

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN ELECTRIFICADORA DEL META 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 META S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2012

Auditor Externo: LEAL INGENIEROS ASOCIADOS LTDA

1. DESCRIPCION GENERAL DE LA EMPRESA

Electrificadora del Meta SA ESP se constituyó en el año 1981 para desarrollar las actividades de comercialización y distribución de Energía Eléctrica. La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$ 19.122.300.000 y tiene su sede principal en la ciudad de Villavicencio. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día Mayo 2 de 2013.

Tabla 1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Anónima
Razón social	Electrificadora del Meta SA ESP
Sigla	EMSA E.S.P.
Nombre del gerente	Hernán Saavedra Caicedo

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$371.320.598.592	\$388.208.209.901	-4,35%
Activo Corriente	\$61.560.673.951	\$83.081.255.228	-25,90%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$153.908.781.761	\$146.756.793.606	4,87%
Inversiones	\$2.431.057.735	\$5.307.290.951	-54,19%
Pasivo	\$137.842.676.779	\$156.012.121.239	-11,65%
Pasivo Corriente	\$61.093.943.009	\$81.877.157.084	-25,38%
Obligaciones Financieras	\$52.271.968.456	\$45.844.714.924	14,02%
Patrimonio	\$233.477.921.813	\$232.196.088.662	0,55%
Capital Suscrito y Pagado	\$19.122.300.000	\$19.122.300.000	0,00%

Fuente: SUI

Para el año 2012 los Activos de la Empresa ascienden a \$371.320 millones, presentando un decrecimiento de 4,35% con respecto al año anterior, esta variación del activo fue ocasionada por la reducción del disponible, el cual pasó de \$28.765 en la vigencia 2011 a \$ 7.602 millones en el 2012 y la cuenta dentro de este rubro la produjo el mayor decrecimiento es 111006 cuentas de ahorro.

Las inversiones de la prestadora están representadas por Certificados de Depósito a término Fijo de \$ 2.431 millones, las cuales tuvieron una disminución con base a la vigencia anterior de \$2.096 millones.

La cartera del servicio aumentó en un 9,06% equivalente a \$ 2.777 millones, de los cuales corresponden \$ 2.035 millones a crecimiento de la cartera con clientes y \$742 millones a aumentó de cartera de Subsidios

La propiedad planta y equipo aumentó en \$ 7.152 millones equivalente al 4,87% mayor que el año anterior, posicionándose en \$153.909 millones, en donde sobresale los rubros Plantas Ductos y Túneles con una participación del 55% y las Redes Líneas y cables con el 27%.

La empresa mantiene valorizaciones por \$ 147.462 millones, equivalente al 39,71% del activo, dentro de los cuales se destaca los \$ 109.519 millones de la cuenta de Redes Líneas y Cables.

Los Pasivos disminuyeron en 11,65% ubicándose en \$137.843 millones, dentro de los pasivos se evidencian disminuciones y aumentos de cuentas de la siguiente manera:

Las cuentas por Pagar muestran el mayor decrecimiento correspondiente a \$54.053 millones, de donde los pasivos por Adquisición de Bienes y Servicios disminuyeron en \$27.038 millones y los Impuestos Contribuciones y Tasas se redujeron en \$23.091 millones

Las obligaciones financieras crecieron en \$ 5.835 millones colocándose en \$52.272 millones, correspondientes a créditos con la banca comercial, los pasivos estimados y provisiones crecieron 178,5% quedando en \$21.937 millones. Las cuentas que presentaron el aumento fueron: la provisión de Renta y Complementarios con \$18.798 millones, destacándose este rubro por cuanto no se tenía provisión en la vigencia 2011 y la provisión de Industria y Comercio que refleja un valor de \$3.139 millones.

Por otra parte los Otros Pasivos reflejaron un aumento de \$6.094 millones, ubicándose en \$24.134 millones para la vigencia 2012, de esta cuenta se destaca los ingresos recibidos por anticipado con \$18.274

El patrimonio presentó un incremento de \$1.282 millones con respecto a 2011, ascendiendo a \$233.478 millones en 2012, soportado en el aumento del resultado del ejercicio que para la vigencia 2012 fue de \$ 36.362 millones.

El capital autorizado de la compañía está representado por \$ 220.000 acciones Autorizadas con un valor nominal de \$ 100.000 cada una, de las cuales se encuentran suscritas y pagadas 191.223 acciones al 31 de diciembre de 2012. Con relación a la estructura de capital de la Empresa, el 62,9% de los fondos son propios y el 37,1% restantes son aportados por acreedores.

2.2 Estado de Resultados

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución, estos para el 2012 fueron de \$272.577 millones, presentando un incremento del 2,87% con respecto al 2011, el aumento está sustentado por los mayores valores de ingresos por distribución en \$ 8.120 millones y comercialización en \$2.443 millones

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$272.577.701.500	\$264.961.649.425	2,87%
COSTOS OPERACIONALES	\$195.476.140.314	\$192.630.868.702	1,48%
GASTOS OPERACIONALES	\$37.925.462.774	\$37.390.276.501	1,43%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$39.176.098.412	\$34.940.504.222	12,12%
OTROS INGRESOS	\$2.555.541.722	\$3.302.202.100	0,00%
OTROS GASTOS	\$5.369.263.619	\$5.266.983.549	1,94%
GASTO DE INTERESES	\$4.132.436.498	\$3.189.143.381	29,58%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$36.362.376.515	\$32.975.722.773	10,27%

Fuente: SUI

Los Costos Operacionales representan el 71,71% de los Ingresos Operacionales, estos aumentaron un 1,48% con respecto al año anterior, pasando de \$192.631 millones a \$195.476 millones, en donde las compras de energía en bloque y/o a largo plazo y las compras en bolsa y/o a corto plazo, corresponden el 59%, el uso de líneas, redes y ductos el 16%, las ordenes y contratos por otros servicios el 6% y los servicios personales el 4% del total de los costos de ventas y operación.

Los gastos aumentaron en 1,49%, pasando de \$42.657 millones a \$43.295 millones, de los cuales los gastos administrativos corresponden al 33%, las provisiones depreciaciones y amortizaciones el 55% quedando los otros gastos con una participación del 12% del total de los gastos de la compañía.

Los gastos de administración disminuyeron \$1.678 millones ubicándose en \$14.140 millones, de los cuales \$ 7.580 millones corresponden a gastos de personal, \$ 4.040 millones a gastos generales, \$ 2.520 millones a impuestos contribuciones y tasas.

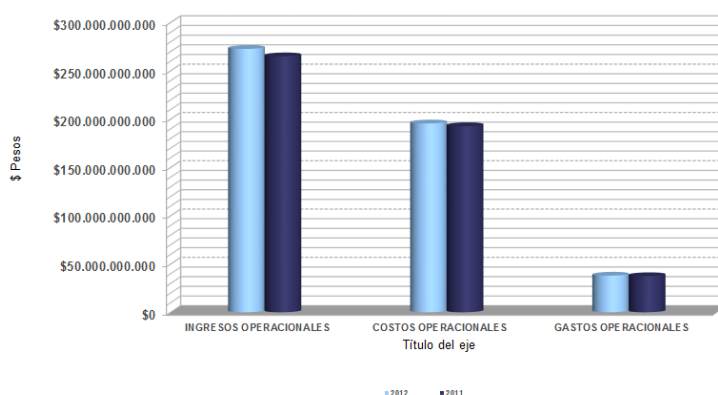
La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento aumentó \$ 2.213 millones, ascendiendo a \$ 23.785 millones, de los cuales 21.963 millones corresponden a provisión para obligaciones fiscales y \$1.025 millones a provisión para contingencias litigios o demandas.

En 2012 la Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$ 39.176 millones, teniendo un incremento con respecto al 2011, del 12,12%, evidenciándose principalmente por el aumento de ingresos operacionales.

Los Ingresos no operacionales fueron de \$ 2.556 millones presentando una disminución del 22,61%, debido a la reducción en ingresos extraordinarios en la no obtención de ingresos por ajuste de vigencias anteriores, los ingresos financieros tuvieron un aporte de \$ 1.020 millones para el 2012, \$ 96 millones más que en el 2011.

Los Gastos No Operacionales en 2012 ascendieron a \$ 5.369 millones, aumentando 1,94% con respecto al año anterior, de los cuales los gastos financieros por intereses son los de mayor representación con \$ 4.132 millones, seguidos por las otras comisiones que son de \$ 498 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	1,0	1,0
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	45,2	42,2
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	26,4	78,7
Activo Corriente Sobre Activo Total	16,58%	21,40%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	37,1%	40,2%
Patrimonio Sobre Activo	62,9%	59,8%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	44,3%	52,5%
Cobertura de Intereses – Veces	15,9	18,3
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	73.419.802.110	67.255.803.696
Margen Operacional	26,9%	25,4%
Rentabilidad de Activos	19,8%	17,3%
Rentabilidad de Patrimonio	35,0%	31,9%

Fuente: SUI

Liquidez

La razón corriente de la Empresa para el año 2012 es 1, veces, indicador que se mantuvo constante con respecto al año anterior, esto indica que la Empresa por cada peso del pasivo corriente cuenta con un peso en el activo corriente, para para cumplir con sus obligaciones a corto plazo, 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 47% y los subsidios corresponden al 6%.

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó un aumento de 3 días pasando de 42,2 días en 2011 a 45,2 días en 2012, esta rotación presenta un indicador aceptable para el servicio de energía.

La Empresa tarda 26,4 días en realizar el pago de sus obligaciones, disminuyendo en 52,4 días con respecto al año anterior, en el cual se tardaba 78,8 días, las obligaciones están concentradas en pasivos financieros y compras para bienes y servicios.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 37,15%, en el cual se evidencia una disminución de 3,1% con respecto al año anterior, el cual se ubicaba en 40,2%.

Por otro parte el 62,9% 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 44,3% del total de los Pasivos, el 55,7% restante pertenece a Pasivos de largo plazo, de los cuales el 52% corresponde a obligaciones financieras y el 19% corresponden a pasivos estimados y provisiones y el 24% corresponde a otros pasivos (otros recaudos a favor de terceros)

Rentabilidad

El EBITDA para el año 2012 fue de \$ 73.420 millones, el cual presento un incremento de \$ 6.164 millones con respecto al año anterior, como consecuencia del incremento de los ingresos operacionales.

EL margen operacional en 2012 fue de 26,9%, presentando un incremento de 1,55% con respecto al año 2011, como resultado del aumento del Ebitda de la compañía atado al incremento de los ingresos operacionales.

La rentabilidad de los Activos aumentó 2,45% con respecto al año anterior ubicándose en 19,8%, la rentabilidad del patrimonio presentó un incremento de 3,09% con respecto a la vigencia anterior, siendo de 31,9% para el año 2012.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

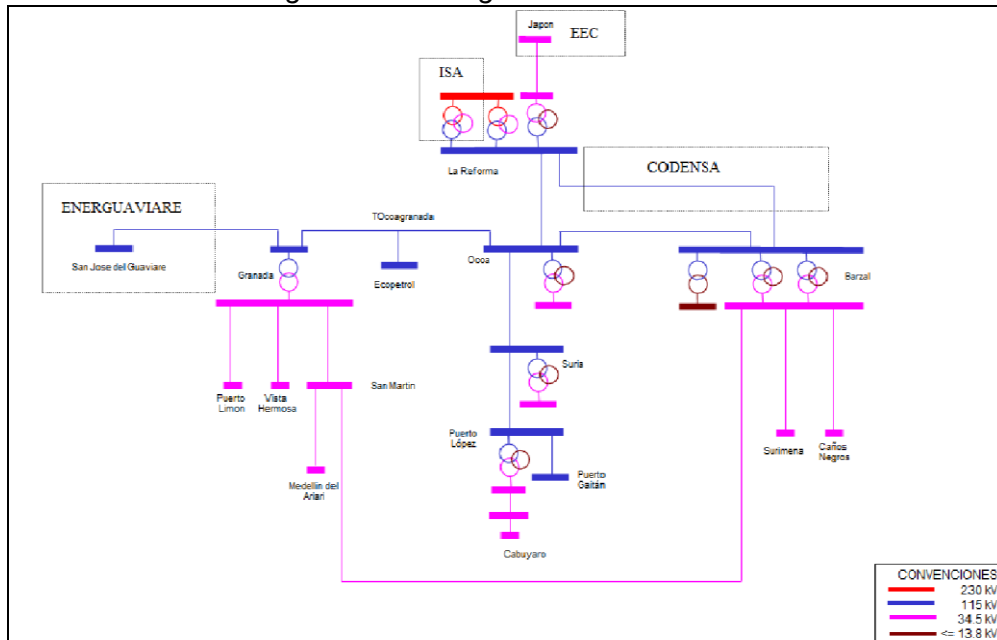
Descripción de la infraestructura

De acuerdo a la información suministrada por la Empresa, 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 EMSA a través de la cual se brinda la energía a veintinueve (29) municipios del Departamento del Meta, distribuidos en cuatro (4) zonas: Zona Centro, Zona Rio Meta, Zona Ariári y Zona Acacias.

Fronteras con el STR

EMSA se conecta al STR y STN por medio de la subestación La Reforma puntos de convergencia eléctrica con los OR CODENSA S.A. ESP y Empresa de Energía de Cundinamarca, y en la subestación Granada con la Empresa de Energía del Departamento del Guaviare S.A. ESP.

Figura N°3.1 Diagrama Unifilar EMSA



Fuente: XM S.A. ESP. - PARATEC

3.1.2 Sistema de Distribución - SDL – CETSA

Tabla N° 3.1. Subestaciones Eléctricas – 115 kV – EMSA Año 2012.

SUBESTACIONES ELÉCTRICAS EMSA - 115 Kv	
NOMBRE S/E.	
PUETO LOPEZ	
BARZAL	
OCO A	
GRANADA	
SURIA	
LA REFORMA	
PUERTO GAITAN	
ECOPETROL	

Fuente: XM S.A. ESP. - PARATEC

Tabla N° 3.2. Subestaciones Eléctricas – 115 kV – EMSA año 2012.

SUBESTACIONES ELÉCTRICAS EMSA - 34.5 Kv	
NOMBRE S/E.	
PUETO LOPEZ	
BARZAL	
OCO A	
GRANADA	
SURIA	
PUERTO LIMON	
MEDELLIN DEL ARIARI	
VISTA HERMOSA	
SANMARTIN	
CABUYARO	
SURIMENA	
CAÑOS NEGROS	

Fuente: XM S.A. ESP. - PARATEC

De acuerdo con la información reportada al SUI por la EMSA, ésta, tiene un total de 133 circuitos asociados a los diferentes niveles de tensión de su sistema eléctrico, a través de los que brinda el servicio de energía a todos los usuarios del departamento del Meta. Y a su vez, tiene un total de 9.858 transformadores vinculados a los mencionados circuitos, discriminados de la siguiente manera:

Tabla N° 3.4. Relación de transformadores por grupo de calidad EMSA Año 2012.

TRANSFORMADORES POR GRUPO DE CALIDAD DEL SDL DE EMSA			
	GRUPO DE CALIDAD		
	GRUPO DE CALIDAD 1	GRUPO DE CALIDAD 3	GRUPO DE CALIDAD 4
CANTIDAD DE TRANSFORMADORES	2,678	1,780	5,400
CANTIDAD DE USUARIOS VINCULADOS POR TRANSFORMADORES Y GRUPO DE CALIDAD	127,819	72,926	38,038

Fuente: SUI

Al respecto, se observa que la gran mayoría de los usuarios de EMSA se encuentran ubicados dentro de las zonas urbanas de su mercado, es decir dentro de los grupos de calidad 1 y 3. Ahora bien, es importante resaltar que el 55% de los transformadores de su sistema se encuentran instalados en áreas rurales, lo cual muestra un alto factor de dispersión de usuarios ubicados en áreas rurales, quienes representan el 16% de los usuarios totales de este mercado.

3.2 Inversiones

El nivel de inversiones de EMSA S.A. ESP, para el año 2012 ascendió a los \$22.689.975.479 de pesos, de los cuales un 75% se desarrolló en áreas urbanas y el 25% restante en sectores rurales. Así mismo, se registró al formato 18 – Proyectos de Inversión del SUI un total de 24 proyectos, de los cuales a diciembre de 2012 se finalizó el 75%, el porcentaje restante se finalizaría durante el año 2013.

A continuación se presenta una relación discriminada de los proyectos EMSA 2012.

Tabla N° 3.5. Proyectos de inversión EMSA 2012

ITEM	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	OBJETIVO PROYECTO	FECHA FINAL DE EJECUCIÓN	VALOR	PORCENTAJE DE AVANCE
1	257-11	Construccion red de baja tension y ramal en la Vereda La Cristalina	Construccion de red trenzada de baja tension y ramal alimentador en la Vereda La Cristalina del municipio de Puerto Gaitan	10/02/12	\$280,051,992	100%
2	313-11	Construccion y mantenimiento red de media tension	Construccion y mantenimiento red de media tension en el Canton Alban del Ejercito en la Via a Puerto Lopez	18/07/2012	\$194,923,406	100%
3	314-11	Remodelacion red de baja tension	Cambio de la red de baja tension a red trenzada en el Barrio La Carolina en el municipio de Villavicencio	27/01/2012	\$128,082,995	100%
4	315-11	Remodelacion red de baja tension	Cambio de la red de baja tension a red trenzada en el barrio Siete de Agosto del municipio de Villavicencio	27/01/2012	\$55,951,993	100%
5	316-11	Remodelacion red de baja tension	Cambio de la red de baja tension a red trenzada en la entrada del Hogar San Camilo esquina Barrio La Sabana del municipio de Villavicencio	27/01/2012	\$131,554,473	100%
6	276-11	Sistema de gestion de calidad de la potencia	Suministro instalacion pruebas y puesta en servicio de un sistema de gestion de calidad de la potencia electrica y de la calidad del servicio en las subestaciones de la Electrificadora del Meta	14/07/2012	\$1,320,789,164	100%
7	264-11	Construccion linea sobre la via Atillanura - Rubiales	Construccion de diez y nueve km de linea aislada sobre la via Atillanura - Rubiales en el municipio de Puerto Gaitan	27/02/2012	\$1,191,474,246	100%
8	263-11	Construccion subestacion El Tropezon	Ingenieria de detalle construccion obras civiles suministro de equipos y puesta en servicio para la construccion de la subestacion El Tropezon	06/01/2012	\$381,753,989	100%
9	255-11	Automatizacion de las subestaciones Acacias - San Martin y Cumaral	Ingenieria de detalle construccion obras civiles suministro de equipos y puesta en servicio para la automatizacion de las subestaciones Acacias - San Martin y Cumaral	08/06/2012	\$8,320,586,118	100%
10	299-11	Suministro de equipos subestacion Campobonito	Diseno fabricacion y suministro en sitio de materiales y equipos requeridos para la subestacion campobonito ubicada en el municipio de Puerto Lopez	09/12/2012	\$2,372,532,539	100%
11	286-11	Construccion subestacion Campobonito	Construccion obras civiles obras electromecanicas montajes pruebas y puesta en servicio de la subestacion Campobonito	31/12/2012	\$2,360,377,959	66%
12	45-290	Linea Campobonito	Construccion para reconfiguracion de la linea de transmision en doble circuito para la conexcion de la subestacion Campobonito	25/06/2012	\$305,029,170	100%

ITEM	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	OBJETIVO PROYECTO	FECHA FINAL DE EJECUCIÓN	VALOR	PORCENTAJE DE AVANCE
13	45-480	Remodelacion red de media tension	Remodelacion de un tramo de linea aislada sobre el Camino Ganadero	19/10/2012	\$209,547,304	100%
14	45-606	Ampliacion subestacion Ocoa	Ampliacion subestacion Ocoa incluye ingenieria de detalle suministro de equipos obras civiles montaje pruebas y puesta en servicio	31/12/2012	\$425,739,316	73%
15	45-836	Construccion redes de media tension barrio Bateas	Construccion de redes de media tension barrio Bateas	18/12/2012	\$118,868,237	100%
16	45-437	Instalacion e integracion de reles de proteccion	Instalacion e integracion de reles de proteccion marca Siemens para las subestaciones Idema - Canos Negros - Barzal y Ocoa	04/12/2012	\$300,000,000	100%
17	45-477	Remodelacion red de baja tension	Cambio y-o remodelacion de la red de baja tension a red trezada en el municipio de Puerto Rico	31/12/2012	\$1,148,381,641	78%
18	45-583	Remodelacion red de media tension	Construccion y remodelacion circuito en media tension en cable semiaislado y en red abierta en los circuitos rural porvenir y la balsa	20/12/2012	\$1,969,255,042	100%
19	45-476	Remodelacion red de baja tension	Cambio de la red de baja tension a red trezada de los barrios Belen y Estero en el municipio de Granada y el sector el centro en el municipio de Puerto Lopez	14/12/2012	\$491,785,570	100%
20	45-497	Remodelacion red de baja tension	Cambio y-o remodelacion de la red de baja tension a red trezada en el barrio Barzal del municipio de Villavicencio	04/12/2012	\$520,757,307	100%
21	45-563	Remodelacion red de baja tension	Cambio y-o remodelacion de la red de baja tension a red trezada en el barrio La Esmeralda del municipio de Villavicencio	03/12/2012	\$119,592,872	100%
22	45-656	Remodelacion red de baja tension	Cambio y-o remodelacion de la red de baja tension a red trezada en el barrio El Buque - Chapinerito y Triunfo del municipio de Villavicencio	15/12/2012	\$164,290,582	100%
23	45-833	Remodelacion red de baja tension	Cambio y-o remodelacion de la red de baja tension a red trezada en Pompeya Alto del municipio de Villavicencio	31/12/2012	\$57,741,930	20%
24	45-835	Remodelacion red de baja tension	Cambio y-o remodelacion de la red de baja tension a red trezada en el Barrio El Triangulo del municipio de Villavicencio	18/12/2012	\$120,907,634	100%

Fuente: SUI

Dentro de los proyectos más significativos tanto económica como técnicamente se encuentra:

- La automatización de las subestaciones Acacias - San Martín y Cumaral, por un valor de \$8.320.586.118 proyecto a través del cual se logró un mejoramiento operativo del sistema de distribución de EMSA.
- El desarrollo de 11 proyectos para remodelación de redes en baja tensión (cambio de red abierta a red trenzada), en diferentes municipios del departamento, por un valor de \$3.219.098.989 lo que equivale a un 14% del valor total de los proyectos desarrollados.
- Construcción de obras civiles, electromecánicas, pruebas y puesta en servicio de la subestación Campobonito, proyecto que se encuentra a un 66% de ejecución. Ahora bien, el desarrollo de la reconfiguración de la línea de transmisión en doble circuito para la conexión de la subestación Campobonito, si se ha ejecutado en un 100%. El valor total del proyecto es de \$2.665.407.129

El AEGR informa que EMSA presentó una falta de inversión de 29.72%, superior a la del año anterior, la cual fue de 25.3%. El presupuesto de inversión fue de \$33.525 millones y se ejecutó en el 70.28% \$23.561 millones.

3.3 Mantenimiento y operación

De acuerdo a lo expresado por el AEGR, la empresa basa su programa de mejora continua en el área técnico-operativa, en la realización de actividades de mantenimiento basado a las consecuencias, es decir, mejorando los valores alcanzados en años anteriores de los indicadores de calidad del servicio y al cumplimiento del valor de referencia establecido por la CREG para estos indicadores

Razón por la cual, las actividades definidas dentro del plan de mantenimiento obedecieron al análisis de las causas que determinaron las diferentes fallas y la consecuente acción para mitigar o corregir el origen de las mismas, esto se logró a través de la realización de:

- Mantenimiento predictivo.
- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo.
- Mantenimiento red de comunicaciones SE.

3.3.1. Mantenimiento predictivo

Esta figura de mantenimiento usada por EMSA, se basa en la determinación del estado de los diferentes en operación a partir del uso de equipos especializados, a través de los que se realizan una serie de ensayos no destructivos, con el fin de que sean tomadas decisiones antes de que se presenten fallos que puedan desencadenar fallas mayores.

Al respecto, con el fin de garantizar el correcto desempeño de los equipos asociados a la confiabilidad del sistema, realizó los siguientes análisis:

- Toma de muestras de aceite de transformadores de potencia – Prueba realizada con una periodicidad de dos veces al año.
- Termografías de todas las subestaciones del STR, se realiza para evitar daños físicos en los equipos ante descargas atmosféricas o fallas transitorias, al detectarse un punto caliente se corrige con línea viva o se solicita consignación local o nacional, según sea el caso, para corregir la anomalía.

3.3.2. Mantenimiento preventivo

Dentro de las actividades encaminadas a la conservación de equipos o instalaciones realizadas por EMSA, según lo expresado por el AEGR se efectúan revisiones periódicas a los equipos e instalaciones, seguimiento al historial de mantenimiento efectuado, además de reparaciones que garanticen su buen funcionamiento y fiabilidad.

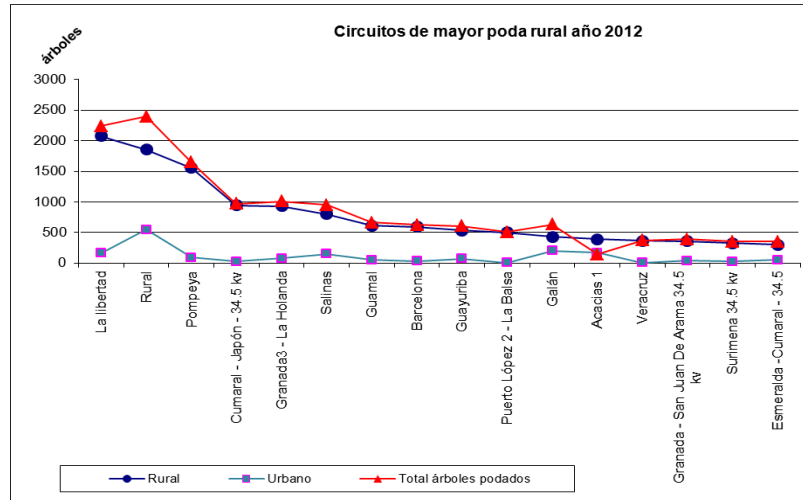
Para garantizar la operatividad y disponibilidad de los equipos asociados se ha realizado mantenimiento de unidades constructivas así:

- Cambio de la versión del sistema operativo de Siprotec Digi 4 versión 4.81 a versión 4.84, en las Subestaciones Reforma, Barzal, Ocoa, Idema, Caños Negros y Catama.
- Mantenimiento a las Bahías de nivel 4 a las que fue posible programar por deficiencia en la cargabilidad del sistema.
- Mantenimiento a los equipos asociados de servicios auxiliares.
- Montaje de relés de protección nuevos en Subestaciones Barzal, Ocoa, Idema y Caños Negros.
- Montaje de equipos de protección a transformadores y barras.
- Mantenimiento parcial a transformadores de potencia.
- Puesta en servicio de las Subestaciones automatizadas Cumaral, Acacias, San Martín, Granada y Puerto López.
- Mantenimiento de redes y anillos de fibra óptica

Durante el año se reemplazaron por mantenimiento 413 transformadores de distribución, que corresponden al 3.3% del total de transformadores instalados en el sistema EMSA.

De igual forma, el AEGR informa que en el desarrollo del contrato de mantenimiento se podaron 27.186 árboles, 35.5% en las zonas urbanas y el 64.5% en las zonas rurales del departamento.

Grafica N°3.1 Mantenimiento de redes – Circuitos rurales 2012.



Fuente: AEGR

Comparando las podas realizadas durante el año 2012 con respecto al año 2011 se tiene lo siguiente:

Tabla N° 6. Comparativo 2011 Vs 2012 - Mantenimiento arbóreo EMSA

RELACIÓN DE PODAS POR NIVEL DE TENSIÓN EMSA - METROS DE RED. 2011 Vs 2012			
AÑO	NIVEL DE TENSIÓN		
	115 kV	34.5 Kv	13.2kV
2011	3,525 m	3,7753 m	192,332 m
2012	4,299 m	3,8921 m	202,455 m

Fuente: AEGR

3.3.3. Mantenimiento correctivo

De acuerdo a lo expuesto por el AEGR, se atendieron 37.869 reclamaciones técnicas que ingresaron por el contact center, por problemas en diferentes partes de la red, lo que implicó un trabajo de casi 230 horas al año para la solución a los eventos reportados.

ZONA	NUMERO DE ATENCIONES
Zona Acacias	4,871
Zona Centro	27,531
Zona Ariari	3,293
Zona Río Meta	2,174

Fuente: AEGR

3.4. Calidad del Servicio

A partir de la siguiente información se mostrará los resultados de la aplicación del esquema de incentivos de la resolución 097 de 2008 por parte de CETSA, aplicados

desde el 4 trimestre de 2011, y que servirá de comparación para los registrados durante el año 2012.

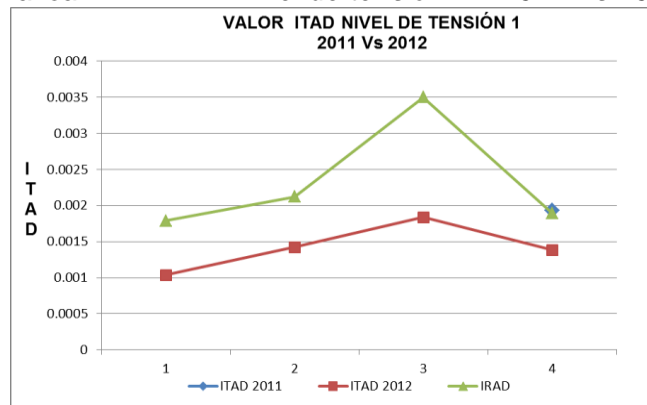
Tabla N° 6. Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad Nivel de tensión 1 – EMSA

INDICE TRIMESTRAL AGRUPADO DE LA DISCONTINUIDAD - ITAD EMSA			
Trimestre	Nivel de Tensión 1		
	ITAD 2011	ITAD 2012	IRAD
1		0.0010367	0.0017871
2		0.0014208	0.0021183
3		0.0018343	0.0034989
4	0.0019351	0.001384	0.0018935

Fuente: SUI

Durante el año 2012, el comportamiento de los indicadores de calidad ITAD fue muy bueno, con lo cual EMSA demuestra que el plan de mantenimiento seguido, basado en la consecuencias, ha generado los resultados esperados, tanto para el nivel de tensión 1 (ver grafica N° 2), como para los niveles 2 y 3 (ver grafica N° 3).

Grafica N° 2. ITAD Nivel de tensión 1 – 2011 Vs 2012.



Fuente: SUI

De la gráfica N° 2, es importante resaltar que durante el segundo y tercer trimestre del año 2012, se presentó una desmejora en la calidad del servicio a los usuarios del nivel de tensión 1, situación que fue superado para el trimestre posterior. Ahora bien, es importante mencionar que siempre se dio cumplimiento a los IRAD establecidos por la Resolución CREG 020 de 2011.

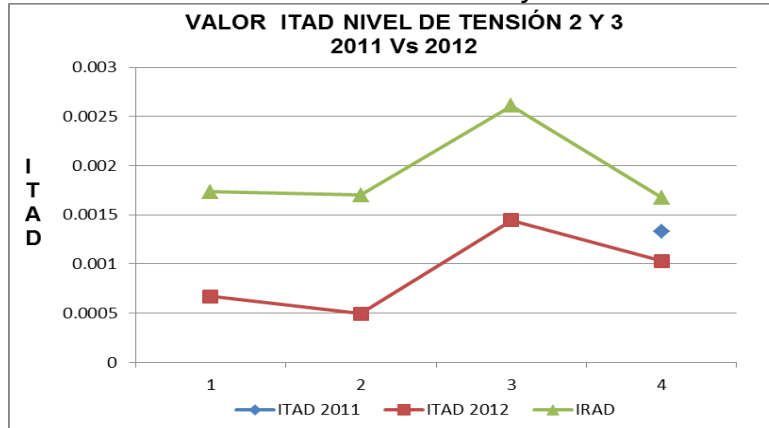
Tabla N° 3.7. Índice Trimestral de la Discontinuidad Nivel de tensión 2 y 3 - EMSA

INDICE TRIMESTRAL AGRUPADO DE LA DISCONTINUIDAD - ITAD EMSA			
Trimestre	Nivel de Tensión 2 y 3		
	ITAD 2011	ITAD 2012	IRAD
1		0.0006714	0.0017334
2		0.0004955	0.0016998
3		0.0014453	0.0026086
4	0.0013285	0.0010329	0.0016748

Fuente: SUI

En los niveles de tensión 2 y 3, solo se presentó desmejora en la calidad en el tercer trimestre se presentó desmejora, pero con la diferencia de que el indicador para el mencionado trimestre, tal como lo muestra la gráfica N° 3.

Grafica N 3.3. ITAD Nivel de tensión 2 y 3 - 2011 Vs 2012.

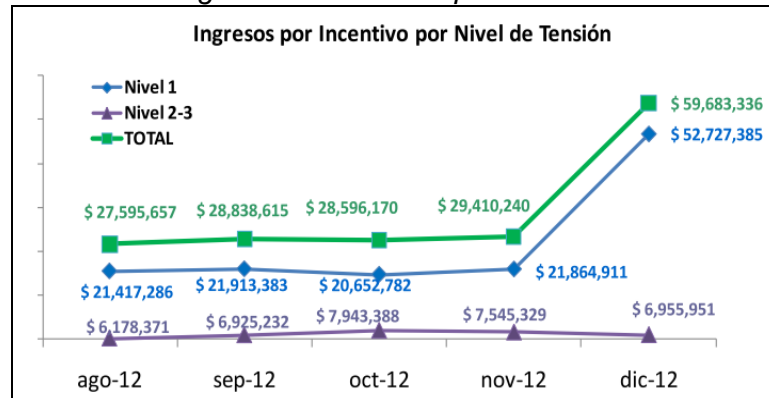


Fuente: SUI

De acuerdo con lo expuesto por el AEGR, la empresa tuvo un ingreso adicional en el cargo de distribución por el incentivo obtenido en el año 2012 de \$ 174 millones, correspondientes a \$ 36 millones en los niveles 2-3 y \$ 138 millones para el nivel 1.

A continuación se presenta una relación de los ingresos por incentivo por trimestre para el año 2012.

Grafica N°4. Ingresos trimestrales por Incentivo EMSA 2012



Fuente: AEGR

3.5 Calidad de la potencia

La Electrificadora del Meta dando cumplimiento a lo establecido en las Resoluciones CREG 070 de 1998, 024 de 2005 y 016 de 2007, tiene instalados en las subestaciones equipos ION 7650 clase A que cumplen con los estándares IEC 61000-4-30 Clase A Ed. 2, IEC 61000-4-15, IEEE 519. Éste grupo de equipos, analizan de manera continua las señales de voltaje y corriente conectadas a ellos, generando datos que son almacenados localmente y luego transmitidos al servidor por algún medio de comunicación.

La estructura física del sistema está conformada por equipos de medida y comunicaciones, ubicados en cada una de las subestaciones y el servidor, en donde ambos pueden establecer comunicación a través de diferentes medios de comunicación.

De la información recolectada, semanalmente se generan los reportes que son a la CREG, según las disposiciones establecidas en la resolución CREG 024-2005 y 016 de 2007, en los formatos indicados en esta.

ASPECTOS COMERCIALES

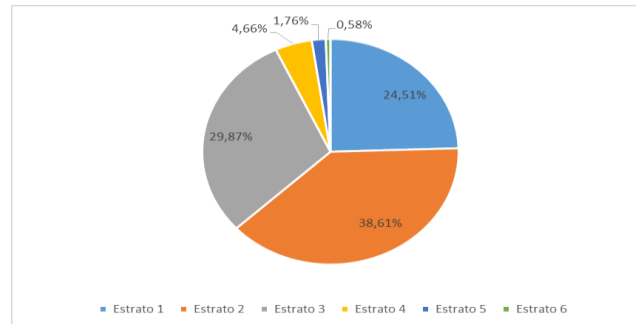
4.1 Cantidad de suscriptores

Tabla 4.1.1 Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	50,042	24.51%
Estrato 2	78,813	38.61%
Estrato 3	60,983	29.87%
Estrato 4	9,523	4.66%
Estrato 5	3,594	1.76%
Estrato 6	1,178	0.58%

Fuente: SUI

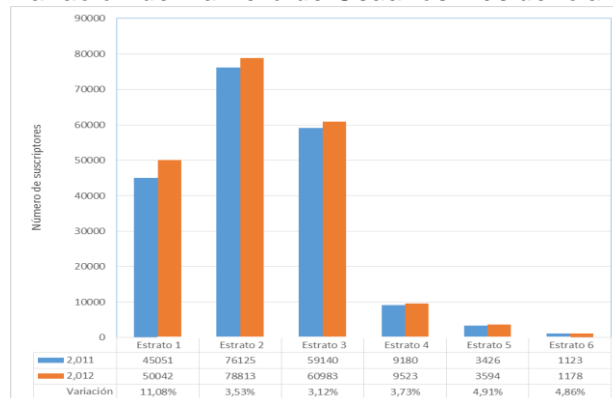
Gráfica 4.1.1 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.1 y Tabla 4.1.1, se concluye que el 93% de los usuarios pertenece a los estratos 1, 2 y 3 y el 4.7% al estrato 4.

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 hubo incrementos en el número de usuarios residenciales comparados con el año anterior en todos los estratos. Estos incrementos anuales oscilaron entre el 3.1% ocurrido en el estrato 3, y el 11.1% en el estrato 1.

Consumos

Tabla 4.1.2 Consumo De KWh Por Sector

Sector	KWh	Participación
Total Residencial	328.998.572	55.48%
Total No Residencial	263.996.225	44.52%
Total Suscriptores	592.994.797	100.00%

Fuente: SUI

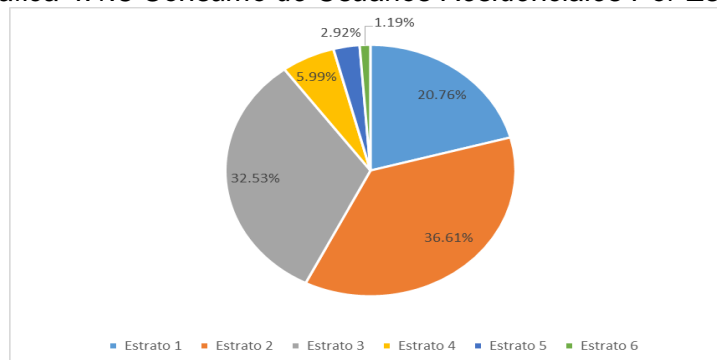
En la Tabla 4.1.2 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la Electrificadora del Meta para el año 2012 es de 592.994.797 kWh, de los cuales el 55.5% corresponde al sector residencial, y el restante 44.5% corresponde al no residencial.

Tabla 4.1.3 Consumo de kWh de Usuarios Residenciales Por Estrato

Estrato	KWh	Participación
Estrato 1	68.297.925	20.76%
Estrato 2	120.447.577	36.61%
Estrato 3	107.011.570	32.53%
Estrato 4	19.712.693	5.99%
Estrato 5	9.608.352	2.92%
Estrato 6	3.920.455	1.19%

Fuente: SUI

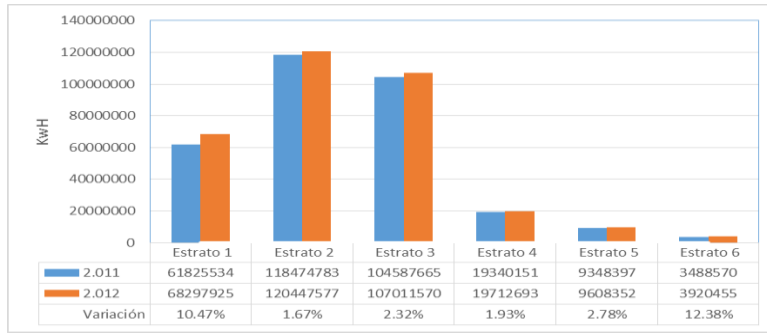
Gráfica 4.1.3 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.3 y Tabla 4.1.3, se concluye que el 89.9% del consumo de energía corresponde a usuarios de los estratos 1, 2 y 3, y el 6% al estrato 4.

Gráfica 4.1.4 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato 2011 - 2012



Fuente: SUI

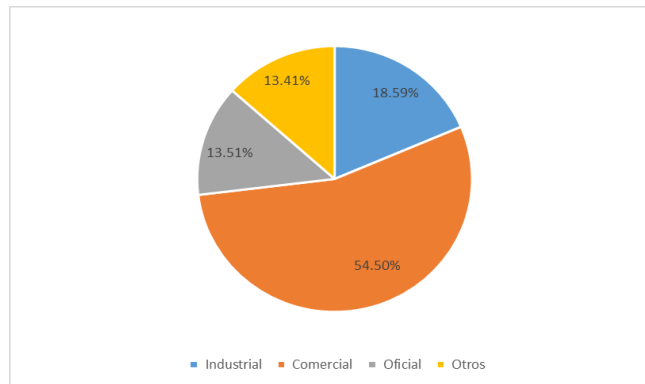
En la Gráfica 4.1.4 se observa que en todos los estratos aumentó el consumo de energía en el año 2012 en comparación con el año anterior. Los mayores incrementos se dieron en el estrato 6, que creció en el 12.4%, y en el estrato 1, que creció en el 10.5%

Tabla 4.1.4 Consumo de KWh de Usuarios No Residenciales

Sector	KWh	Participación
Industrial	49.068.141	18.59%
Comercial	143.866.173	54.50%
Oficial	35.671.155	13.51%
Otros	35.390.756	13.41%

Fuente: SUI

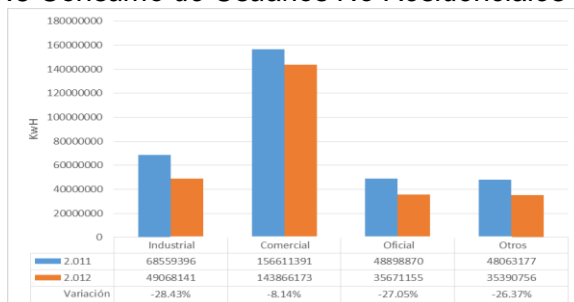
Gráfica 4.1.5 Consumo de Usuarios No Residenciales



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.4 y Gráfica 4.1.5 puede verse que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 54.5% corresponde al sector comercial, seguido del industrial con el 18.5%.

Gráfica 4.1.6 Consumo de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.6 se observa que en todos los sectores disminuyó el consumo de los usuarios, con relación al año anterior. Los sectores Industrial, Oficial y Otros tuvieron disminuciones en el año 2012 entre el 26% y el 28% anual.

Puntos de atención y recaudo

A partir de la información registrada en la Página Web, a continuación se relacionan los puntos de atención a usuarios de ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.

Tabla 4.1.5 Puntos de atención EMSA

Ciudad	Localización	Dirección
Villavicencio	Oficina principal	Barzal Alto Vía Azotea
Villavicencio	Oficinas de atención al cliente	Calle 41 N° 32-29 Centro
Villavicencio	Barrio Castilla	Calle 35 N° 13-64
Acacías	Oficina de atención al cliente, Barrio Cooperativo	Calle 14 N° 22-11
Granada	Oficina de atención al cliente, Urbanización La Aurora	
San Martín	Oficina de atención al cliente	Carrera 6 N° 9-03
Puerto López	Oficina de atención al cliente, Barrio Gaitan	Calle 7 N° 6-24

Fuente: Empresa

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

Gráfica 4.1.7 Causales de PQR EMSA

AÑO	
CAUSAL	CANTIDAD
Falla en la prestación de servicio	33.009
Alto consumo	2.453
cobro de otros cargos de la empresa	1.738
tarifa cobrada	926
Estrato	691
Relacionada con cobros por promedio	389
Error de lectura	293
Entrega y oportunidad de la factura	280
Otras inconformidades	191
Cobros por servicios no prestados	149
TOTAL	40.119



Fuente: SUI

Pérdidas

Con base en la información que presentó el AEGR, a continuación se relacionan los indicadores de pérdidas en el 2012, mes por mes, para ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P:

Tabla 4.1.6 Nivel de Pérdidas 2012

Mes	Indicador
Enero	15,83%
Febrero	15,74%
Marzo	15,80%
Abril	15,49%
Mayo	15,36%
Junio	15,43%
Julio	15,77%
Agosto	15,62%
Septiembre	15,59%
Octubre	15,51%
Noviembre	15,60%
Diciembre	15,80%

Fuente: SUI

De acuerdo con lo anterior, el indicador de pérdidas comerciales a diciembre de 2012, obtuvo un valor del 15,80%

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 definió 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 establece 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 para las empresas que presenten estudio de pérdidas de nivel de tensión 1 como para las que presenten solicitud de aprobación del plan de pérdidas. Los valores aprobados en estas resoluciones reemplazarán 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 $IPRSTN_{m-1}$ corresponde al calculado con base en lo establecido en la Resolución CREG 039 de 1999.

Componente de Transmisión

Para el mes de julio de 2012, el Operador del Mercado, XM S.A. E.S.P., publicó en su 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:

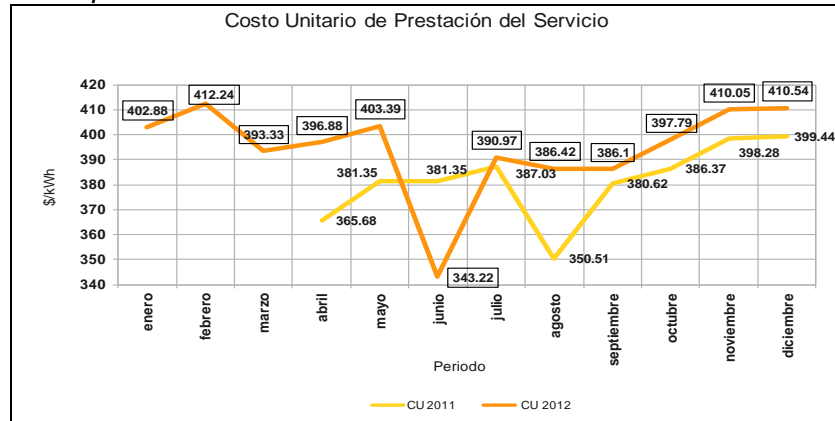
"(...) Artículo 28. Publicación de cargos estimados. A más tardar el sexto día calendario de cada Mes, el LAC deberá suministrar a los comercializadores el valor de los Cargos por Uso del STN y del STR y demás cargos que deba liquidar y facturar, estimados para ese Mes con la mejor información disponible.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

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

La gráfica 4.2.1., consolida la información allegada por el prestador del Costo Unitario de Prestación del Servicio para los años 2011 y 2012, entre el mes de diciembre de los años objeto de análisis, en el cual se observa un incremento del 2,78%, que corresponde a 11.1 \$/kWh.

Gráfica 4.2.1. Comportamiento Costo Unitario de Prestación de Servicio Año 2011 - 2012

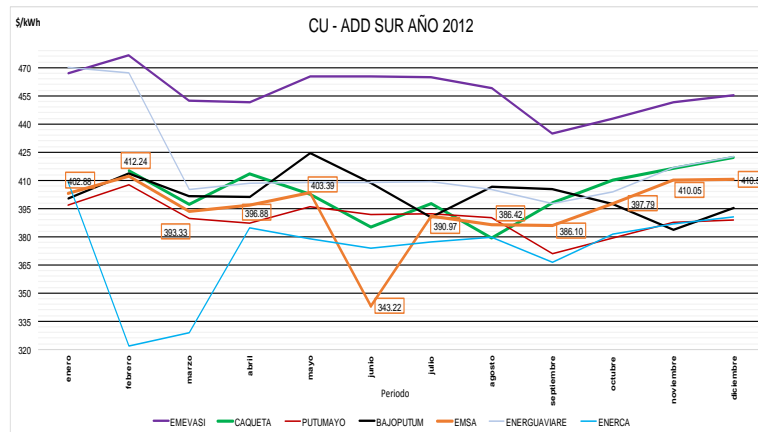


Fuente: Publicación de Tarifas ESP

Información Costo Unitario de Prestación del Servicio para el ADD Sur

Entre las empresas del ADD Sur, durante el año 2012, EMSA S.A. E.S.P., el valor del CU, tiene un valor intermedio entre las empresas que la conforman tal como se muestra en el gráfico 4.2.2.

Gráfica 4.2.2. Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD - Sur



Fuente: Publicación de tarifas de ESP de ADD Sur

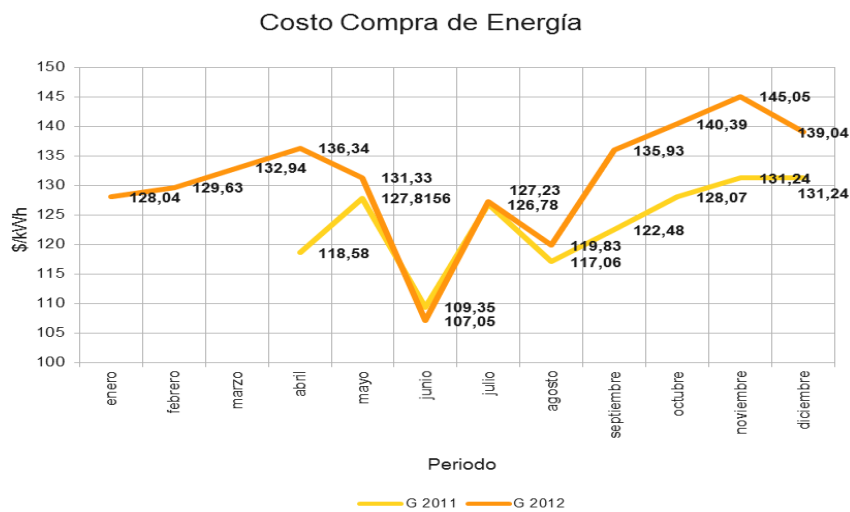
De acuerdo con las características de la empresa, EMSA dentro de las empresas que conforman el ADD Sur es excedentaria, como consecuencia de lo anterior, el componente de Distribución se incrementa y este es el que se le aplica al cliente.

Componente de Generación

Durante 2012, la componente de compra de energía presenta un comportamiento oscilatorio de enero a junio la tendencia fue decreciente, sin embargo, a partir de junio se observa una tendencia creciente. No obstante, tanto las cantidades como el precio promedio de compra en contratos nacional Mc, no manifiestan variaciones grandes en este período.

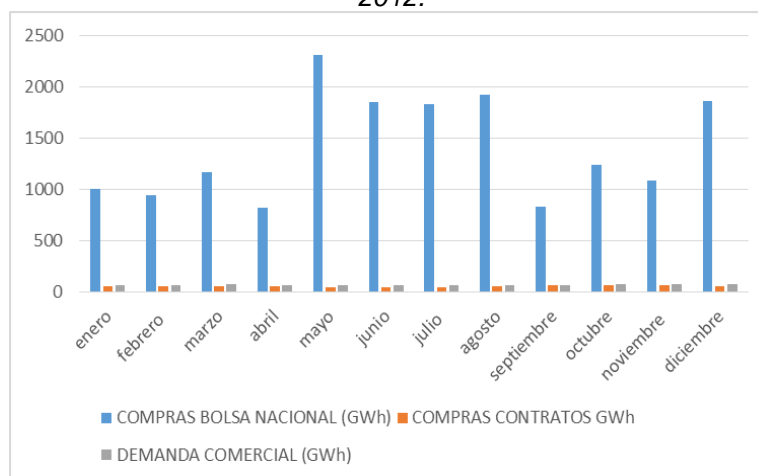
Es de anotar que los factores con mayor influencia en el comportamiento de esta variable, no son las cantidades de energía, si no los precios tranzados tanto en bolsa como en contratos. De otra parte, como se evidencia en la gráfica 4.2.4, el comportamiento bastante volátil de este componente obedece principalmente a que más del 95% de sus compras de energía son en bolsa por lo que vienen a depender de los precios que se logren transar de acuerdo a las condiciones del mercado.

Gráfica 4.2.3. Componente de Generación Año 2011 - 2012



Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

Gráfico 4.2.4 Comparativo Compras en Contrato Bolsa y Demanda Comercial Regulada 2011 – 2012.



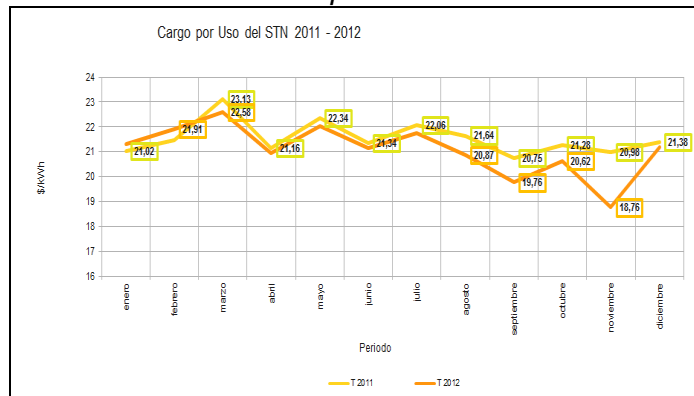
Fuente: *Información Publicada por XM – Neón*

Componente de Transmisión

A partir de la entrada en vigencia de la resolución 157 de 2011, a partir de Julio de 2012, el LAC cambió la fecha de publicación de los cargos del STN y STR donde el insumo para el cálculo es la mejor información disponible, por lo que la información es publicada de manera actualizada, es decir, los cargos propios del mes m.

La Gráfica 4.2.5, presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:

Gráfico 4.2.5. Comparativo T 2011 – 2012



Fuente: Información de la ESP – Publicada por XM

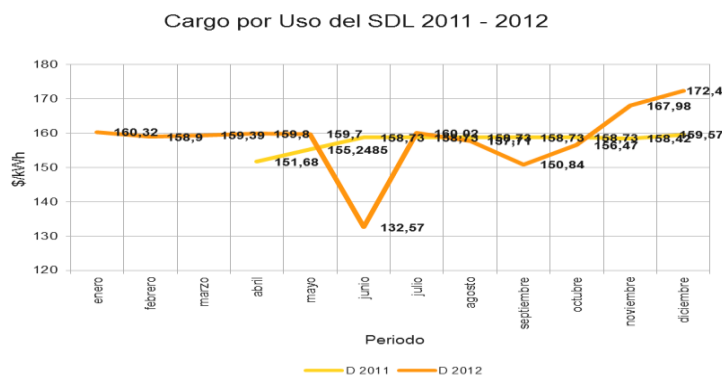
Componente de Distribución D:

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

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

El comportamiento del cargo D, se presenta en la gráfica 4.2.6.

Gráfica 4.2.6. Componente de Distribución Año 2011 - 2012



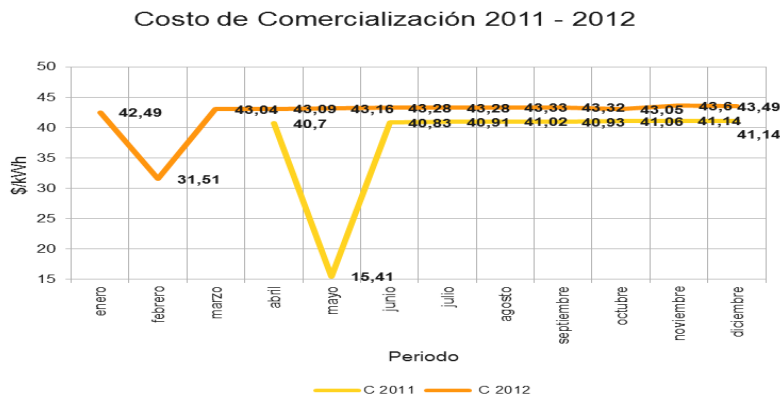
Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

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

Componente de Comercialización:

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 gráfica 4.2.7.

Gráfica 4.2.7. Componente de Comercialización Año 2011 – 2012



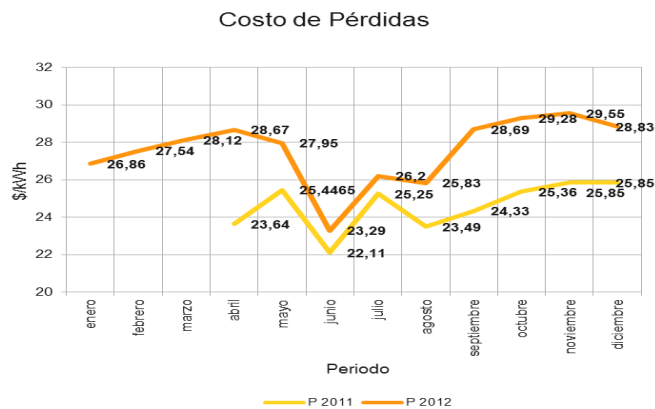
Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

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, tal como se reseña en la Gráfica 4.2.8.

Gráfica 4.2.8. Componente de Pérdidas Año 2011 – 2012



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

Componente de Restricciones

Como se observa en el gráfico 4.2.9., para la Electrificadora del Meta la componente de restricciones es bastante oscilatoria; en 2011 tuvo un comportamiento creciente mientras que para 2012 fue decreciente, pasando de 23.86 \$/kWh a 5,6 \$/kWh, una disminución del 77%.

Gráfica 4.2.9. Componente de Restricciones Año 2011 - 2012



Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

4.2.3. Evolución de las tarifas 2012

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

Evolución de las tarifas 2012 del prestador

En la gráfica 4.2.10, podemos observar la tarifa aplicada por la Electrificadora del Meta a cada estrato durante el año 2012.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 402,68 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 161,07 \$/kWh, asignado un subsidio del 60% para este periodo.

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



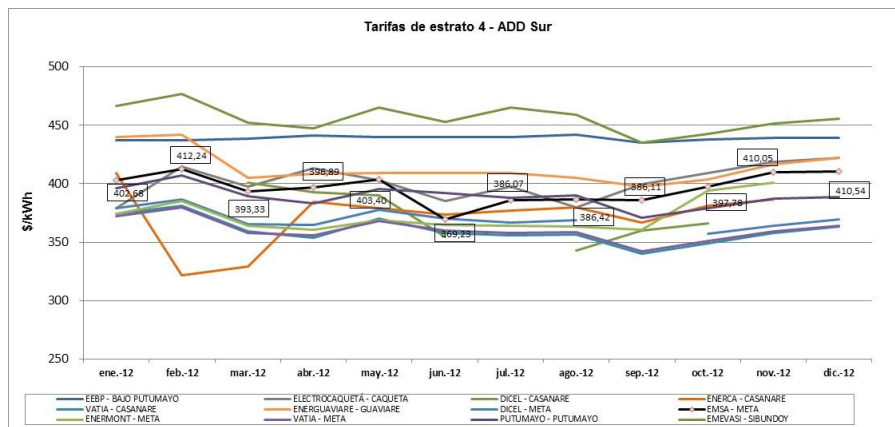
Fuente: *Información Publicada por la ESP*

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue un incremento del 1,9% en la tarifa, que para enero fue de 402,68\$/kWh y para diciembre de 410,54 \$/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.

Gráfica 4.2.11 Tarifas 2012 ADD Sur



Fuente: Información Publicada por la ESP

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.

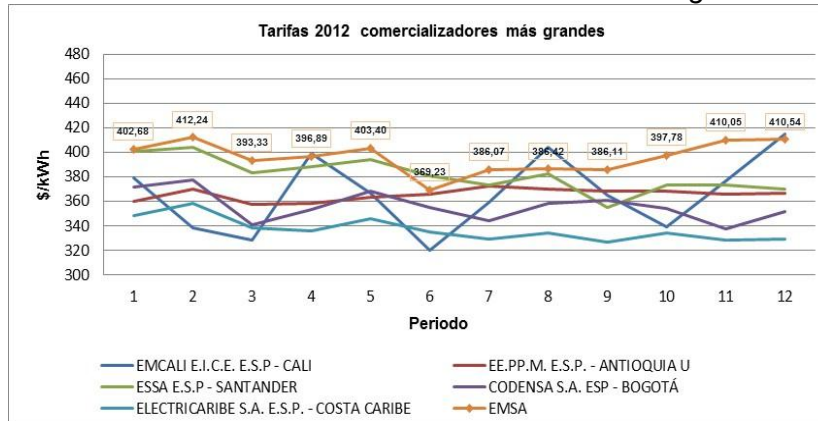
Por lo anterior, vale la pena observar las tarifas aplicadas por las diferentes empresas que conforman el ADD Sur:

De la gráfica 4.2.11, se concluye que la se mantuvo en la quinta posición como empresa con la tarifa aplicada más costosa, lo cual es apenas comprensible toda vez que su tarifa no tuvo una variación significativa.

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

De la gráfica 4.2.12, se concluye que en comparación con los comercializadores más grandes del país el prestador tiene una tarifa alta.

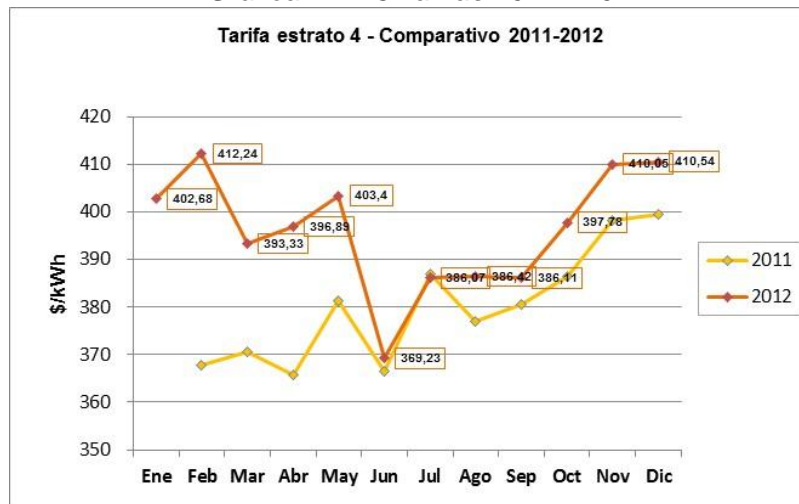
Gráfica 4.2.12. Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador

Gráfica 4.2.13 Tarifas 2011 - 2012



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

En la gráfica anterior podemos observar que la empresa mantiene su comportamiento oscilatorio, el cual está influenciado por su pertenencia al ADD Sur.

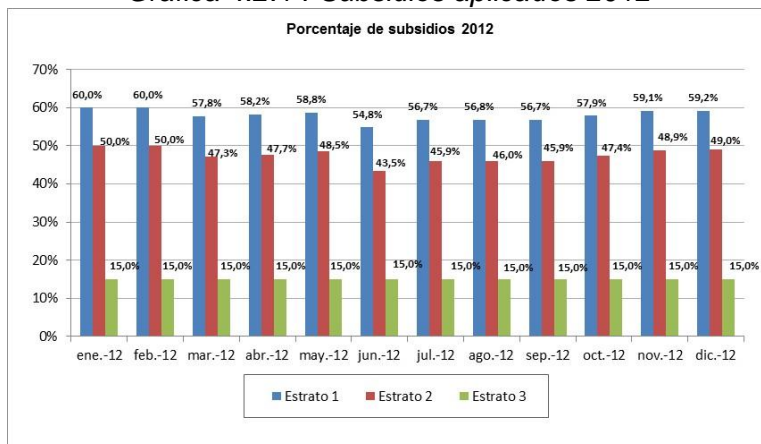
Consumos de Subsistencia Vigentes.

La Resolución UPME¹ 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., presenta el porcentaje de subsidios al consumo de subsistencia, para los estratos 1, 2, y 3.

¹ UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

Gráfica 4.2.14 Subsidios aplicados 2012



Fuente: Cálculos Tarifas publicadas por el prestador

El prestador tiene una tarifa media en relación con los demás del ADD y su comportamiento es similar al de las demás empresas que conforman el ADD con una tarifa bastante oscilatoria.

4.2.4. Subsidios y Contribuciones

Se evidencian problemas con la calidad de la información reportada al SUI en lo que se refiere a las contribuciones de solidaridad de los usuarios de los estratos 5 y 6 para el período enero – octubre de 2011 por cuanto se registran con signo negativo.

De igual forma se evidencian problemas con la calidad de la información reportada al sui para el año 2012. Por cuanto, los subsidios reportados se registran con signos positivos, impidiendo realizar cualquier cálculo aproximado.

De otra parte, de acuerdo con lo estipulado en el Decreto 201 de 2004 en el cual se reglamenta la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia de servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física, para el último trimestre de 2012, el Ministerio de Minas y Energía valido un déficit acumulado a diciembre 31 de 2012 por valor de \$3.699 millones.

Según las conciliaciones de la tabla 4.2.1., efectuadas por el Ministerio, entre el año 2011 y 2012, se observó lo siguiente:

Concepto	2011	2012
Subsidios	35.205.187.716	38.580.118.878
Contribuciones	22.079.918.050	18.273.116.345
Déficit / Superávit	-13.125.269.666	-20.307.002.533
Giros de	Presupuesto Nal	18.043.311.778
	FSSRI	840.090.044

Fuente: MME

Para el año 2012, el Ministerio de Minas y Energía MME, efectúa el cálculo de las conciliaciones determinando un déficit del orden de \$20.307 millones, los cuales son cubiertos con recursos del Presupuesto Nacional por un monto de \$19.098 millones, con recursos del FSSRI se giraron cerca de \$341 millones.

5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

5.1 Evaluación Financiera

Tabla 5.1 Indicadores de Gestión Financieros

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	21%	27%	Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	15,9	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	56	45,2	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	25,52	26,4	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,53	1,01	No cumple

Fuente: SUI

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

Con relación al incumplimiento del indicador de cuentas por pagar se verifica que este se encuentra solo a 0,9 días del cumplimiento del referente, lo que muestra que la prestadora se encuentra en camino positivo de dar cumplimiento, más aun cuando se redujo en 52,4 días con respecto al año anterior:

En cuanto al incumplimiento del referente de razón corriente, la empresa comenta en la evaluación efectuada por el Auditor que es publicada en el SUI lo siguiente: Dado que en el cálculo de este indicador se descuenta del activo corriente, el efectivo y además porque el pasivo corriente se incrementó debido a los valores de las cuentas por pagar, el valor del indicador fue inferior al referente de la SSPD en 0.53 veces, al situarse en 1.0 indicando que se debe estar atento para evitar situaciones de iliquidez.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

6.1 Oportunidad de cargue

La Empresa Electrificadora del Meta S.A ESP, no presenta ningún formato pendiente de cargue para el año 2012:

Tabla 6.1. Formatos pendientes de cargue

Formato	Periodicidad	Período	Acto
ACCIDENTES DE ORIGEN ELECTRICO	SEMESTRAL	1	20081300008505
ACCIDENTES DE ORIGEN ELECTRICO	SEMESTRAL	2	20081300008505
FORMATO 23	ANUAL	1	20081300008505
FORMATO 24	ANUAL	1	20081300008505
FORMATO 3 - 600 EMSA E.S.P.	MENSUAL	8	20121300017645
FORMATO 3 - 600 EMSA E.S.P.	MENSUAL	10	20121300017645
FORMATO 3 - 600 EMSA E.S.P.	MENSUAL	12	20121300017645
REGISTRO MUNICIPIOS CON ESTRUCTURA TARIFARIA	TRIMESTRAL	1	CIRCULAR SSPD-IPSE 001 - 2004
REGISTRO MUNICIPIOS CON ESTRUCTURA TARIFARIA	TRIMESTRAL	2	CIRCULAR SSPD-IPSE 001 - 2004
REGISTRO MUNICIPIOS CON ESTRUCTURA TARIFARIA	TRIMESTRAL	3	CIRCULAR SSPD-IPSE 001 - 2004
REGISTRO MUNICIPIOS CON ESTRUCTURA TARIFARIA	TRIMESTRAL	4	CIRCULAR SSPD-IPSE 001 - 2004

Fuente SUI

La empresa reportar extemporáneamente el 45% de los formatos reportados. 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

Tabla 6.2. Usuarios por estrato.

	Estrato1	Estrato2	Estrato3	Estrato4	Estrato5	Estrato6
Ene	48,090	77,893	59,802	9,499	3,525	1,157
Feb	48,540	78,223	59,917	9,509	3,518	1,156
Mar	49,114	78,243	60,265	9,179	3,599	1,174
Abr	49,444	78,416	60,366	9,177	3,595	1,177
May	49,141	78,004	60,326	9,163	3,591	1,174
Jun	49,815	78,917	60,733	9,178	3,600	1,184
Jul	49,903	79,362	60,806	9,503	3,630	1,184
Ago	50,593	78,724	61,523	9,750	3,647	1,166
Sep	51,008	79,194	61,760	9,757	3,652	1,164
Oct	51,247	79,478	61,868	9,771	3,633	1,168
Nov	51,688	79,525	62,141	9,885	3,574	1,215
Dic	51,916	79,777	62,285	9,900	3,565	1,212

Fuente SUI

- Consumo por estrato

Tabla 6.3. Consumo por estrato.

	Estrato1	Estrato2	Estrato3	Estrato4	Estrato5	Estrato6
Ene	5.87	10.77	9.45	1.82	0.91	0.36
Feb	5.74	10.53	9.28	1.74	0.86	0.33
Mar	5.51	9.97	8.88	1.59	0.78	0.32
Abr	5.61	10.01	8.77	1.60	0.82	0.34
May	5.59	9.83	8.70	1.53	0.75	0.31
Jun	5.58	9.90	8.71	1.53	0.76	0.32
Jul	5.29	9.46	8.32	1.55	0.76	0.31
Ago	5.57	9.69	8.63	1.60	0.77	0.31
Sep	5.69	9.77	8.73	1.60	0.75	0.31
Oct	5.72	9.83	8.85	1.63	0.76	0.31
Nov	6.04	10.33	9.40	1.75	0.82	0.34
Dic	6.08	10.35	9.29	1.77	0.87	0.36

Fuente SUI

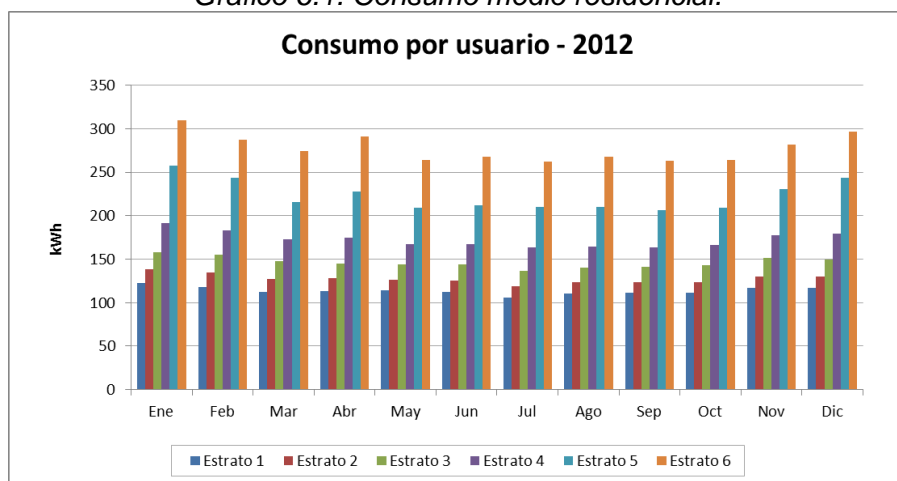
- Consumo medio (kWh/usuarios)

Tabla 6.4. Consumo medio residencial.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	122.13	138.24	158.07	191.42	257.46	309.96
Feb	118.27	134.55	154.95	183.36	243.61	287.21
Mar	112.15	127.47	147.27	172.71	216.00	274.47
Abr	113.43	127.65	145.30	174.19	227.66	291.21
May	113.83	126.04	144.14	167.04	209.19	264.20
Jun	111.96	125.46	143.49	167.18	211.98	267.22
Jul	106.05	119.25	136.79	163.22	210.16	261.81
Ago	110.07	123.10	140.25	164.38	210.29	268.07
Sep	111.62	123.41	141.43	163.74	206.18	263.05
Oct	111.66	123.73	143.03	166.36	209.42	264.02
Nov	116.84	129.89	151.20	177.28	230.28	281.67
Dic	117.11	129.70	149.20	179.05	243.21	296.14

Fuente SUI

Grafico 6.1. Consumo medio residencial.



Fuente SUI

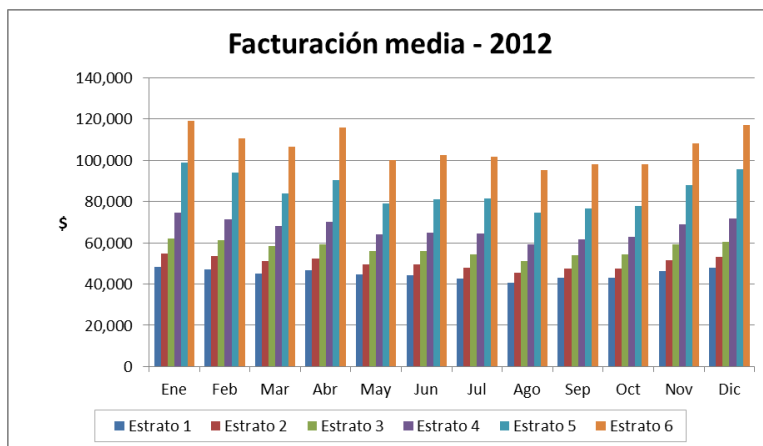
- Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

Tabla 6.5. Facturación media residencial.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	48,470	54,837	62,130	74,510	98,861	118,973
Feb	47,065	53,528	61,073	71,534	93,877	110,530
Mar	45,000	51,122	58,507	68,042	83,820	106,661
Abr	46,594	52,420	59,123	70,293	90,476	115,969
May	44,613	49,377	55,916	64,243	79,194	100,199
Jun	44,280	49,595	56,174	64,884	80,982	102,347
Jul	42,629	47,921	54,437	64,370	81,627	101,869
Ago	40,489	45,266	51,052	59,214	74,495	95,180
Sep	42,963	47,494	53,908	61,812	76,551	97,983
Oct	42,944	47,580	54,456	62,718	77,649	98,258
Nov	46,300	51,458	59,319	68,868	88,063	108,065
Dic	47,834	52,966	60,323	71,689	95,770	117,107

Fuente SUI

Grafico 6.2. Facturación media residencial.



Fuente SUI

1. Calidad de la información no residencial

- Usuarios por sector

Tabla 6.6. Usuarios por sector.

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	27,758	240	1,587
Feb	27,901	246	1,611
Mar	28,005	235	1,604
Abr	28,218	239	1,625
May	28,285	238	1,629
Jun	28,404	225	1,639
Jul	28,587	229	1,642
Ago	28,971	189	1,635
Sep	29,303	187	1,645
Oct	-	-	-
Nov	-	-	-
Dic	-	-	-

Fuente SUI

- Consumo por sector

Tabla 6.7. Consumo por sector.

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	14.93	5.16	3.45
Feb	14.74	5.16	3.47
Mar	14.10	5.04	3.82
Abr	14.05	5.07	3.66
May	13.83	4.75	3.46
Jun	14.17	4.73	3.68
Jul	13.35	4.24	3.17
Ago	14.11	5.43	3.47
Sep	15.11	4.99	3.74
Oct	0.00	0.00	0.00
Nov	0.00	0.00	0.00
Dic	0.00	0.00	0.00

Fuente SUI

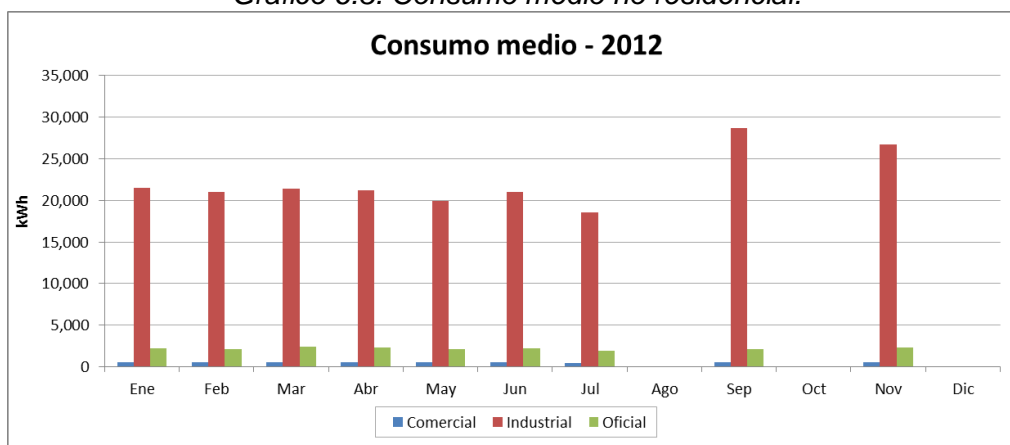
- Consumo medio (kWh/usuarios)

Tabla 6.8. Consumo medio no residencial.

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	538.01	21,517.01	2,175.09
Feb	528.12	20,991.63	2,152.81
Mar	503.43	21,441.57	2,379.03
Abr	497.74	21,206.90	2,254.16
May	488.86	19,956.07	2,125.01
Jun	498.89	21,012.39	2,246.33
Jul	467.05	18,526.24	1,933.30
Ago	486.90	28,728.49	2,122.95
Sep	515.51	26,683.28	2,273.89
Oct			
Nov			
Dic			

Fuente SUI

Grafico 6.3. Consumo medio no residencial.



Fuente SUI

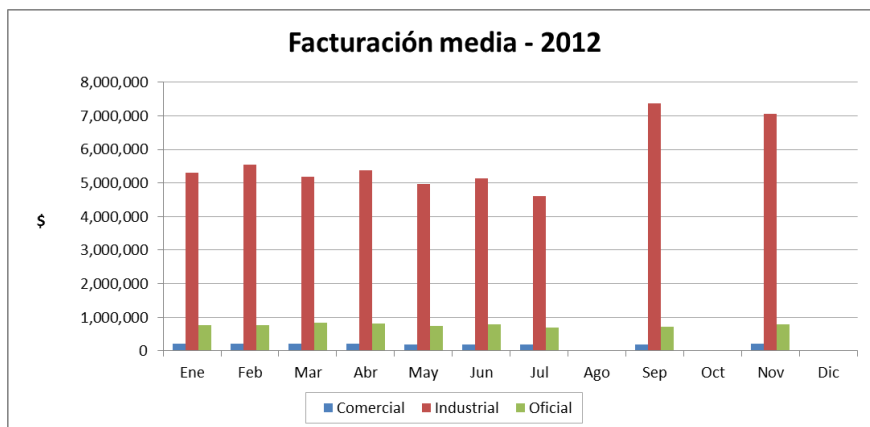
- Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

Tabla 6.9. Facturación media no residencial.

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	209,202.09	5,312,977.28	749,097.63
Feb	206,205.14	5,550,583.40	751,606.01
Mar	198,190.52	5,179,262.72	837,486.07
Abr	200,606.83	5,382,752.43	807,031.26
May	187,642.10	4,974,377.86	726,960.63
Jun	193,558.14	5,136,294.33	779,313.08
Jul	184,055.58	4,598,955.49	679,461.05
Ago	183,736.13	7,380,935.67	722,627.69
Sep	200,337.33	7,057,690.36	793,096.54
Oct			
Nov			
Dic			

Fuente SUI

Grafico 6.4. Facturación media no residencial.



Fuente SUI

2. Mesas de ayuda

Tabla 10.6 Mesas de Ayuda

APLICACIÓN	APOYO	ESTADO			
		ASIGNADA	CERRADA	CONTESTADA	ESCALADA POR ESCALAR REPLICADA
CAMBIO DE DATOS		1	16		
CARGUE MASIVO		1	46	2	2
ESTADOS FINANCIEROS			2		
INFORMACION GENERAL			1		
LOGINS			3		
RUPS			2		
SITIO SUI			9		
VALIDADOR			11	1	

Fuente SUI

6. ACCIONES DE LA SSPD

ACCIONES DE LA SSPD

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 fueron:

Resolución sanción con radicado SSPD Nro 20122400007365 por incumplimiento a otras obligaciones del prestador fecha 16/03/2012

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El prestador tiene una tarifa media en relación con los demás del ADD y su comportamiento es similar al de las demás empresas que conforman el ADD con una tarifa bastante oscilatoria.
- Según la información reportada al SUI, entre el 2011 y el 2012 el déficit de subsidios se incrementó en un 46%, aproximadamente \$20.307 millones.
- El prestador continúa presentando un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y sobrepagos. 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.

- Se debe efectuar requerimiento al prestador por la mala calidad de la información reportada al SUI, con respecto a los subsidios y contribuciones.
- La empresa mantiene comportamientos financieros aceptables, los cuales se ven reflejados en la obtención de los indicadores, tales como margen operacional del 26,9%, rotación de cuentas por cobrar 45,2 días y pagar 26,4 días, por otra parte se evidencia un aceptable indicador de productividad para los socios situado en 35%, la prestadora mantiene unos niveles de liquidez muy limitados teniendo un indicador de Razón Corriente de 1.01
- La prestadora ha presentado utilidades netas positivas en las vigencias 2011 con \$ 32.976 millones y 2012 \$ 36.362 millones, el Ebitda también mantiene unos niveles aceptables de \$ 67.256 millones en el 2011 y \$ 73.420 millones para el 2012 lo que demuestra que sus ingresos operacionales cubren de buena manera la operación de sus costos y gastos.