia electrica	YOPAL	17/07/12	100%

ITEM	DESCRIPCIÓN PROYECTO	OBJETIVO DEL PROYECTO	MUNICIPIO	FECHA FINAL EJECUCIÓN PROYECTO	NIVEL DE AVANCE
6	Adquisición de materiales para operación y mantenimiento para los sistemas de transmisión y distribución de energía	Adquisición de materiales para la operación y mantenimiento del SDL y STR de Enerca SA ESP	YOPAL	26/01/11	100%
7	Ampliación de redes eléctricas en el Departamento	Construcción de tramos eléctricos en el área rural veredas Leche Miel Caracoli Triunfo Colmena inspección de San Agustín y urbanización Villamariana en el área urbana del municipio de Villanueva Casanare	VILLANUEVA	13/03/12	100%
8	Ampliación de redes eléctricas MT en el Departamento	Construcción en línea de subtransmisión a 34500 V para la interconexión eléctrica entre el municipio de San Luis de Palenque y la subestación Sardinias del municipio de Orocué	OROCUÉ	24/02/13	75%
9	Repotenciación del alimentador a 34500 V Campo Rico en 1MVA municipio de Mani	Repotenciar la red de 34500V que conduce la energía al campo Rico de la empresa Emerald energy desde el la subestación Mani e instalar una compensación reactiva	MANÍ	21/03/13	20%
10	Instalación de equipos de medida entre niveles de tensión	Instalación de Equipos de medida entre niveles de tensión 34500 Y 13800 V a La Salida de las Subestaciones Eléctricas operadas por La Empresa de Energía de Casanare SA ESP	YOPAL	22/12/12	100%
11	Normalización de usuarios ilegales de energía eléctrica	Construcción de acometidas eléctricas monofásicas a los usuarios no normalizados o ilegales del Departamento	YOPAL	19/05/12	30%
12	Construcción de redes eléctricas de media y baja tensión	Ampliación y construcción de redes eléctricas de media y baja tensión en los cascos urbanos de los municipios de Hato Corozal villanueva yopal y en las áreas rurales de los municipios de Hato Corozal Nunchia Pore Villanueva Paz de Ariporo y Yopal en cumplimiento del contrato interadministrativo No 0017 de 2012 suscrito con el departamento de Casanare	HATO COROZAL	26/03/13	32%

ITEM	DESCRIPCIÓN PROYECTO	OBJETIVO DEL PROYECTO	MUNICIPIO	FECHA FINAL EJECUCIÓN PROYECTO	NIVEL DE AVANCE
13	Normalización de usuarios de energía eléctrica zona centro	Normalización y construcción de acometidas eléctricas monofásicas en Yopal y Aguazul	YOPAL	09/10/12	100%
14	Normalización de usuarios de energía eléctrica zona norte	Normalización y Construcción de acometidas eléctricas monofásicas en zona norte del departamento	PAS DE ARIPORO	01/10/12	100
15	Normalización de usuarios de energía eléctrica zona sur	Normalización y construcción de acometidas eléctricas monofásicas en zona sur del departamento	TAURAMENA	03/08/12	100%
16	Construcción de redes eléctricas de media y baja tensión	Construcción de redes eléctricas de media y baja tensión en la vereda el Chire sector el Sol vereda la Enramada sector el Suspiro vereda Pueblo Nuevo sector Palmarito vereda Altigracia sector la Fatiga vereda Santa Rita sector la Calceta del municipio de Hato Corozal vereda Carrastol alto sector el Frio municipio de Paz de Aripuro vereda el Caucho Casadero del municipio de Nunchia	HATO COROZAL	28/12/12	100%
17	Construcción de redes eléctricas de baja tensión	Ampliación de redes eléctricas Barrio Buenos Aires calle 5 entre carrera 18 y 19 y carrera 18A entre calle 5 y 6 calle 5A Gavan calle 6 Gavan del municipio de Tauramena	TAURAMENA	28/12/12	100%

Fuente: SUI

Se realizaron un total de 17 proyectos, de los cuales el 82% de los mismos fueron clasificados por la Empresa como proyectos de expansión, de los que el 50% de estos se enfocaron a la ampliación, mejora y cambio de redes en media y baja tensión de los diferentes municipios del departamento.

La empresa informa que realizó una completa difusión a los diferentes líderes del departamento, con el fin de darles a conocer acerca de los proyectos de expansión y las interrupciones que se presentarían dado la ejecución de los mismos, en pro de mejorar la calidad del servicio.

De acuerdo a lo expresado por el AEGR, el proyecto más relevante para la empresa es la construcción de subestación eléctrica de 20 MVA, 115/34.5/13.2 kV y ampliación para reconfiguración de la red de 34.5-13.2 kV en el municipio de Aguazul departamento de Casanare.

3.3 Mantenimiento y operación

De acuerdo a lo expresado por el AEGR, el porcentaje de seguimiento al cumplimiento del mantenimiento programado sobre las diferentes zonas del departamento fue bajo, solo en la zona sur se evidencio el seguimiento a las actividades programadas, aspecto de carácter fundamental que está siendo obviado por la empresa, ya que la estructura principal de cualquier sistema integral de mantenimiento se basa en la realización de una correcta planeación, ejecución y seguimiento de las diferentes actividades programadas ya sean predictivas, preventivas.

Según lo encontrado por el Auditor, la figura actual del sistema de mantenimiento de ENERCA se basa en su gran mayoría en la realización de actividades de mantenimiento correctivas, aunado a esto, la empresa no cuenta con una correcta centralización de la información que permita dar seguimiento a los programas de mantenimiento ni a sus costos, lo cual no genera un horizonte claro a mediano y largo plazo.

Caso contrario se evidencio con las actividades de mantenimiento contratadas con terceros, sobre las cuales se pudo constatar la evolución de las actividades establecidas.

Como caso particular y preocupante se encontró que:

- Durante el año 2012, las interrupciones no programadas no excluibles con mayor tiempo de interrupción, se presentaron debido a la quema de varios transformadores lo que podría estar mostrando una clara realidad del estado del sistema eléctrico del prestador debido a la falta de mantenimiento del sistema.
- La empresa reconoce que en caso de contingencias o eventos mayores en el nivel de tensión 3, no cuenta con transformadores, ni interruptores ni circuitos de reserva que den confiabilidad al sistema.

Por lo tanto, se hace necesario que por parte de la Gerencia de ENERCA se establezcan acciones urgentes que permitan mejorar las condiciones técnicas actuales del sistema, para que no presenten un número mayor de interrupciones que puedan afectar la continuidad del servicio de energía eléctrica de este departamento.

3.4. Calidad del Servicio

Para el año 2012, la empresa no ha entrado en el esquema de incentivos y compensaciones establecido por la Resolución 097 de 2008 y de acuerdo con el informe de Auditoria de evaluación de cumplimiento de los requisitos mínimos realizado por la firma Training Corporation en octubre de 2012, la empresa no cumple con todas las exigencias mínimas para la entrada al mencionado Esquema.

Según lo manifestado por la empresa, la fecha posible de entrada al esquema de incentivos y compensaciones sería el primer semestre del año 2013, fecha que podría

estarse viendo comprometida debido a los hallazgos clasificados como no conformes, que fueron encontrados en la mencionada auditoria.

Al respecto, el AEGR presento los hallazgos que limitan la entrada al nuevo esquema:

1. Seguimiento al plan de acción para los procedimientos de vinculación de usuarios y georeferenciación; se encontró que se definieron y se adelantaron algunas acciones, pero no se han implementado en su totalidad las actividades necesarias.
2. Responsabilidades del OR: No se evidenció la entrega al comercializador del anexo informativo para la publicación en factura del usuario.
3. Información de eventos: No se realiza el reporte diario al LAC de acuerdo al plazo definido para aquellos días que corresponden al viernes o domingo cuyo día siguiente es festivo. No se tiene clara la forma de realizar el reporte trimestral.
4. Sistema de medición y procedimientos de Registro y Reporte del OR certificados: No cuentan con un sistema de medición de procedimientos de registro y reporte del OR certificados, o certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución, a efectos de garantizar la confiabilidad de la medición y de la información resultante.
5. Cálculo de índices y soportes de los cálculos: No se encontró la preparación/incorporación de reglas en el sistema comercial/facturación para la compensación. Teniendo en cuenta las situaciones encontradas

Al respecto, esta Superintendencia generó las acciones de control conferidas por la ley frente al incumplimiento a la Resolución CREG 097 de 2008, y la Resolución CREG 030 de 2011.

Ahora bien, en cuanto a los indicadores DES y FES, Se realizó consulta a la base de datos del SUI con el fin de conocer el valor de los indicadores que maneja la empresa en los diferentes trimestres del año 2012, de los cuales no se pudo obtener información.

De acuerdo con la información presentada el AEGR, el monto compensado por la empresa en el año 2012 fue de \$35.557.896.

3.5 Calidad de la potencia

La resolución CREG 016 de 2007, en su artículo 3 establece que los Operadores de Red deben instalar equipos de medición de la Calidad de la potencia en las barras y circuitos en niveles 2, 3 y 4, cuya unidad constructiva los reconozca. A la fecha, ENERCA cuenta con 29 equipos de medición en barras. Así mismo, de acuerdo a lo expuesto por el AEGR en su informe, la empresa debe mejorar su sistema de mantenimiento con el fin de dar cumplimiento a lo indicados de calidad de la potencia.

Así mismo, expone que ENERCA adquirió el equipo portátil para el registro y monitoreo de la calidad de la potencia, el cual permitirá medir la calidad de la potencia a usuarios especiales que producen mayor distorsión en el sistema.

4. ASPECTOS COMERCIALES

Cantidad de suscriptores

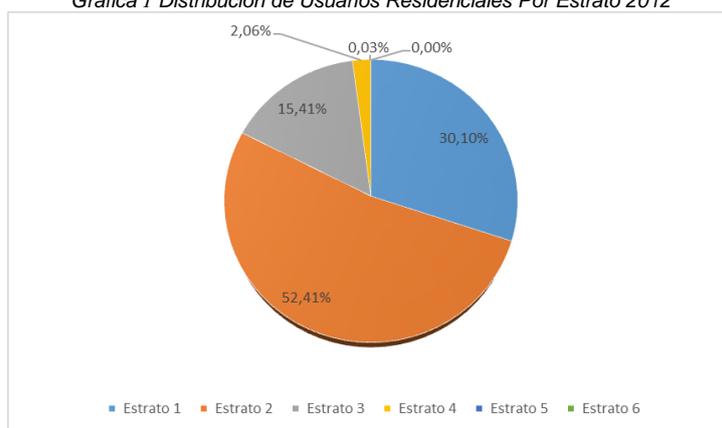
Tabla 4.1.1. Número de suscriptores 2012

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	74.529	89,67%
Total No Residencial	8.582	10,33%
Total Suscriptores	83.111	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 83.111, de los cuales el 89.7% corresponde al sector residencial.

Gráfica 1 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012



Fuente: SUI

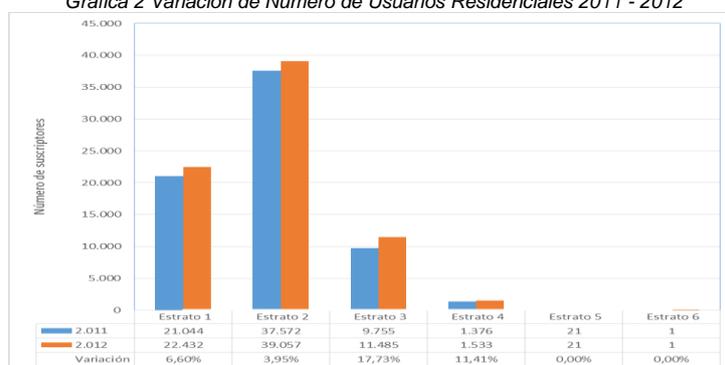
Tabla 1 Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	22.432	30,10%
Estrato 2	39.057	52,41%
Estrato 3	11.485	15,41%
Estrato 4	1.533	2,06%
Estrato 5	21	0,03%
Estrato 6	1	0,00%

Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.1 y Tabla 4.1.2, se concluye que el 82.5% de los usuarios pertenece a los estratos 1 y 2, y el 15.4% al estrato 3.

Gráfica 2 Variación de Número de Usuarios Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.2 puede verse que en el año 2012 ha habido incrementos en el número de usuarios residenciales comparados con el año anterior. Los mayores

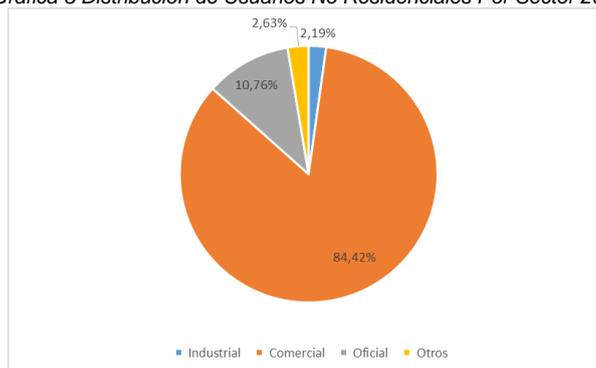
incrementos se presentaron en los estratos 3 y 4 con el 17.7% y el 11.4% respectivamente.

Tabla 4.1.2 Número De Usuarios No Residenciales Por Sector 2012

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	188	2,19%
Comercial	7.245	84,42%
Oficial	923	10,76%
Otros	226	2,63%

Fuente: SUI

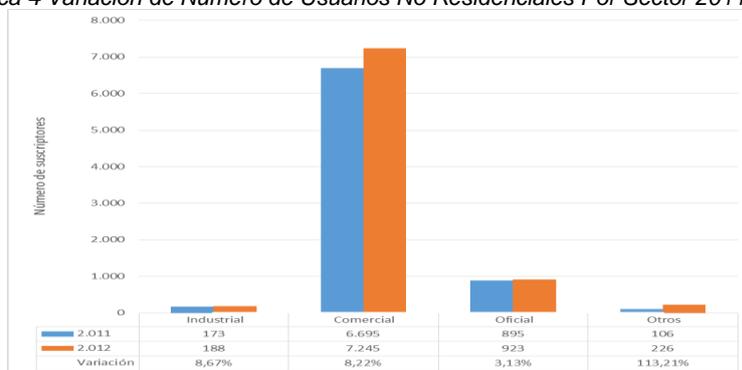
Gráfica 3 Distribución de Usuarios No Residenciales Por Sector 2012



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.3 y Gráfica 4.1.3 puede verse que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 84.4% corresponde al sector comercial, seguido del sector oficial, con el 10.8%. El menor porcentaje corresponde al sector industrial con el 2.2%.

Gráfica 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. El incremento muy significativo ocurrió en Otros, con el 113.2%.

Tabla 4 Distribución De Usuarios Por Departamento

Departamento	USUARIO	AÑO	
		2.012	Participación
BOYACA	Total Residencial	596	0,80%
	Total No Residencial	21	0,24%
CASANARE	Total Residencial	72.889	97,80%
	Total No Residencial	8.411	98,01%
META	Total Residencial	1.044	1,40%
	Total No Residencial	150	1,75%
Total Total Residencial		74.529	100,00%
Total Total No Residencial		8.582	100,00%

Fuente: SUI

Aunque en la Tabla 4.1.4 se observa que la empresa tiene usuarios en 3 departamentos, el porcentaje de usuarios en el departamento de Casanare es del 98%.

Tabla 5 Número De Usuarios Comparado Con Colombia

	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Total Suma - Estrato 1	2.737.327	22.432	0,82%
Total Suma - Estrato 2	4.317.969	39.057	0,90%
Total Suma - Estrato 3	2.375.182	11.485	0,48%
Total Suma - Estrato 4	746.906	1.533	0,21%
Total Suma - Estrato 5	290.667	21	0,01%
Total Suma - Estrato 6	181.398	1	0,00%
Total Suma - Industrial	46.971	188	0,40%
Total Suma - Comercial	627.674	7.245	1,15%
Total Suma - Oficial	53.919	923	1,71%
Total Suma - Otros	39.970	226	0,57%

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 con el 1.7% y el 1.2% respectivamente, y a los estratos 1 y 2, con el 0.8% y el 0.9%.

Consumos

Tabla 4.1.6 Consumo De Kwh Por Sector

Sector	KwH	Participación
Total Residencial	125.893.469	52,19%
Total No Residencial	115.339.121	47,81%
Total Suscriptores	241.232.590	100,00%

Fuente: SUI

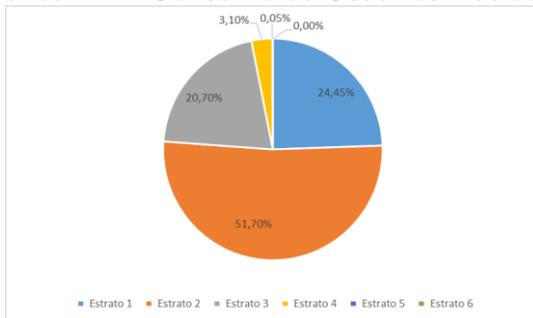
En la Tabla 4.1.6 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la Empresa de Energía de Casanare para el año 2012 es de 241.232.590 Kwh, de los cuales el 52.2% corresponde al sector residencial, y el restante 47.8% corresponde al no residencial

Tabla 4.1.7 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato

Estrato	KwH	Participación
Estrato 1	30.783.063	24,45%
Estrato 2	65.093.118	51,70%
Estrato 3	26.059.059	20,70%
Estrato 4	3.900.633	3,10%
Estrato 5	56.833	0,05%
Estrato 6	763	0,00%

Fuente: SUI

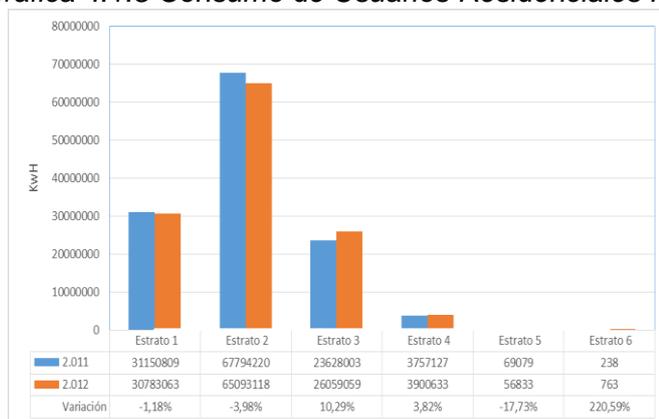
Gráfica 4.1. 4 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.4 y Tabla 4.1.7, se concluye que el 96.9% del consumo de energía corresponde a usuarios de los estratos 1, 2 y 3.

Gráfica 4.1.5 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato 2011 - 2012



Fuente: SUI

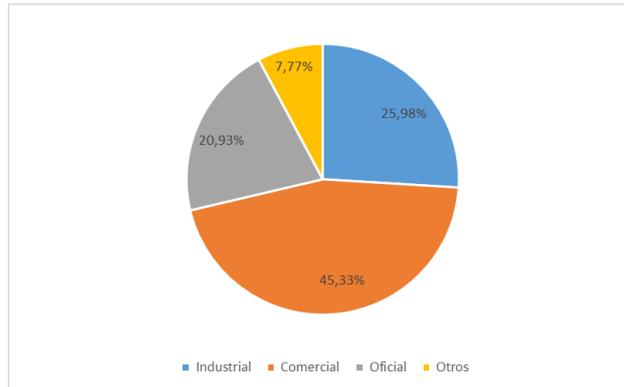
En la Gráfica 4.1.5 se observa que en los estratos 3 y 4 se incrementó el consumo de energía en el año 2012 en comparación con el año anterior. Por el contrario, en los estratos 1 y 2 el consumo bajó en 1.1% y 4% respectivamente.

Tabla 4.1.8 Consumo de KwH de Usuarios No Residenciales

Sector	Kw H	Participación
Industrial	29.959.573	25,98%
Comercial	52.284.308	45,33%
Oficial	24.136.037	20,93%
Otros	8.959.203	7,77%

Fuente: SUI

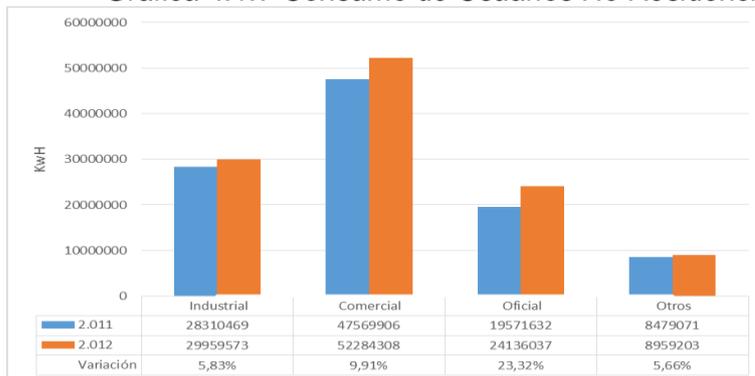
Gráfica 4.1.6 Consumo de Usuarios No Residenciales



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 45.3% corresponde al sector comercial, seguido del industrial con el 26%. Los menores porcentajes corresponden a otros con el 7.8%, y el oficial con el 20.9%.

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. Los mayores incrementos ocurren en el sector oficial con el 23.3%, y el sector comercial, con incremento anual del 9.9%.

Tabla 4.1.9 Consumo de Kwh de Usuarios Por departamento

Departamento	USUARIO	AÑO	
		2.012	Participación
BOYACA	Total Residencial	265.621	0,21%
	Total No Residencial	40.659	0,04%
CASANARE	Total Residencial	123.949.976	98,46%
	Total No Residencial	114.123.708	98,95%
META	Total Residencial	1.677.872	1,33%
	Total No Residencial	1.174.754	1,02%
Total Total Residencial		125.893.469	100,00%
Total Total No Residencial		115.339.121	100,00%

Fuente: SUI

Aunque en la Tabla 9 se observa que la empresa tiene usuarios en 3 departamentos, el porcentaje de consumo en el departamento de Casanare es del 99%.

Tabla 4.1.10 Consumo de Kwh Comparado Con Colombia

	Total Consumo Colombia	Consumo Empresa	Participación
Total - Estrato 1	4.407.223.508	30.783.063	0,70%
Total - Estrato 2	6.109.402.080	65.093.118	1,07%
Total - Estrato 3	3.964.116.282	26.059.059	0,66%
Total - Estrato 4	1.453.637.917	3.900.633	0,27%
Total - Estrato 5	710.278.398	56.833	0,01%
Total - Estrato 6	680.918.417	763	0,00%
Total - Industrial	10.065.526.292	29.959.573	0,30%
Total - Comercial	7.060.243.373	52.284.308	0,74%
Total - Oficial	1.079.445.070	24.136.037	2,24%
Total - Otros	1.984.751.818	8.959.203	0,45%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 10 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al sector oficial con el 2.2%, y estrato 2, con el 1.1%.

Atención al cliente

De acuerdo con la información suministrada de manera directa por EMPRESA DE ENERGÍA DEL CASANARE S.A. E.S.P., se cuenta con 15 puntos de atención permanentes, ubicados en diversos municipios del departamento, los cuales se indican a continuación:

Municipios con oficinas de atención
AGUAZUL
BARRANCA DE UPIA
HATO COROZAL
MANI
MONTERREY
NUNCHIA
OROCUE
PAZ DE ARIPORO
PORE
SABANALARGA
SAN LUIS DE PALENQUE
TAURAMENA
TRINIDAD
VILLANUEVA
YOPAL (1)
YOPAL (2)

Atención al cliente

El prestador para este periodo no reporto información de PQR al SUI.

Pérdidas

De acuerdo con lo informado por el AEGR, a continuación se presenta el comportamiento del índice de pérdidas de energía del Operador de Red durante el 2012:

Mes	Valor
Enero	26,22%
Febrero	23,99%
Marzo	23,60%
Abril	23,49%
Mayo	25,06%
Junio	23,95%
Julio	23,68%
Agosto	23,99%
Septiembre	24,40%
Octubre	24,52%
Noviembre	23,71%
Diciembre	25,32%

Si bien durante el 2011 se presentó una disminución constante de las pérdidas durante al año 2011, la tendencia no se logró continuar en el 2012, según lo informado por el AEGR.

Durante el 2012 el menor del índice de pérdidas se presentó en el mes de abril, con 23,49%, mientras que en diciembre de este mismo año el porcentaje de pérdidas aumentó con respecto a otros meses del año.

Mes	Valor
Enero	26,22%
Febrero	23,99%
Marzo	23,60%
Abril	23,49%
Mayo	25,06%
Junio	23,95%
Julio	23,68%
Agosto	23,99%
Septiembre	24,40%
Octubre	24,52%
Noviembre	23,71%
Diciembre	25,32%

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.

Para estudiar los cambios regulatorios en el año 2012, es importante mencionar que con la Resolución CREG 172 de 2011 se dispuso 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 es 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.

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; los planes tienen una vigencia de cinco (5) años.

El operador que incumpla con las metas propuestas en su plan deberá devolver 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.

En correspondencia con lo establecido por la Resolución CREG 172 de 2011 y su resolución modificatoria 031 del 16 de marzo de 2012, la empresa presentó la información del plan en abril de 2012. De esta manera se inició el trámite administrativo de Solicitud de Aprobación del Plan de Reducción de Pérdidas No Técnicas, sobre el particular el Auditor Externo de Gestión y Resultados -AEGR¹ informa que el ente Regulador en el mes de noviembre de 2012, solicitó aclaración y complementación de la información utilizada en el balance y ventas de energía, información que se remitió en diciembre de 2012 por parte del prestador.

La empresa el 18 de diciembre de 2012, requirió a la CREG la suspensión temporal de la actuación administrativa para la evaluación y aprobación del Plan de Pérdidas y la habilitación del aplicativo de estimación de Costos Eficientes durante los días de suspensión de la actuación administrativa, para continuar con el proceso respectivo.

Por otra parte, en cuanto a cambios regulatorios, La Comisión expidió la Resolución CREG 084 de 2012, mediante la cual resuelve una solicitud de revisión tarifaria de la Resolución CREG 123 de 2009 y una solicitud de actualización de cargos del Sistema de Transmisión Regional - STR por entrada de activos del STR y conexión al Sistema de Transmisión Nacional - STN, de los activos operados por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.

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. Costo Unitario de Prestación del Servicio

Para el año 2011, las tarifas de energía eléctrica presentaron variaciones importantes, la primera de ellas entre enero y febrero de 2011, por un valor de 28 S\$/kWh por el precio promedio de la compra de energía; la segunda de ellas se presentó en el mes de junio de 2011, con la entrada en vigencia de la Resolución 180696 MME de mayo de 2011, por medio de la cual se creó el Área de Distribución Sur, en este caso el incremento es en el cargo de distribución; en diciembre de 2011 se presentó la mayor variación en el componente de restricciones la cual corresponde a una diferencia de 12.69 \$/kWh con respecto a la tarifa del mes anterior.

En la gráfica 4.2.1., se ilustra el comportamiento del CU para los años 2011 y 2012.

¹ Evaluación de Puntos Específicos, sui_ane_2012_1_5545793_1079879.pdf, Página 57 y siguientes

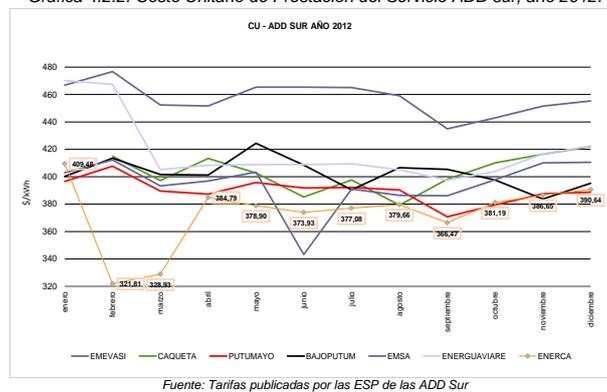
Gráfica 4.2.1. Costo Unitario de prestación del servicio, años 2011 – 2012.



Entre meses enero y febrero del año 2012 se presenta un disminución del Costo Unitario de Prestación del Servicio lo cual corresponden a 87,67 \$/kWh, de los cuales 79,38 \$/kWh corresponden a una disminución en el componente de Generación, que de conformidad con lo registrado por el AEGR², se debe al buen manejo de las compras en bolsa en los meses de enero y febrero del año 2012. Sin embargo esta situación no es permanente dado que el valor del CU oscila entre 373 \$/kWh a 390 \$/kWh.

A continuación el gráfico 4.2.2., muestra el costo unitario de prestación para la anualidad objeto del presente informe para todas las empresas que conforman el ADD Sur.

Gráfica 4.2.2. Costo Unitario de Prestación del Servicio ADD sur, año 2012.



Compra de Energía G:

Durante 2012, la componente de compra de energía presenta un comportamiento oscilatorio de enero a mayo, tal como se muestra en la gráfica 4.2.3, no obstante, tanto las cantidades como el precio promedio de compra en contratos nacional Mc, no manifiestan variaciones grandes en este período.

Para el primer trimestre observamos una disminución de 79,38 \$/, que de conformidad con lo registrado por el AEGR³, se debe al buen manejo de las compras en bolsa en los meses de enero y febrero del año 2012. Sin embargo esta situación no es

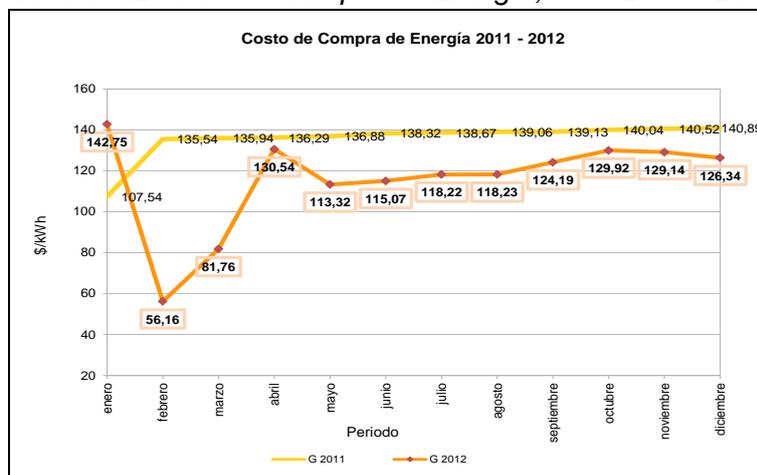
² Informe de Puntos Especificaos sui_ane_2012_1_5545793_1079879.pdf, páginas 83 y 84

³ Informe de Puntos Especificaos sui_ane_2012_1_5545793_1079879.pdf, páginas 83 y 84

permanente dado que el valor del CU oscilo el primer semestre y luego tomo una tendencia relativamente estable.

Es de anotar 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.

Gráfica 4.2.3. Costo Compra de Energía, años 2011 - 2012.



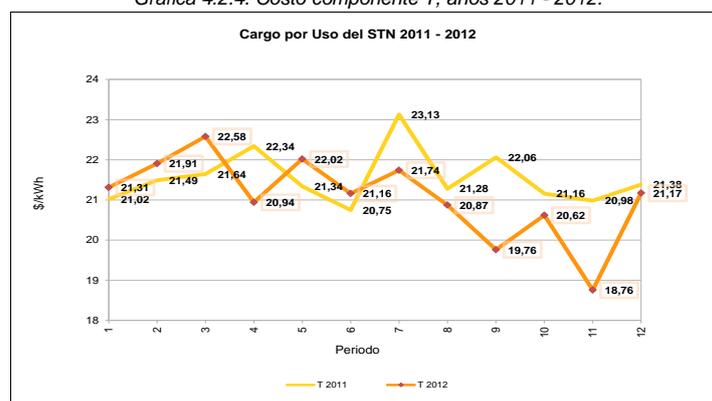
Fuente: Tarifas publicadas por la ESP

Componente de Transmisión T:

Con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 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., presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:

Gráfica 4.2.4. Costo componente T, años 2011 - 2012.



Fuente: Tarifas publicadas por la ESP - Calculada por XM

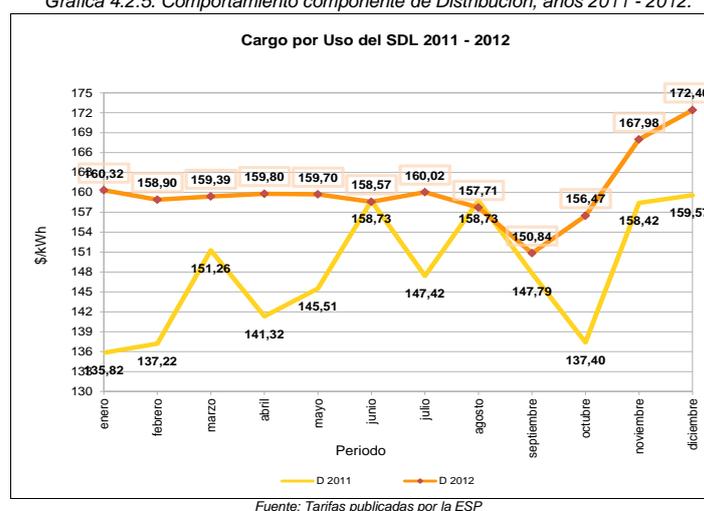
Componente de Distribución D:

El Ministerio de Minas y Energía -MME mediante las resoluciones 182306 de 16 de Mayo de 2009, 181347 del 27 de julio de 2010, 180696 del 04 de Mayo de 2011 y 18 0574 del 17 de abril de 2012, determinó las Áreas de Distribución ADD Oriente, Occidente, Sur y Centro respectivamente. La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. pertenece al ADD Sur.

Desde el punto de vista del usuario, el efecto de la ADD, la cual determina un cargo de distribución (componente D de la tarifa) único para todos los agentes que la integran, es que 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 de la empresa es menor, es decir $Dt(\text{agente}) < Dt(\text{único})$, 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.

Teniendo en cuenta que esta variable representa aproximadamente el 30% del costo unitario final, su comportamiento impacta la estabilidad general al CU.

Gráfica 4.2.5. Comportamiento componente de Distribución, años 2011 - 2012.



En la gráfica anterior se observa un comportamiento estable de la componente de enero hasta agosto, luego presenta un incremento constante de septiembre a diciembre lo que explica el incremento del CU en dichos meses.

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 Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.

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

En este sentido, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, mediante resolución CREG 051 de 2010 modificada por la Resolución CREG 24 de 2012, estableció la obligación a los OR de entregar la información referente a los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento - AOM a esta Superintendencia en los siguientes términos:

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

"Artículo 3. Fecha de Entrega de Información de AOM. Los Operadores de Red deben entregar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a más tardar el 30 de

abril de cada año, la información de AOM del año anterior junto con el informe del auditor contratado y la información adicional que se señala en esta resolución.

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

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

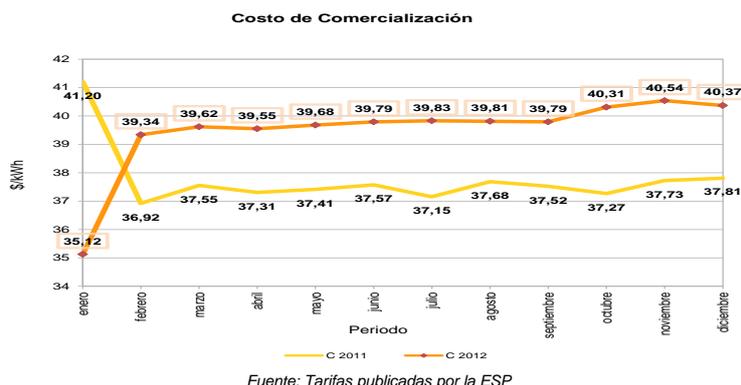
En virtud de dicha función, la Dirección Técnica de Gestión de Energía - DTGE, identificó la necesidad de implementar una jornada de verificación del reporte y cálculo del Porcentaje de Administración, Operación y Mantenimiento a Reconocer - PAOMR para cada uno de los operadores de red - OR, relativo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

Dentro de la mencionada jornada, se encontró que Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., no obtuvo el visto bueno para los años 2010 y 2011 por parte del auditor contratado, dado que la información suministrada por la empresa no correspondía con la solicitada según resolución CREG 051 de 2010, para lo cual la empresa se acogió a lo establecido el numeral 10.3 de la resolución CREG 097 de 2008, en relación con la disminución del 0,5% del PAOMR reconocido y límite superior, adicionalmente, 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 2,93%.

Componente de Comercialización C:

La componente de comercialización, presentó un comportamiento estable siguiendo la tendencia propia del índice de precios al consumidor IPC, la cual se presenta en la siguiente gráfica.

Gráfica 4.2.2.6. Comportamiento componente de C, años 2011 - 2012.



Componente de Pérdidas Pr:

Dado que la componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, los incrementos parciales evidenciados durante el año en

la componente G, en cierta medida se compensaron, con las disminuciones de la componente T.

El comportamiento de la componente de pérdidas en 2012 fue oscilatorio de enero a agosto y relativamente estable durante el resto del año.

Gráfica 4.2.7. Comportamiento componente P, años 2011 - 2012.

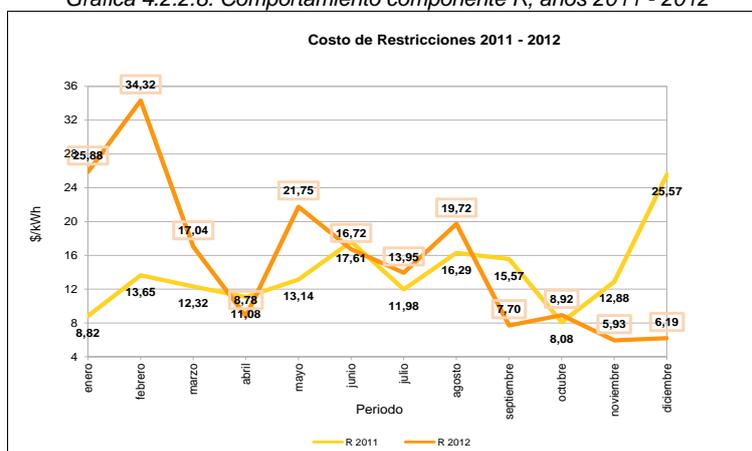


Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

Componente de Restricciones

Como se observa en el gráfico 4.2.8. Para la Empresa de Energía de Casanare la componente de restricciones es bastante oscilatoria; en 2011 tuvo un comportamiento creciente mientras que para 2012 fue creciente, pasando de 25,88 \$/kWh a 6,19 \$/kWh, una disminución del 70% aproximadamente.

Gráfica 4.2.2.8. Comportamiento componente R, años 2011 - 2012



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

4.2.3. Evolución de las tarifas 2012

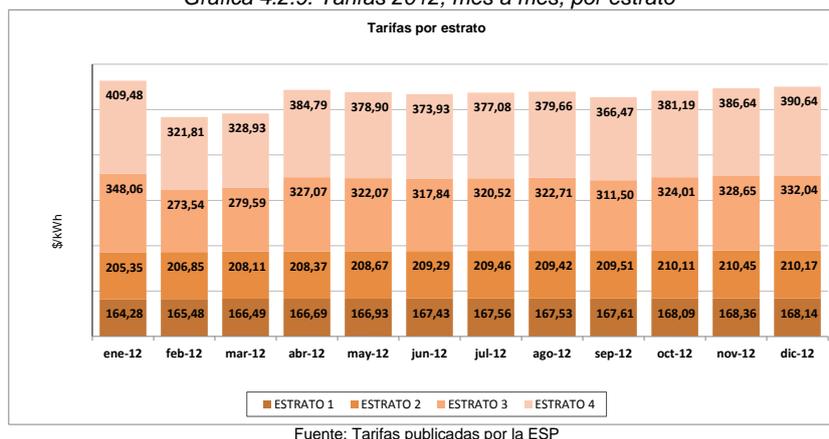
Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas en los años 2011 y 2012 por las empresas comercializadoras de energía eléctrica, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la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

Evolución de las tarifas 2012 del prestador

En la gráfica 4.2.9., observa la tarifa aplicada por la Empresa de Energía del Casanare 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 409,48 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 164,28 \$/kWh, asignado un subsidio del 59,9% para este periodo.

Gráfica 4.2.9. Tarifas 2012, mes a mes, por estrato



De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue una disminución del 4,6% en la tarifa, que para enero fue de 409,48 \$/kWh y para diciembre de 390,64 \$/kWh.

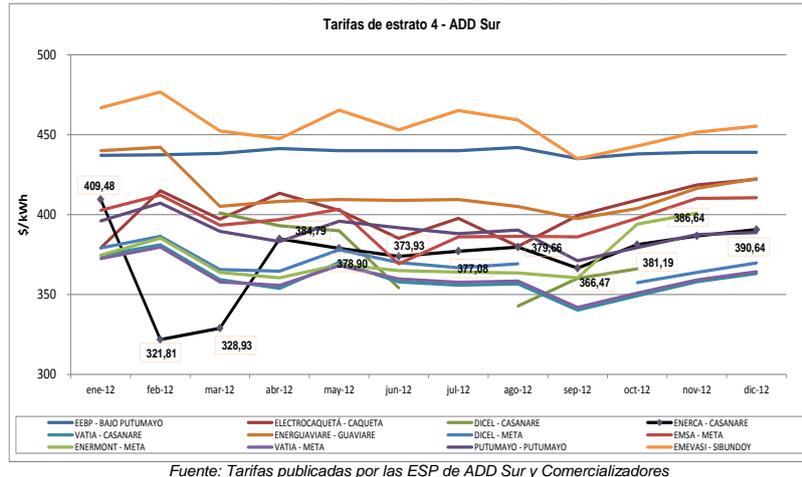
Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores del ADD Sur.

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 Único 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, tal como se presenta en la gráfica 4.2.10.:

Gráfica 4.2.10. Tarifas 2012 ADD Sur



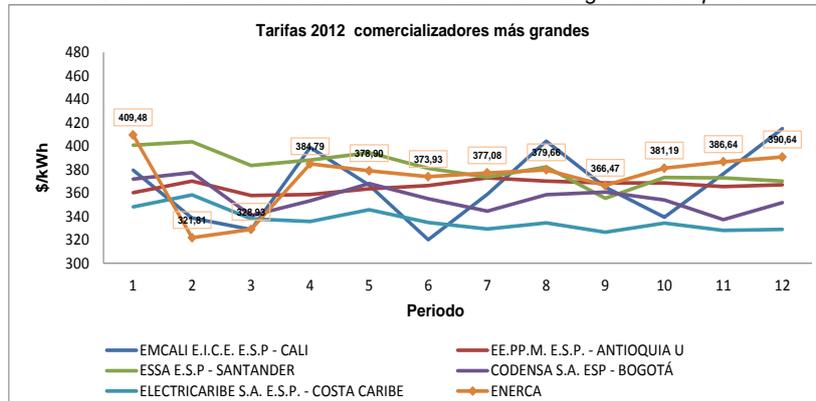
Fuente: Tarifas publicadas por las ESP de ADD Sur y Comercializadores

De la gráfica 4.2.10., se concluye que la empresa pasó de ocupar la cuarta posición como empresa con la tarifa aplicada más octava a la tercera.

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

De la gráfica 4.2.11., se observa que frente a los comercializadores más grandes del país la empresa posee una tarifa alta, ocupando la segunda posición en promedio.

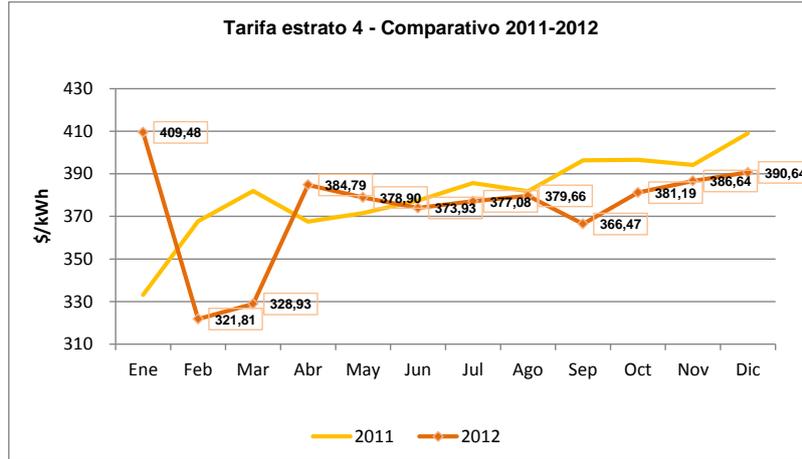
Gráfica 4.2.11. Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país



Fuente: Tarifas publicadas por las ESP

Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador

Gráfica 4.2.12. Tarifas 2011– 2012



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

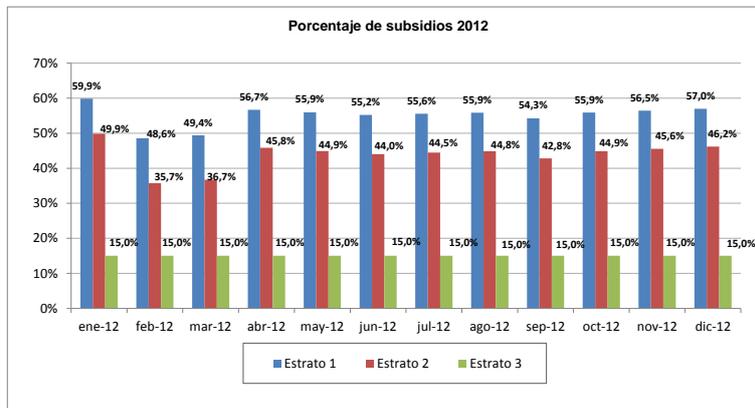
En la gráfica anterior podemos observar que la empresa traía de 2011 una tendencia al decreciente de las tarifas la cual se mantuvo hasta febrero de 2012, fecha en la cual comenzó con un comportamiento oscilatorio con tendencia creciente.

Consumos de Subsistencia Vigentes

La Resolución UPME⁴ 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.

La gráfica 4.2.13 se presenta el porcentaje de subsidios al consumo de subsistencia, para los estratos 1, 2, y 3.

Gráfica 4.2.13. Subsidios aplicados 2012



Fuente: Cálculos de SSPD

4.2.4. Subsidios y Contribuciones 2012

A continuación se presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2011 y 2012 por el prestador, de acuerdo con la información reportada al SUJ por parte del prestador.

⁴ UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

Tabla 4.2.1. Subsidios y Contribuciones 2011 - 2012

Estrato/Sector	2011	2012
Estrato 1	6.938.292.469	5.679.358.991
Estrato 2	3.757.029.443	2.911.161.833
Estrato 3	333.564.863	263.575.832
Total Subsidios	11.028.886.775	8.854.096.656
Industrial	37.388.018	7.454.120
Comercial	1.287.068.244	1.241.758.554
Total Contribución	1.324.456.262	1.249.212.674
Déficit	-9.704.430.513	-7.604.883.982

Fuente: SUI

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador disminuyó 22%, cerca de \$2.000 millones de pesos entre los años 2011 y 2012. La empresa otorgó durante el 2012 subsidios cercanos a \$8.854 millones de pesos, de los cuales el 64% (\$5.679 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 1, el 33% al estrato 2 (\$2.911 millones) y por último un 3% a los usuarios del estrato 3 (\$ 263 millones), además facturó contribuciones por un valor total de \$ 1.249 millones los cuales fueron en su mayoría del sector comercial (\$1.241 millones), no se reportan aportes de estratos 5 y 6.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$7.605 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$8.854 millones y recaudar un total de \$1.249 millones por concepto de contribución.

De otra parte, de acuerdo con lo estipulado en el Decreto 201 de 2004 en el cual se reglamenta la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia de servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física, para el tercer trimestre de 2012, el Ministerio de Minas y Energía validó en firme un déficit acumulado de \$2.145.904.027.

Según las conciliaciones efectuadas por el Ministerio, entre el año 2011 y 2012, se observa en la tabla 4.2. Lo siguiente:

Tabla 4.2 Conciliaciones MME 2011-2012

Concepto		2011	2012
Subsidios		14.766.394.847	15.976.007.448
Contribuciones		5.005.301.821	5.150.507.123
Déficit / Superávit		- 9.761.093.026	- 10.825.500.325
Giros de	Presupuesto Nal	12.584.084.895	11.039.467.000
	FSSRI	574.632.479	715.000.000

Fuente: MME

Para el año 2012, el Ministerio de Minas y Energía MME, efectuó el cálculo de las conciliaciones determinando un déficit del orden de \$10.825 millones, los cuales son cubiertos con recursos del FSSRI por un monto de \$715 millones y con recursos del Presupuesto Nacional por un monto de \$11.039 millones.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Oportunidad de cargue

La Empresa de energía de Casanare S.A. ESP, presenta los siguientes formatos pendientes para el año 2012:

Formato	Periodicidad	Periodo	Fecha Limite	Resolución
Formato 17	Anual	1	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 51% de los formatos reportados fueron certificados de manera extemporánea.

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

Calidad de la información comercial residencial

Usuarios por estrato

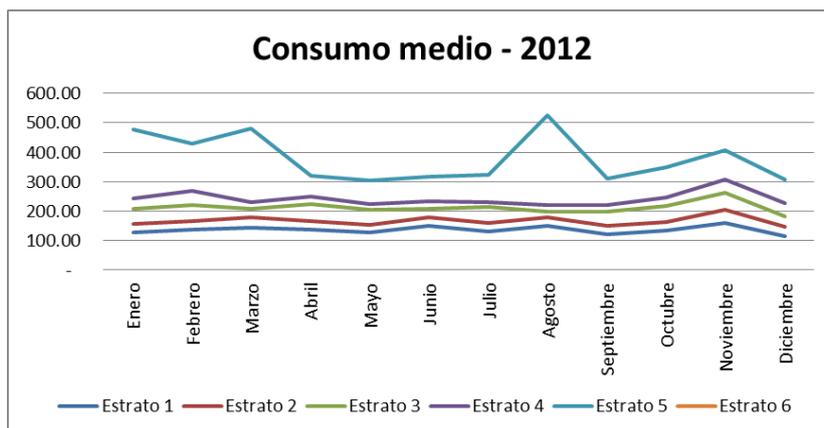
Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Enero	19,469	33,233	9,936	1,387	16	
Febrero	19,629	33,505	9,976	1,414	16	
Marzo	23,179	41,559	11,723	1,527	18	1
Abril	19,267	32,949	11,600	1,503	10	
Mayo	19,382	33,120	11,641	1,494	10	
Junio	23,643	42,137	11,813	1,537	16	1
Julio	19,632	33,415	11,688	1,529	10	
Agosto	24,039	42,630	11,870	1,563	18	1
Septiembre	19,816	33,636	11,703	1,533	10	
Octubre	20,018	33,883	11,718	1,531	10	
Noviembre	20,447	34,726	11,786	1,547	10	
Diciembre	20,539	34,882	11,826	1,550	10	

Consumo por estrato

Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Enero	2,466,511	5,255,510	2,074,422	336,187	7,638	
Febrero	2,672,179	5,561,822	2,214,177	379,617	6,839	
Marzo	3,346,965	7,436,823	2,453,331	351,408	8,665	278
Abril	2,646,739	5,525,814	2,601,982	375,638	3,213	
Mayo	2,462,538	5,048,170	2,385,262	333,086	3,043	
Junio	3,514,459	7,562,735	2,456,523	357,445	5,049	206
Julio	2,579,787	5,343,155	2,490,268	354,290	3,248	
Agosto	3,622,507	7,685,378	2,357,914	346,206	9,459	279
Septiembre	2,431,425	5,036,539	2,324,462	339,584	3,102	
Octubre	2,654,877	5,472,771	2,532,348	375,668	3,501	
Noviembre	3,287,607	7,061,158	3,090,294	475,841	4,081	
Diciembre	2,385,076	5,164,401	2,168,370	351,504	3,076	

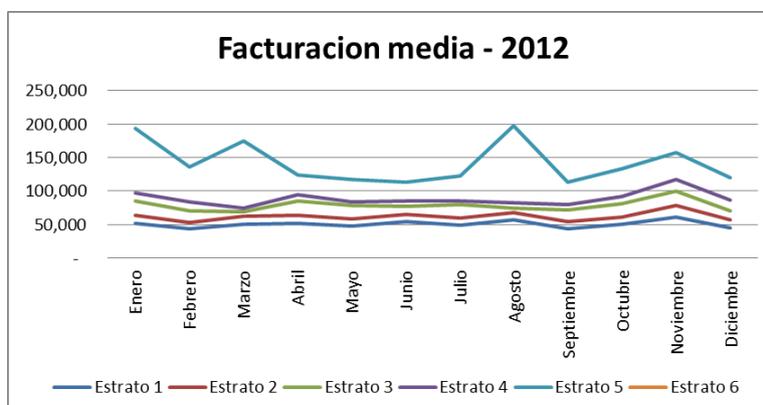
- **Consumo medio (kWh/usuarios)**

Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Enero	126.69	158.14	208.78	242.38	477.38	
Febrero	136.13	166.00	221.95	268.47	427.44	
Marzo	144.40	178.95	209.28	230.13	481.39	278.00
Abril	137.37	167.71	224.31	249.93	321.30	
Mayo	127.05	152.42	204.90	222.95	304.30	
Junio	148.65	179.48	207.95	232.56	315.56	206.00
Julio	131.41	159.90	213.06	231.71	324.80	
Agosto	150.69	180.28	198.64	221.50	525.50	279.00
Septiembre	122.70	149.74	198.62	221.52	310.20	
Octubre	132.62	161.52	216.11	245.37	350.10	
Noviembre	160.79	203.34	262.20	307.59	408.10	
Diciembre	116.12	148.05	183.36	226.78	307.60	



Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Enero	51,342	64,392	84,826	97,255	193,930	
Febrero	43,240	53,026	70,702	84,044	135,882	
Marzo	49,941	62,476	68,586	74,638	175,330	111,167
Abril	52,168	64,008	85,519	94,242	123,440	
Mayo	48,209	58,122	78,041	84,023	116,801	
Junio	53,927	65,163	77,039	85,152	113,254	72,913
Julio	49,052	59,934	79,774	85,829	122,476	
Agosto	56,572	67,870	74,880	82,553	196,796	106,201
Septiembre	44,516	54,521	72,248	79,636	113,679	
Octubre	50,061	61,187	81,777	91,831	133,453	
Noviembre	61,573	78,161	100,614	116,668	157,790	
Diciembre	44,936	57,489	71,090	86,926	120,160	



Calidad de la información no residencial

Usuarios por estrato

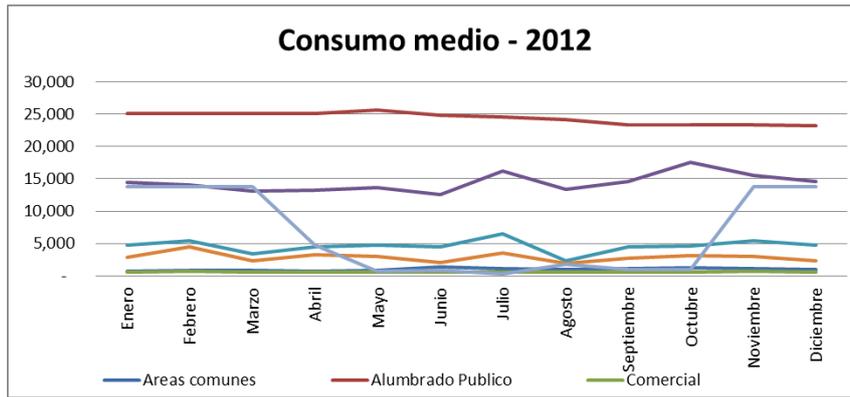
Mes	Areas comunes	Alumbrado Publico	Comercial	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial	Provisional
Enero	46	19	6816	162	28	610	2
Febrero	49	19	6848	164	28	609	2
Marzo	50	19	7062	176	46	997	2
Abril	49	19	6938	167	29	611	6
Mayo	50	19	7049	172	29	612	125
Junio	53	19	7243	184	46	1004	133
Julio	53	19	7090	174	30	614	138
Agosto	55	19	7313	184	50	1053	142
Septiembre	53	19	7136	173	30	625	149
Octubre	53	19	7180	174	30	626	157
Noviembre	55	19	7296	174	30	643	2
Diciembre	57	19	7334	176	31	652	2

Consumo por estrato

Mes	Areas comunes	Alumbrado Publico	Comercial	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial	Provisional
Enero	30,923	476,410	4,137,614	2,335,852	133,278	1,734,808	27,600
Febrero	40,911	476,410	4,465,511	2,299,661	153,125	2,753,093	27,600
Marzo	43,474	476,410	4,451,620	2,315,465	158,837	2,368,399	27,600
Abril	35,684	476,410	4,300,569	2,221,237	129,621	2,009,507	28,250
Mayo	41,905	487,932	3,972,202	2,341,337	139,090	1,875,055	93,176
Junio	70,838	471,622	4,533,721	2,308,336	205,768	2,011,679	119,295
Julio	56,910	465,634	4,294,803	2,829,294	193,417	2,189,028	37,442
Agosto	51,806	459,193	4,240,012	2,460,676	117,748	2,056,780	250,126
Septiembre	57,416	443,010	4,168,570	2,512,546	135,519	1,700,880	149,619
Octubre	63,942	443,010	4,505,131	3,065,209	137,339	1,970,141	154,137
Noviembre	64,744	443,010	5,287,946	2,704,056	161,780	1,965,552	27,600
Diciembre	56,495	440,664	3,926,609	2,565,904	148,873	1,501,115	27,600

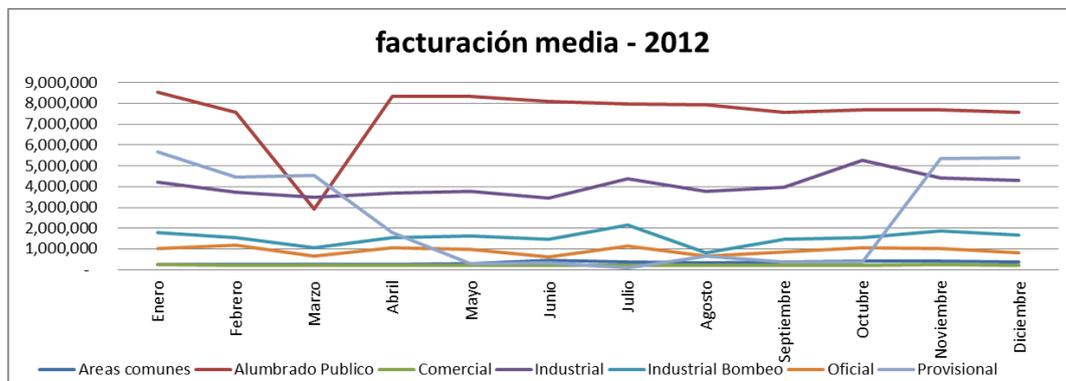
Consumo medio (kWh/usuarios)

Mes	Areas comunes	Alumbrado Publico	Comercial	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial	Provisional
Enero	672.24	25,074.21	607.04	14,418.84	4,759.93	2,843.95	13,800.00
Febrero	834.92	25,074.21	652.09	14,022.32	5,468.75	4,520.68	13,800.00
Marzo	869.48	25,074.21	630.36	13,156.05	3,452.98	2,375.53	13,800.00
Abril	728.24	25,074.21	619.86	13,300.82	4,469.69	3,288.88	4,708.33
Mayo	838.10	25,680.63	563.51	13,612.42	4,796.21	3,063.82	745.41
Junio	1,336.57	24,822.21	625.95	12,545.30	4,473.22	2,003.66	896.95
Julio	1,073.77	24,507.05	605.76	16,260.31	6,447.23	3,565.19	271.32
Agosto	941.93	24,168.05	579.79	13,373.24	2,354.96	1,953.26	1,761.45
Septiembre	1,083.32	23,316.32	584.16	14,523.39	4,517.30	2,721.41	1,004.15
Octubre	1,206.45	23,316.32	627.46	17,616.14	4,577.97	3,147.19	981.76
Noviembre	1,177.16	23,316.32	724.77	15,540.55	5,392.67	3,056.85	13,800.00
Diciembre	991.14	23,192.84	535.40	14,579.00	4,802.35	2,302.32	13,800.00



Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

Mes	Areas comunes	Alumbrado Publico	Comercial	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial	Provisional
Enero	255,171	8,558,809	238,319	4,229,636	1,772,349	1,007,292	5,650,798
Febrero	246,794	7,582,339	199,530	3,712,178	1,553,625	1,189,419	4,440,984
Marzo	262,533	2,913,779	198,828	3,486,459	1,048,573	665,452	4,539,236
Abril	260,271	8,351,411	227,996	3,694,512	1,534,170	1,064,145	1,808,885
Mayo	301,028	8,356,696	209,306	3,775,218	1,616,261	996,801	285,930
Junio	462,057	8,081,574	225,010	3,434,672	1,481,870	634,331	335,227
Julio	377,187	7,967,589	221,157	4,359,767	2,133,358	1,135,372	102,293
Agosto	333,988	7,933,888	213,369	3,755,897	825,725	645,180	666,860
Septiembre	367,779	7,554,061	207,252	3,964,600	1,461,765	866,400	366,406
Octubre	427,281	7,692,300	231,134	5,267,347	1,554,133	1,041,328	373,247
Noviembre	425,176	7,676,586	271,836	4,433,422	1,864,202	1,012,200	5,335,719
Diciembre	361,585	7,553,992	202,433	4,292,008	1,673,730	802,925	5,390,797



7. ACCIONES DE LA SSPD

Se realizó visita de seguimiento especial el 9, 10 y 11 de abril, algunas de las aclaraciones efectuadas por la prestadora sobre variaciones de las cuentas fueron referidas en este documento, tomando como base el acta de visita.

Dada la información suministrada por la Dirección de Investigaciones de Energía y Gas, a continuación se relacionan las acciones de Vigilancia y Control desarrolladas por la Superintendencia Delegada para Energía y Gas, en la vigencia 2012:

Resolución sanción con radicado SSPD No. 20122400003645 por incumplimiento a otras obligaciones del prestador fecha 15/02/2012.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La empresa evidencia mejoras en su comportamiento financiero evidenciadas principalmente por la utilidad obtenida en la vigencia 2012

El Auditor Externo manifiesta que:

“Los resultados para la empresa en el negocio de energía eléctrica son favorables, no obstante la empresa debe hacer énfasis en sus resultados, puesto que no son consistentes. Los riesgos de viabilidad financiera por la generación de resultados negativos recurrentes son altos si se continúa con esta situación. La empresa debe analizar con extrema urgencia la situación y adelantar gestiones tendientes a la eliminación de estos riesgos.”

- En cuanto al plan de pérdidas, se considera necesario efectuar una revisión de la información del plan presentado a la CREG y del cumplimiento del mismo, dado el impacto que se puede presentar dentro del Costo Unitario de Prestación del Servicio y por ende de las tarifas para los usuarios.
- A pesar de que el prestador tiene un CU y tarifa relativamente baja frente a los comercializadores del ADD Sur pero posee una tarifa alta si se compara con los comercializadores más grandes del país.
- La tarifa ha venido decreciendo en forma pausada y es relativamente estable.
- En cuanto a subsidios y contribuciones el prestador continúa presentando un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y sobreprecios. Situación que se acentúa a partir de la expedición de los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME cuya aplicación disminuyó los recursos por aportes solidarios provenientes de los usuarios industriales.
- No obstante lo anterior, y a diferencia de otros sectores los déficit de la estructura tarifaria de la empresa son atendidos a través del Presupuesto Nacional. Para el 2012, la empresa presentó un déficit de \$10.825 millones.