

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, Julio 2015**

EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA

ANÁLISIS AÑO 2014

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA se constituyó en el año 1985 para desarrollar las actividades de comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. La empresa presenta un capital fiscal de \$41.950 millones, tiene su sede principal en la ciudad de Arauca y su última actualización en RUPS aprobada fue el día Abril 06 de 2015.

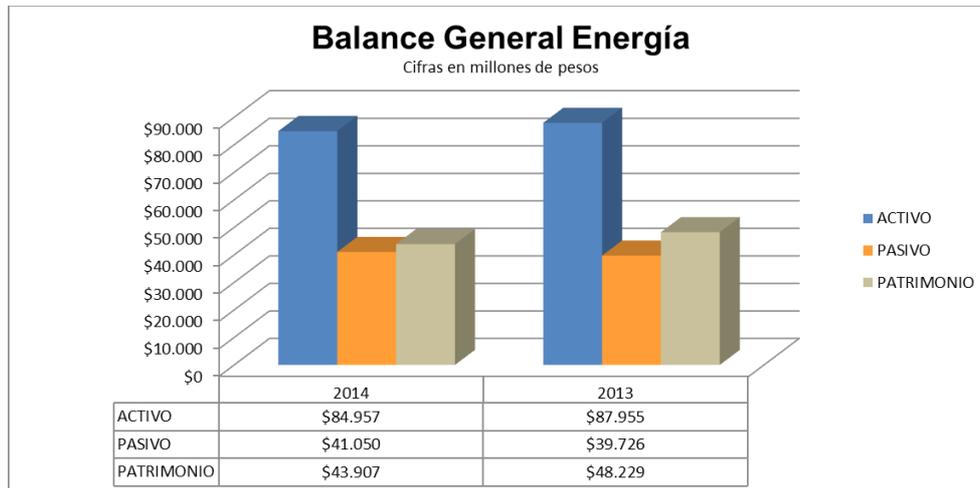
Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Empresa Industrial y Comercial del Estado
Razón social	EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA
Sigla	ENELAR ESP
Nombre del gerente	Wistong Yessid Poveda Sambrano
Actividad desarrollada	Comercialización y Distribución
Año de entrada en operación	2010
Mercado que atiende	Departamento de Arauca

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Balance General



Fuente: SUI cifras en Pesos

BALANCE GENERAL	2014	2013	Var
Activo	\$84.957.225.000	\$87.955.478.000	-3,41%
Activo Corriente	\$52.029.518.000	\$53.845.262.000	-3,37%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$32.632.312.000	\$30.359.433.000	7,49%
Inversiones	\$12.000.000	\$12.000.000	0,00%
Pasivo	\$41.049.996.000	\$39.725.982.000	3,33%
Pasivo Corriente	\$38.524.442.000	\$29.654.185.000	29,91%
Obligaciones Financieras	\$6.183.442.000	\$7.546.243.000	-18,06%
Patrimonio	\$43.907.229.000	\$48.229.496.000	-8,96%
Capital Fiscal	\$41.949.845.000	\$41.949.845.000	0,00%

Activo

En el año 2014, los activos de la Empresa decrecieron 3,41% en relación con el año inmediatamente anterior, ubicándose en \$84.957 millones. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Deudores: A diciembre de 2014 esta cuenta se posicionó en \$41.040 millones aumentando en \$4.996 millones en comparación con el mismo periodo de la vigencia anterior. De este rubro se destaca con el 31% las cuentas por cobrar de la prestación del servicio público de energía, ya descontada la provisión y con el 34% los anticipos entregados, dentro de los cuales los más representativos son: Anticipo sobre convenios y acuerdos y Anticipo para adquisición de bienes y servicios.

Propiedad Planta y Equipo: Con una participación en el activo del 38,41%, esta cuenta alcanzó a diciembre de 2014 la suma \$32.632 millones, presentando un incremento del 36,01% con relación al año anterior, como se muestra en detalle en la siguiente tabla:

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTÓRICO	DEPRECIACIÓN	VALOR CUENTA 16 PROP, PLANTAY EQUIPO A 2014	VALOR EN LIBROS 2014	VALOR EN LIBROS 2013
Terrenos	\$ 319	\$ 0	\$ 319	\$ 319	\$ 319
Construcciones En Curso	\$ 3.697	\$ 0	\$ 3.697	\$ 3.697	\$ 755
Bienes Muebles En Bodega	\$ 1.491	\$ 0	\$ 1.491	\$ 1.491	\$ 1.039
Propiedades, Planta Y Equipo No Explotados	\$ 466	-\$ 127	\$ 339	\$ 339	\$ 349
Plantas, Ductos Y Túneles	\$ 6.827	-\$ 476	\$ 6.351	\$ 6.351	\$ 6.366
Redes, Líneas Y Cables	\$ 46.980	-\$ 29.408	\$ 17.572	\$ 17.572	\$ 19.094
Maquinaria Y Equipo	\$ 3.020	-\$ 1.751	\$ 1.269	\$ 1.269	\$ 1.170
Muebles, Enseres Y Equipos De Oficina	\$ 2.028	-\$ 1.020	\$ 1.008	\$ 1.008	\$ 747
Equipos De Comunicación Y Computación	\$ 1.907	-\$ 1.539	\$ 368	\$ 368	\$ 296
Equipo De Transporte, Tracción Y Elevación	\$ 884	-\$ 666	\$ 218	\$ 218	\$ 223
TOTALES	\$ 67.619	-\$ 34.987	\$ 32.632	\$ 32.632	\$ 30.359

Fuente: SUI cifras en millones de pesos

Pasivo

A diciembre 31 de 2014, el pasivo de la Compañía se ubicó en \$41.050 millones presentando un crecimiento de 3,33% equivalente a \$1.324 millones con relación al mismo periodo del año anterior y se compone de las siguientes cuentas: obligaciones financieras \$6.183 millones, cuentas por pagar \$22.559 millones, obligaciones laborales \$1.159 millones, pasivos estimados y provisiones \$6.372 millones, y otros pasivos \$4.776 millones.

Del pasivo resalta los valores por obligaciones financieras y cuentas por pagar, con participaciones porcentuales del 15% y 55%, respectivamente.

Dentro de las cuentas por pagar, son los avances y anticipos recibidos y los acreedores los que representan el valor más significativo de este rubro con \$13.301 millones y \$4.872 millones, respectivamente. De acuerdo con las notas a los estados financieros los anticipos y avances *“corresponden a convenios para la ejecución de proyectos celebrados entre la Gobernación y ENELAR E.S.P.”*

Patrimonio

A diciembre de 2014 el patrimonio alcanzó la suma de \$43.907 millones presentando un descenso de \$4.322 millones en relación con la vigencia anterior, como consecuencia de la pérdida neta del ejercicio presentada en la vigencia 2014.

2.2. Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2014	2013	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$92.558.780.000	\$84.553.408.000	9,47%
COSTOS OPERACIONALES	\$76.966.651.000	\$71.637.874.000	7,44%
GASTOS OPERACIONALES	\$17.671.387.000	\$11.770.875.000	50,13%
UTILIDADES OPERACIONALES	(\$2.079.258.000)	\$1.144.659.000	-281,65%
OTROS INGRESOS	\$3.272.541.000	\$2.579.922.000	26,85%
OTROS GASTOS	\$5.515.552.000	\$3.987.565.000	38,32%
GASTO DE INTERESES	\$305.949.000	\$278.857.000	9,72%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	(\$4.322.269.000)	(\$262.984.000)	1543,55%

Fuente: SUI

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución y para diciembre de 2014 fueron de \$92.559 millones presentando un incremento del 9,47% con respecto a diciembre de 2013. Su distribución por actividad prestada se encuentra reflejada en la siguiente tabla.



Los Costos Operacionales, que representan el 83,2% de los Ingresos Operacionales, aumentaron 7,44% respecto a la vigencia anterior, pasando de \$71.638 millones en el 2013 a \$76.967 millones en 2014, siendo los más relevantes los costos de bienes y servicios para la venta cuyo monto fue de \$41.425 millones, que equivale al 53,82% del total de los costos operacionales. En relación con estos bienes y servicios las compras de energía en bloque y/o a largo plazo y las compras en bolsa y/o corto plazo se ubican en \$31.236 millones.

Los gastos a diciembre de 2014 crecieron 47,14% pasando de \$15.758 millones a \$23.187 millones, siendo su composición la siguiente: Gastos administrativos 40%;

Provisiones, depreciaciones y amortizaciones 36% y Otros gastos 24%. Los gastos de administración presentaron un mayor valor de \$538 millones, ubicándose en \$9.257 millones a diciembre de 2014, de los cuales \$4.604 millones corresponden a gastos de personal, \$3.062 millones gastos generales y \$1.591 millones a erogaciones por impuestos, contribuciones y tasas.

Las cuentas de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2014 crecieron \$5.362 millones, siendo este el rubro que tuvo el mayor incremento dentro de los gastos operacionales y su composición es la siguiente: provisiones para deudores \$4.682 millones, provisión para obligaciones fiscales \$1.737 millones, provisión para contingencias \$1.842 millones, depreciación propiedad planta y equipo \$144 millones, y amortización de bienes intangibles \$8 millones.

Los otros ingresos para la vigencia 2014 suman \$3.273 millones, mejorando en \$127 millones respecto de la vigencia 2013, y están compuestos principalmente por: financieros \$2.687 millones, extraordinarios \$5 millones, ajuste de ejercicios anteriores, 580 millones; dentro de los ingresos no operacionales, son los intereses por mora los que evidencian la mayor cuantía con \$2.622 millones.

Los gastos no operacionales ascienden a \$5.516 millones, siendo los más importantes el ajuste de ejercicios anteriores con el 77% y los financieros con el 10%. Dentro de estas erogaciones, el ajuste por intereses de ejercicios anteriores con \$3.476 millones es el rubro que tiene una mayor participación de los gastos no operacionales.

2.3. Utilidades y Ebitda



A diciembre de 2014 Enelar E.S.P. presenta en su operación un Ebitda de \$2.502 millones, \$3.269 millones menos que en la vigencia anterior, como consecuencia del crecimiento de los gastos operacionales respecto a los ingresos operacionales. En relación con el resultado, la prestadora presentó una pérdida operacional en el año 2014 de \$2.079 millones decreciendo el resultado de 2013 en \$3.224 millones, como consecuencia del aumento de la provisión de deudores, la cual se incrementó en \$3.575 millones con relación al 2013, alcanzando la cifra de \$ 4.683 millones para la vigencia 2014. La pérdida neta del ejercicio ascendió a \$4.322 millones.

2.4. Indicadores

INDICADORES	2014	2013
LIQUIDEZ		
Razón Corriente – Veces	1,35	1,82
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	94	78
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	11	18
Activo Corriente Sobre Activo Total	61,24%	61,22%
UMITLMIT		
Nivel de Endeudamiento	48%	45%
Patrimonio Sobre Activo	52%	55%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	94%	75%
Cobertura de Intereses – Veces	4,80	12,56
UTILYTBILI		
Ebitda	\$2.502.100.000	\$5.771.678.000
Margen Operacional	3%	7%
Rentabilidad de Activos	3%	7%
Rentabilidad de Patrimonio	1%	9%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2014 es de 1,35 veces, indicador que presenta un disminución de 0,47 veces respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, indicando que la empresa tiene 1,35 veces en su activo corriente para cubrir las deudas de pasivo corriente.

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó un aumento de 16 días pasando de 78 días en 2013 a 94 días en 2014. La empresa tarda 11 días en realizar el pago de sus obligaciones, 6 días menos que en 2013.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2014 es de 48%, evidenciando un aumento del 3% con respecto a 2013, cuyo porcentaje era del 45%; el Pasivo corriente representa el 93,8% del total de los Pasivos, por lo que el 6,2% restante pertenece a Pasivos por provisiones para pensiones.

Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2014 fue de 3%, reduciéndose en 4% respecto al año anterior. La rentabilidad de los activos y del patrimonio se posicionaron en 3% y 1%, respectivamente, al final del ejercicio del año 2014.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

3.1. Descripción de la Infraestructura

De acuerdo con la información reportada en el Sistema Único de Información - SUI, ENELAR S.A. E.S.P. cuenta con una infraestructura eléctrica conformada por 25 circuitos primarios en el nivel de tensión 13,8 kV. La capacidad instalada para atender sus clientes es de 126 MVA que corresponde a una disminución de 8 MVA (6,3%) con respecto a 2013. El número de transformadores de distribución con corte a diciembre de 2013 era de 4215 y en diciembre de 2014 se incrementó a 4701, es decir, hubo un aumento de 486 transformadores para atender la nueva demanda. La longitud en km de líneas en los diferentes niveles de tensión a diciembre de 2013 era de 3134 km., y para el 2014 se mantuvo este mismo valor.

3.2. Continuidad

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en la Resolución 097 de 2008, estableció el esquema de calidad y compensaciones, en el cual se define el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Este índice representa el porcentaje medio de energía que los clientes dejan de consumir debido a las interrupciones en la prestación del servicio.

Hasta finales del año 2014 la empresa ENELAR S.A. ESP. no había podido ingresar a este esquema ya que no ha cumplido con todos los requisitos técnicos y documentales exigidos por la regulación, por lo tanto esta se sigue rigiendo bajo el anterior esquema basado en los indicadores DES y FES de acuerdo a la resolución 070 de 1998 y las que la modifican.

En la tabla que se relaciona a continuación se muestra el nivel de cumplimiento por parte de la empresa a las metas de los indicadores DES y FES.

Año 2014		DES		FES	
Trimestre	Número Circuitos	Cumplen	No Cumplen	Cumplen	No Cumplen
Primer	25	23	2	25	0
Segundo	25	11	14	18	7
Tercer	25	13	12	20	5
Cuarto	25	8	17	18	7

De la tabla se puede evidenciar que la empresa empezó con un excelente nivel de cumplimiento, el cual no lo pudo sostener en el transcurso del año. Seguramente la empresa hubiese mejorado con el cumplimiento si hubiese establecido las metas de cumplimiento de acuerdo al comportamiento de las interrupciones del sistema en el transcurso del año.

3.3. Calidad de la Potencia

Durante la semana del 6 al 12 de octubre de 2014 se realizaron mediciones de la calidad de la potencia eléctrica en barras a 13,2 kV de la subestación Saravena, por

parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, mediante contrato realizado con una empresa especializada, con el fin de obtener parámetros eléctricos en estado estable y estado transitorio y diagnosticar su comportamiento con respecto a los límites establecidos por las resoluciones CREG 024 de 2005, CREG 108 de 1997 y CREG 065 de 2012, la norma europea EN50160, el Std. IEEE 446 de 1995, el Std. IEEE 519 de 1992 y el Std. IEEE 1250 de 1995.

Según el estudio realizado se observa lo siguiente:

- No se presentaron desequilibrios de tensión que sobrepasaran el límite establecido por la norma EN 50160 del 2%.
- Los valores promedio de todas las tensiones registradas referentes a nivel de tensión 13.200 V se encuentra dentro los límites establecido por la Resolución CREG 024 de 2005 cumpliendo así con el mínimo exigido.
- Las sobretensiones de tensión estuvieron por el orden del 2% de la tensión nominal.
- No se presentó desequilibrio de corriente en todas las mediciones, el porcentaje máximo de desequilibrio fue de 3,368% lo cual lo ubica dentro del límite recomendado por el Std. IEEE 446 de 1995 del 20%, cabe aclarar que se presenta en periodo de carga estable.
- El valor promedio del factor de potencia se encuentra en 0,8735 lo cual no cumple con la Res. CREG 108 de 1997, $fp \geq 0,9$.
- Para las fases A, B y C se evidenciaron armónicos en tensión del orden 5 que cumplen el límite recomendado de 3% por la CREG 065 de 2012 con valores de 2.285%, 2.101% y 2.251% respectivamente, respecto a la tensión nominal.
- La distorsión armónica total de tensión cumple con el límite sugerido por la recomendación IEEE-519 de 1992, del 5%.
- En estado estable la perceptibilidad de corta duración PST en las tres líneas, registró valores menores a 1,0.
- Los valores de la frecuencia se encuentran dentro de los límites establecidos por la normatividad.

Se estableció un compromiso con la empresa para la corrección del factor de potencia para esta subestación.

3.4 Inversión

3.4.1. Ejecución de los Proyectos de Inversión

Para el año 2014 el prestador reporto al Sistema Único de Información – SUI un total de 26 proyectos de inversión:

No.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN	ESTADO	VALOR DEL PROYECTO	PORCENTAJE DE AVANCE
1	Automatización de subestaciones en el Departamento de Arauca	01/12/2014	31/12/2014	EE	\$ 91.709.197	10%
2	Ampliación de la cobertura redes de distribución en las zonas rurales municipio de Arauca	29/04/2014	28/10/2014	FI	\$ 239.956.015,86	100%
3	Mejoramiento al sistema de distribución	01/03/2014	31/12/2014	EE	\$ 96.021.462,00	65%
4	Subestación Playitas 2014	01/01/2014	31/12/2014	EE	\$ 628.099.416,77	70%
5	Legalización usuarios Brisas del Llano	20/02/2014	19/10/2014	FI	\$ 114.796.660,00	100%
6	Legalización usuarios barrio La Granja	20/02/2014	19/10/2014	FI	\$ 72.628.203,00	100%
7	Faer GGC 89 electrificación Vereda Tamacay y Caño Grande, Mata de Topocho, Costa Rica y otras	28/02/2014	31/12/2014	EE	\$ 585.355.744,26	80%
8	Faer GGC 89 electrificación vereda Loberia, Barcelona Turpiales y Piñalito	28/02/2014	31/12/2014	EE	\$ 300.796.039,65	80%
9	Faer GGC 89 ampliación electrificación distrito el progreso fase 1	28/02/2014	31/12/2014	EE	\$ 388.729.859,77	80%
10	Faer GGC89 ampliación del servicio de energía rural Tame	28/02/2014	31/12/2014	EE	\$ 476.348.752,82	80%
11	Faer GGC 89 ampliación redes electricas vereda el Amparo, El Carmen, Guayacán, Palmeras y otras	21/02/2014	30/11/2014	FI	\$ 729.765.546,99	100%
12	Faer GGC 89 ampliación cobertura área rural de Arauquita	21/02/2014	31/12/2014	EE	\$ 128.436.427,00	60%
13	Faer GGC 89 ampliación electrificación veredas San Juan de Reineria Santa Clara y Santa Isabel	21/02/2014	31/12/2014	EE	\$ 15.290.050,88	60%
14	Convenio colciencias	01/12/2014	31/12/2014	EE	\$ 12.750.000,00	20%
15	Electrificación vereda el palmar municipio Pto. Rondón	08/01/2014	31/12/2014	EE	\$ 72.921.015,00	80%
16	Conv Oxi vereda saldo del lipa municipio de Arauca.	08/06/2014	31/12/2014	EE	\$ 42.000.000,00	80%
17	Proyecto SPARD	01/09/2014	31/12/2014	FI	\$ 241.100.320,10	100%
18	Programa de manejo ambiental	01/10/2014	31/12/2014	FI	\$ 536.218.738,00	100%
19	Estudios e Interventorias	01/03/2014	31/12/2014	EE	\$ 489.382.141,52	54%
20	Adquisición de licencias	01/03/2014	31/12/2014	FI	\$ 14.737.000,00	100%
21	Sistema de comunicaciones	01/03/2014	31/12/2014	FI	\$ 43.028.501,10	100%
22	Centro de documentación	01/05/2014	31/12/2014	FI	\$ 464.383.600,00	100%
23	Elaboración y cofinanciación de proyectos de investigación	01/05/2014	31/12/2014	EE	\$ 60.307.546,00	30%
24	Fortalecimiento y ornato al sistema de distribución local	15/11/2014	30/12/2014	FI	\$ 289.512.980,00	100%
25	Normas internacionales	01/05/2014	31/12/2014	EE	\$ 100.000.000,00	60%
26	Sistema de gestión de calidad	01/05/2014	31/12/2014	EE	\$ 59.285.280,00	60%

Estos proyectos la empresa los está desarrollando para mejorar la prestación del servicio de sus usuarios en lo que concierne a ampliación de cobertura, normalización de usuarios y monitoreo remoto del sistema para mejorar el tiempo de respuesta ante una falla. El valor total de la inversión asociada a estos proyectos es de \$ 6.293.560.00 entre recursos de la empresa y recursos del gobierno nacional asignados para el departamento de Arauca.

3.4.2. Cobertura y Restricciones del Servicio de Energía Eléctrica

De acuerdo con lo expuesto en el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017 – PIEC de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, el índice de cobertura del servicio de energía eléctrica para el departamento de

Arauca, alcanzó el 93,54% en el año 2014, distribuido como se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 3.4.2.1 Índice de Cobertura 2014

Departamento	ICEE Cabecera Municipal	ICEE Resto	ICEE Total
Arauca	100,00%	88,71%	93,54%

Fuente: UPME

Así mismo, el plan expuesto señala que para el año 2017 es posible alcanzar el 94,19% de la cobertura a través de inversiones realizadas por el Operador de Red, las cuales serían remuneradas vía tarifa, además se lograría el 95,05% de la cobertura con proyectos asociados a recursos provenientes de los fondos FAER y FAZNI por fuera de las cabeceras municipales.

Tabla 3.4.2.2 Cobertura Alcanzable 2017

Departamento	ICCE_Base	Incremento con Tarifa Actual	Incremento con FAER	Incremento con FAZNI	Cobertura total Alcanzable a 2017
Arauca	93,54%	0,56%	0,55%	0,31%	95,05%

Fuente: UPME

Por otra parte, en relación con el estado del sistema eléctrico en el área de operación de la empresa ENELAR S.A. E.S.P., se observan las siguientes restricciones, de acuerdo con los informes de XM S.A. E.S.P.

- Demanda no atendida ante contingencia de la línea Palos - Toledo 230 kV debido a que es radial.

Es decir, que ante un evento que saque de operación esta línea, los usuarios atendidos por esta quedarían sin servicio, dado que no existe otro punto de alimentación de respaldo.

Se recomienda al OR, realizar solicitud a la UPME de estudio de viabilidad para la construcción de un nuevo punto de conexión.

3.5. RETIE

3.5.1. Accidentes de Origen Eléctrico

Para el año 2014 ENELAR S.A. E.S.P. reportó cero accidentes de origen eléctrico al SUI, lo cual muestra una buena gestión en seguridad por parte de la empresa.

3.5.2. Resultados Visitas de Inspección

En el marco de las evaluaciones integrales de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios se realizó vista técnica a las siguientes subestaciones de la empresa donde se relacionan los aspectos relevantes a continuación:

3.5.2.1. Aspectos a resaltar de la empresa en la visita:

- Se encontró en la subestación Arauca un sistema para evitar que los animales terrestres lleguen a las partes energizadas del transformador.

- La empresa está instalando un banco de compensación en la subestación playitas para mejorar el perfil de tensión de la ciudad de Arauca.

A continuación se relacionan los aspectos por mejorar de parte de la empresa:

Subestación Arauca:

- En la caseta se encontró un cuarto el cual lo están usando de bodega con elementos diferentes a la operación de la subestación, se debe desalojar.
- No se encontró demarcación de las distancias de seguridad en el piso de la caseta.
- Adecuar el cuarto de baterías con: instalaciones eléctricas explosion proof, puerta anti pánico, reparar el extractor, instalar ducha lavaojos, aterrizar la estructura metálica del banco de baterías y colocar extintor fuera de la puerta.
- Retirar elementos extraños a la operación del cuarto de baterías (cajas y equipos dañados)
- Realizar mediciones de paso y de contacto al sistema de puesta a tierra
- Realizar identificación y señalización de las fases de los circuitos.

Todos los Santos:

- Reparar el cerramiento de la subestación el cual tiene un orificio donde cualquier persona extraña puede ingresar.
- Aterrizar estructura metálica de antena de comunicaciones que se encuentra dentro de la subestación.
- Aterrizar cerramiento de la subestación
- Realizar mantenimiento preventivo al reconectador el cual presenta alto índice de contaminación.
- Realizarle mantenimiento a la gravilla la cual tiene mucha maleza.
- Realizar mediciones de paso y de contacto al sistema de puesta a tierra de la subestación.
- Realizar identificación y señalización de las fases de los circuitos

Estado del proceso para el ingreso al esquema de calidad establecido por la resolución 097 de 2008:

- La empresa tiene la infraestructura del centro de control terminada.
- Actualmente tiene un 90% de vinculación usuario transformador.
- La empresa tiene pendiente obtener la certificación de calidad para el proceso de distribución y la certificación del auditor externo para ingresar al esquema.
- La empresa tiene contemplado entrar al esquema de calidad a partir del primer trimestre de 2016.

Enelar entregó cronograma de compromisos para realizar las mejoras sugeridas por la SSPD los cuales debe finalizar antes de que finalice el año 2015.

3.6. Mantenimientos

Para el año 2014 la empresa sectorizó su plan de mantenimiento en 3 zonas: Zona Norte, Zona Centro y Zona Sur; a continuación se detalla el desempeño de los mantenimientos en cada zona:

Zona Norte

		ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14	Pend.
MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES	AÑO (%)	56,8%												43,2%
	TRIMESTE (%)	0%												76%
	MES (%)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	82,1%	40,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
MANTENIMIENTO LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN	AÑO (%)	133,8%												-33,8%
	TRIMESTE (%)	281%												123%
	MES (%)	100,0%	384,4%	419,1%	90,0%	118,3%	162,5%	115,2%	175,6%	63,5%	73,4%	100,0%	0,0%	0,0%
MANTENIMIENTO REDES DE DISTRIBUCIÓN	AÑO (%)	81,5%												18,5%
	TRIMESTE (%)	60%												98%
	MES (%)	2,5%	91,0%	97,6%	81,0%	121,3%	91,8%	112,8%	138,9%	50,8%	107,5%	91,6%	0,0%	0,0%
MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES	AÑO (%)	99,0%												1,0%
	TRIMESTE (%)	100%												100%
	MES (%)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	85,7%	0,0%
MANTENIMIENTO DE POSTERÍA	AÑO (%)	96,1%												3,9%
	TRIMESTE (%)	100%												98%
	MES (%)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	97,0%	100,0%	62%	60,0%	47,1%	100,0%	91%	100,0%
TOTAL AVANCE MANTENIMIENTO DE LA ZONA CENTRO	AÑO (%)	96,6%												3,4%
	TRIMESTE (%)	134%												101%
	MES (%)	50,5%	182,0%	197,2%	62,2%	101,2%	105,2%	78,6%	106,0%	42,9%	60,9%	68,3%	8,2%	0,0%

Para esta zona la empresa no realizó actividades de mantenimiento en las subestaciones, superó la meta en redes de distribución y líneas de subtransmisión, cumplió con más de un 80% de la meta para mantenimiento de transformadores y cumplió en más de un 60% de la meta para mantenimiento de postería, para completar un total de un 81% de la meta programada para el año 2014.

Zona Centro

		ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14	Pend.
MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES	AÑO (%)	56,8%												43,2%
	TRIMESTE (%)	0%												76%
	MES (%)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	82,1%	40,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
MANTENIMIENTO LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN	AÑO (%)	133,8%												-33,8%
	TRIMESTE (%)	281%												123%
	MES (%)	100,0%	384,4%	419,1%	90,0%	118,3%	162,5%	115,2%	175,6%	63,5%	73,4%	100,0%	0,0%	0,0%
MANTENIMIENTO REDES DE DISTRIBUCIÓN	AÑO (%)	81,5%												18,5%
	TRIMESTE (%)	60%												98%
	MES (%)	2,5%	91,0%	97,6%	81,0%	121,3%	91,8%	112,8%	138,9%	50,8%	107,5%	91,6%	0,0%	0,0%
MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES	AÑO (%)	99,0%												1,0%
	TRIMESTE (%)	100%												100%
	MES (%)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	85,7%	0,0%
MANTENIMIENTO DE POSTERÍA	AÑO (%)	96,1%												3,9%
	TRIMESTE (%)	100%												98%
	MES (%)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	97,0%	100,0%	62%	60,0%	47,1%	100,0%	91%	100,0%
TOTAL AVANCE MANTENIMIENTO DE LA ZONA CENTRO	AÑO (%)	96,6%												3,4%
	TRIMESTE (%)	134%												101%
	MES (%)	50,5%	182,0%	197,2%	62,2%	101,2%	105,2%	78,6%	106,0%	42,9%	60,9%	68,3%	8,2%	0,0%

Para esta zona la empresa cumplió con aproximadamente un 60% en la meta para mantenimiento de subestaciones, superó la meta en redes de distribución, cumplió con más de un 80% en redes de distribución, cumplió con casi un 100% de la meta para mantenimiento de transformadores y cumplió con más de un 90% de la meta para mantenimiento de postería, para completar un total de un 96,6% de la meta programada para el año 2014.

Zona Sur

		ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14	Pend.
MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES	AÑO (%)	100,0%												0,0%
	TRIMESTE (%)	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
	MES (%)	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
MANTENIMIENTO LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN	AÑO (%)	103,9%												-3,9%
	TRIMESTE (%)	111%	96%	83,3%	93,3%	110,0%	80,0%	66%	83%	83%	73,3%	90,0%		
	MES (%)	100,0%	133,3%	100,0%	83,3%	93,3%	110,0%	80,0%	48,6%	78,6%	86,7%	73,3%	90,0%	
MANTENIMIENTO REDES DE DISTRIBUCIÓN	AÑO (%)	68,2%												31,8%
	TRIMESTE (%)	0,0%	98%	20,0%	87%	120,0%	96,4%	40,0%	52%	60,0%	47,5%	56%	40,0%	
	MES (%)	0,0%	100,0%	96,3%	20,0%	120,0%	96,4%	40,0%	51,4%	60,0%	47,5%	71,4%	40,0%	
MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES	AÑO (%)	23,5%												76,5%
	TRIMESTE (%)	100%	100%	100%	100%	100%	0,0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
	MES (%)	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
MANTENIMIENTO DE POSTERÍA	AÑO (%)	97,2%												2,8%
	TRIMESTE (%)	100%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
	MES (%)	0,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
TOTAL AVANCE MANTENIMIENTO DE LA ZONA SUR	AÑO (%)	91,2%												8,8%
	TRIMESTE (%)	75,0%	104%	99,3%	42,3%	61%	63,3%	50,0%	47%	53,4%	54,2%	55%	54,0%	
	MES (%)	75,0%	108,3%	99,3%	42,3%	66,3%	63,3%	50,0%	39,7%	53,4%	54,2%	53,6%	54,0%	

Para esta zona la empresa cumplió con el 100% en la meta para mantenimiento de subestaciones, superó la meta en redes de subtransmisión, cumplió con casi un 70% en redes de distribución, cumplió con mas de un 20% de la meta para mantenimiento de transformadores y cumplió con más de un 90% de la meta para mantenimiento de postería, para completar un total de un 91,2% de la meta programada para el año 2014.

4. ASPECTOS COMERCIALES

Se analiza los aspectos comerciales de la empresa relacionados con el análisis referente al número de suscriptores, los niveles de consumos, la información contenida en las facturas, la atención en las oficinas comerciales dispuestas por el prestador, las tarifas, los subsidios y contribuciones, la calidad del servicio, el nivel de satisfacción del usuario (NSU), entre otros.

4.1. Estructura del Mercado

Tabla 4.1.1. Cantidad de Suscriptores por Clasificación 2014 Vs 2013

Estrato o Actividad	2013		2014		% Variación
	Suscriptores a Dic 31	Participación Porcentual	Suscriptores a Dic 31	Participación Porcentual	
Estrato 1	33.778	57,122%	36.602	58,426%	8,36%
Estrato 2	15.377	26,004%	15.829	25,267%	2,94%
Estrato 3	4.126	6,977%	4.138	6,605%	0,29%
Estrato 4	542	0,917%	547	0,873%	0,92%
Estrato 5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Estrato 6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Total Residencial	53.823	91,020%	57.116	91,171%	6,12%
Industrial	10	0,017%	5	0,008%	-50,00%
Comercial	4.278	7,235%	4.488	7,164%	4,91%
Oficial	1.014	1,715%	1.031	1,646%	1,68%
Otros	8	0,014%	7	0,011%	-12,50%
Total No Residencial	5.310	8,980%	5.531	8,829%	4,16%
TOTAL	59.133	100%	62.647	100%	5,94%

Fuente: SUI

Para el 2013 y 2014 la Empresa de Energía de Arauca - Enelar E.S.P clasificaba sus usuarios por estratos del 1 al 4, Industrial, Comercial, Oficial y otros dependiendo de su actividad.

Se puede observar que para los años en estudio la mayor concentración de usuarios (suscriptores) se encuentra en los estratos 1 y 2, en el sector residencial y para el sector no residencial, los usuarios comerciales.

Asimismo, se observa un incremento porcentual en los residenciales a diferencia de los usuarios no residenciales que a pesar de tener un aumento en el número de suscriptores, porcentualmente presenta un decremento.

El mayor variación porcentual (8,36%) corresponde a usuarios del estrato 1, el cual en el 2013 contaba con 33.778 suscriptores y para el 2014 36.602.

En general, la empresa obtuvo un crecimiento en el número de clientes, correspondiente a un 5.94%, en relación con el 2013.

4.2. Niveles de Consumo

Tabla 4.2.1. Nivel de Consumo 2014 Vs 2013

Estrato o Actividad	2013		2014		% Variación
	Consumo Kwh Dic 31	Participación Porcentual	Consumo Kwh Dic 31	Participación Porcentual	
Estrato 1	3.776.897	30,732%	4.150.519	31,812%	9,89%
Estrato 2	2.803.512	22,812%	2.895.467	22,192%	3,28%
Estrato 3	905.664	7,369%	894.204	6,854%	-1,27%
Estrato 4	170.341	1,386%	181.819	1,394%	6,74%
Estrato 5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Estrato 6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Total Residencial	7.656.414	62,299%	8.122.009	62,251%	6,08%
Industrial	53.048	0,432%	49.958	0,383%	-5,82%
Comercial	1.900.027	15,460%	2.083.722	15,971%	9,67%
Oficial	2.212.725	18,005%	2.313.007	17,728%	4,53%
Otros	467.568	3,805%	478.451	3,667%	2,33%
Total No Residencial	4.633.368	37,701%	4.925.138	37,749%	6,30%
TOTAL	12.289.782	100%	13.047.147	100%	6,16%

Fuente: SUI

En el sector residencial, el mayor consumo demandado para los años 2013 y 2014 en energía se sitúa en los estratos 1 y 2, teniendo una participación de 53,54% y 54,00%.

En el sector no residencial, el mayor consumo demandado para los años 2013 y 2014 se presentó en el sector comercial y oficial, pasando de un consumo en el 2013 de 4.112.752 kwh a 4.396.729 Kwh en 2014, es decir, de un 33.46% a un 33.70%.

Tabla 4.2.2. Valor de Consumo 2014 Vs 2013

Estrato o Actividad	2013		2014		% Variación
	Valor Consumo (\$) Dic 31	Participación Porcentual	Valor Consumo (\$) Dic 31	Participación Porcentual	
Estrato 1	1.463.654.747	31,734%	1.693.710.311	32,872%	15,72%
Estrato 2	1.087.847.891	23,586%	1.172.732.197	22,761%	7,80%
Estrato 3	349.568.771	7,579%	364.466.282	7,074%	4,26%
Estrato 4	65.598.296	1,422%	74.074.473	1,438%	12,92%
Estrato 5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Estrato 6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Total Residencial	2.966.669.705	64,322%	3.304.983.263	64,145%	11,40%
Industrial	18.798.576	0,408%	21.522.377	0,418%	14,49%
Comercial	717.141.125	15,549%	824.539.816	16,003%	14,98%
Oficial	766.800.711	16,625%	848.477.151	16,468%	10,65%
Otros	142.815.232	3,096%	152.857.440	2,967%	7,03%
Total No Residencial	1.645.555.644	35,678%	1.847.396.784	35,855%	12,27%
TOTAL	4.612.225.349	100%	5.152.380.047	100%	11,71%

Fuente: SUI

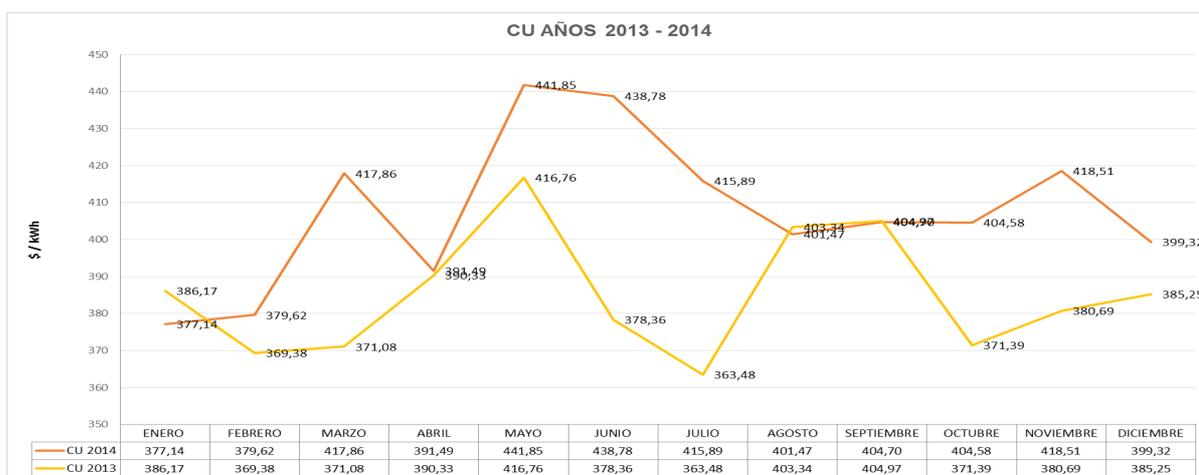
En el sector residencial, el mayor ingreso facturado se genera en los estratos 1 y 2 ocupando un 55.32% y 55.63% para el 2013 y el 2014 respectivamente, por otra parte en el sector no residencial se destaca el uso oficial por tener mayor valor de consumo, sin embargo, el incremento en la variación porcentual se da en el Industrial y el Comercial ocupando casi un 15% cada uno.

4.3. Análisis tarifario

4.3.1. Costo Unitario de Prestación del servicio 2013-2014

En la gráfica a continuación se presenta un comparativo para los años 2013 y 2014 del comportamiento mensual del Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía-CU.

Gráfica 4.3.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio Año 2013 y 2014



Fuente: Información Publicada por la E.S.P.

Se presentaron fluctuaciones importantes en el CU durante el 2014, su mayor valor fue en el mes de mayo \$441,85/kWh, teniendo un incremento respecto al mes anterior de casi el 12,9%. Esto debido al componente G, cuya participación en la definición del CU fue cercana al 42%.

Los componentes de generación, distribución y comercialización dentro del CU, tienen una participación que alcanza el 86%.

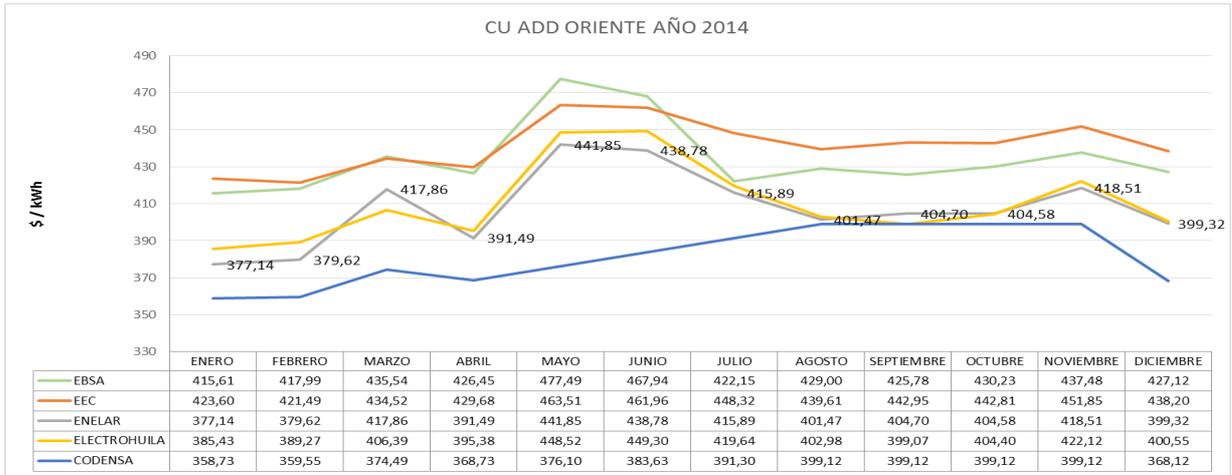
4.3.2. Comportamiento del CU para el prestador respecto de su Área de Distribución - ADD durante el 2014

En el esquema de áreas de distribución por una parte se tienen los cargos por uso propios de cada operador de red y por la otra, se tiene el cargo unificado del área de distribución. En ésta se observa que teniendo en cuenta el Dtun como referencia, dentro de un ADD, existirán agentes que se dispongan por encima y/o por debajo de la referencia, debido a que el cargo por uso de cada OR tiene una relación directamente proporcional con la cantidad de activos (infraestructura) que haya dispuesto para atender su demanda, a la inversión y al mantenimiento que se le realice a estos, la dispersión de su mercado y a la calidad del servicio prestado.

Para este esquema, aquellos agentes que se encuentran por debajo del Dtun se conocen como excedentarios ya que vía tarifa estos comercializadores deberán cobrar a sus usuarios el costo unitario de prestación del servicio Cu calculado con el Dtun y no con su Dt, por lo tanto, al no aplicar su cargo, que es más bajo que el facturado, están recaudando excedentes pro-rata del consumo total facturado por cada nivel de tensión, los cuales deberán ser trasladados a los prestadores deficitarios.

Para el año 2014 se observa que el CU de la Empresa de Energía de Arauca se encuentra similar al calculado por las empresas que conforman el ADD Oriente, el cual está conformado por: Codensa S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Cundinamarca, Empresa de Energía de Boyacá, Electrificadora del Huila.

Gráfica 4.3.2. Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD Oriente 2014



Fuente: Publicación de tarifas de las E.S.P. del ADD Oriente

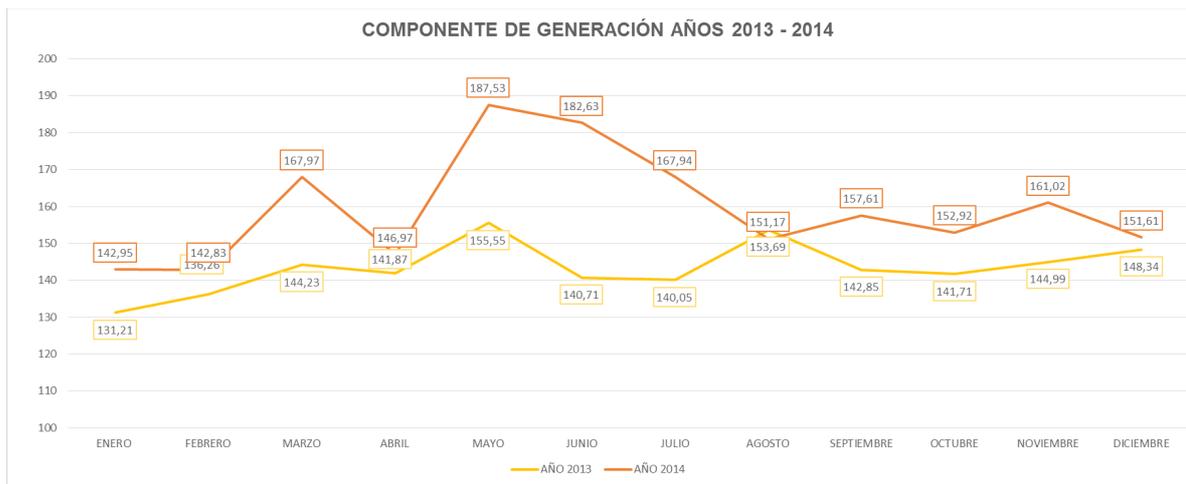
4.3.3. Análisis por componente del CU para los años 2013-2014

En este aparte se realizará el análisis de cada uno de los componentes determinantes del CU durante el 2014, comparado con su comportamiento durante el 2013.

4.3.3.1. Componente Generación

El componente de compra de energía se presenta estable durante el 2013 comparado con el 2014 que muestra oscilaciones entre picos muy altos y bajos. En promedio, se pagan \$16/ kWh más en el 2014 comparado con lo pagado en el año inmediatamente anterior.

Gráfica 4.3.3.1. Comparativo componente G 2013 – 2014



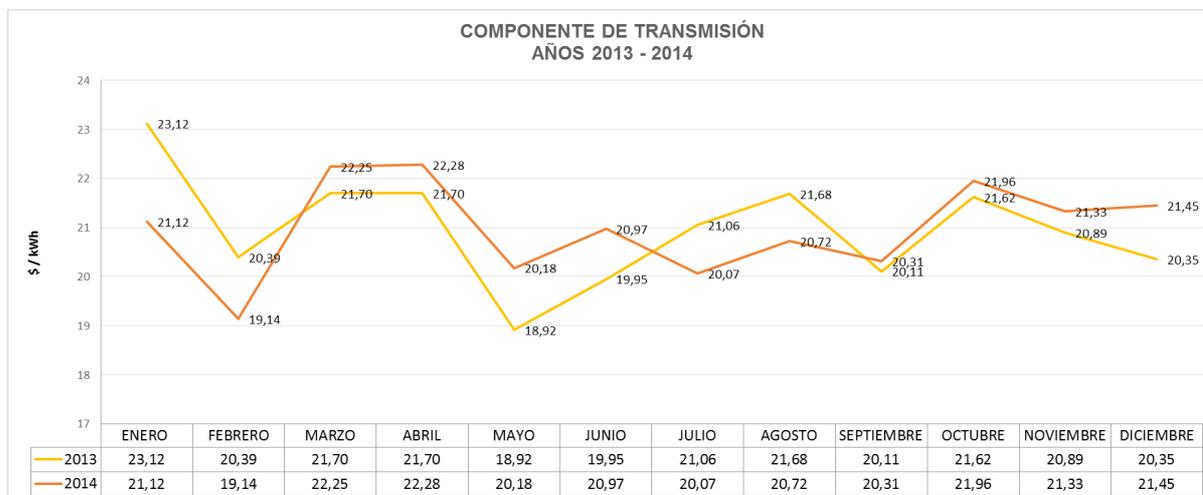
Fuente: Publicada por la E.S.P.

4.3.3.2. Componente de Transmisión

A partir de la entrada en vigencia de la resolución 157 de 2011, en 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.

Al igual que el año 2013, durante el 2014 el prestador calculó su CU utilizando el T definido por XM, conforme lo definido por la normatividad regulatoria, presentando un comportamiento estable que oscilo en promedio \$3/kWh durante el año.

Gráfica 4.3.3.2 Comparativo componente T 2013 – 2014



Fuente: Información de la ESP – Publicada por la E.S.P.

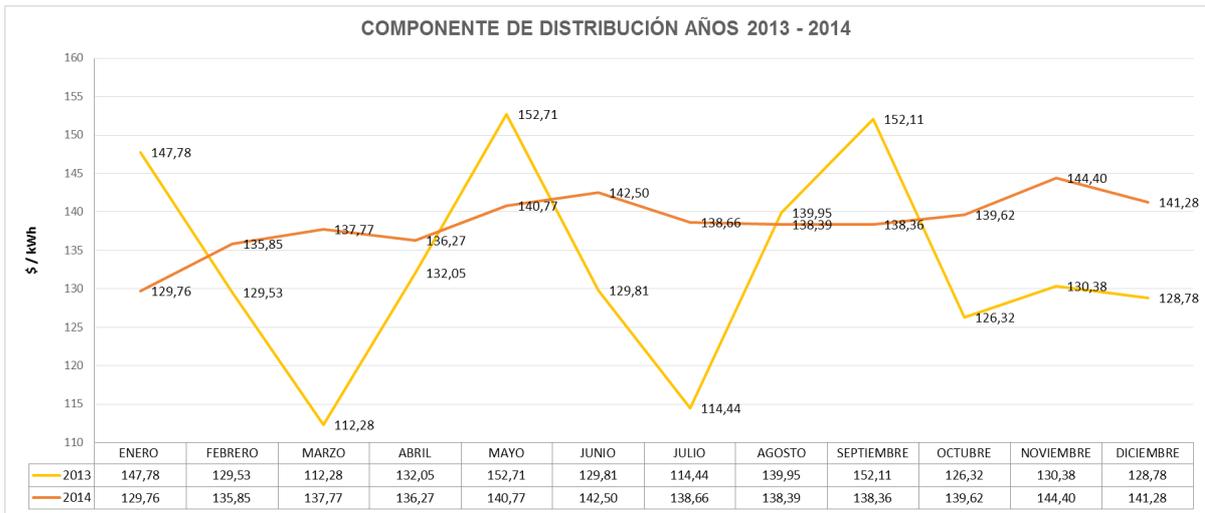
4.3.3.3. Componente de Distribución D:

El Ministerio de Minas y Energía -MME mediante la Resolución 18 2306 de 16 de diciembre de 2009, determinó el Área de Distribución Oriente, de la cual hace parte ENELAR, buscando con ello la integración de varios prestadores con el fin de normalizar el componente de distribución -D de la tarifa regulada. El objetivo de las ADD es el de aproximar los cargos por uso entre regiones procurando mantener la adecuada distribución de recursos para cada OR.

Los otros prestadores que hacen parte de la ADD Oriente son Codensa S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Cundinamarca, Empresa de Energía de Boyacá y Electrificadora del Huila.

En la gráfica a continuación se muestra el comportamiento de este componente a lo largo del 2014, donde se ve su estabilidad durante todo el año. Comparado con su comportamiento durante el 2013.

Gráfica 4.3.3.3. Comparativo D 2013 – 2014

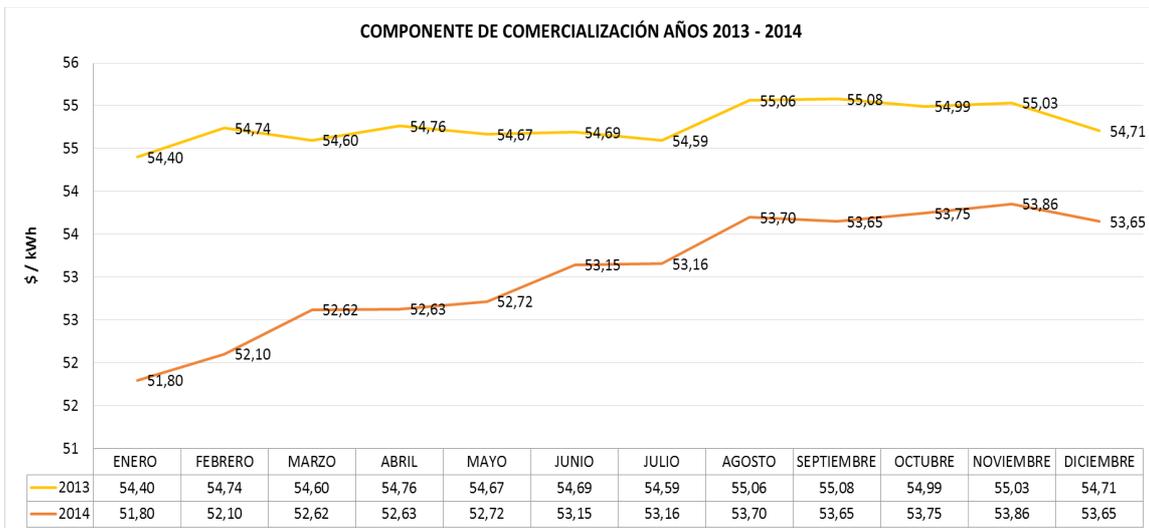


Fuente: Información Publicada por la E.S.P.

4.3.3.4. Componente de Comercialización

Se mantiene la tendencia estable de este componente, similar a la observada durante el 2013. En promedio el valor de este componente fue de \$53,06/kWh durante el 2014.

Gráfica 4.3.3.4. Comparativo C 2013 – 2014

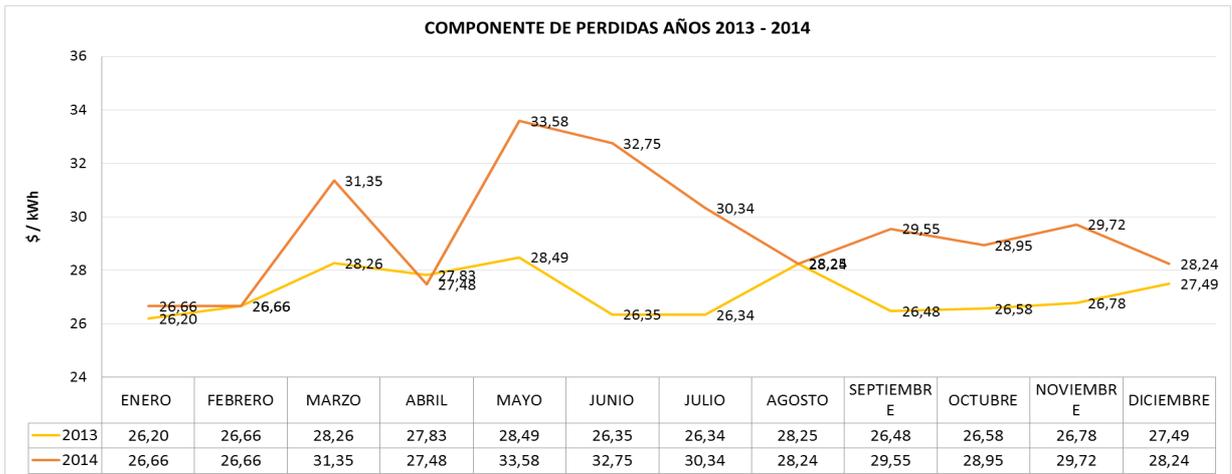


Fuente: Información Publicada por la E.S.P.

4.3.3.5. Componente de Pérdidas

Dado que la componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, las variaciones parciales evidenciadas durante el año en estas variables, dan como resultado una variación promedio respecto del año inmediatamente anterior de 8,5%.

Gráfica 4.3.3.5. Comparativo P 2013 – 2014



Fuente: Información Publicada por la E.S.P.

4.3.3.6. Componente de Restricciones

En el 2014 se observa una tendencia más estable en este componente, teniendo sus niveles más bajos en los meses de Febrero \$3,03/kWh y Diciembre \$3,10/kWh respectivamente. Comparado con el 2013 donde hay fluctuaciones importantes llegando a su nivel más bajo en el mes de octubre.

En términos generales, la mayor participación en el CU la tienen los componentes de compra de energía y los cargos de distribución, sin embargo, dado que el componente de comercialización CV es relativamente estable, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen las Perdidas Pr, Transporte TM, y las Restricciones RM.

Gráfica 4.3.3.6. Comparativo R 2013 –2014



Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.7. Porcentaje de participación por componente en el CU

Cerca del 73% del CU, está determinado por los componentes de generación y distribución, sin embargo tienen un comportamiento variable, mientras que los componentes de comercialización y transporte aunque representan un porcentaje más bajo en la definición del CU, presentan un comportamiento estable

Tabla 4.3.3.7. Participación por componente

Periodo	G		T		PR		D		C		R		CUV
	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh
1	142,95	38%	21,12	6%	26,66	7%	129,76	34%	51,80	14%	4,86	1%	377,14
2	142,83	38%	19,14	5%	26,66	7%	135,85	36%	52,10	14%	3,03	1%	379,62
3	167,97	40%	22,25	5%	31,35	8%	137,77	33%	52,62	13%	5,91	1%	417,86
4	146,97	38%	22,28	6%	27,48	7%	136,27	35%	52,63	13%	5,86	1%	391,49
5	187,53	42%	20,18	5%	33,58	8%	140,77	32%	52,72	12%	7,07	2%	441,85
6	182,63	42%	20,97	5%	32,75	7%	142,50	32%	53,15	12%	6,78	2%	438,78
7	167,94	40%	20,07	5%	30,34	7%	138,66	33%	53,16	13%	5,73	1%	415,89
8	151,17	38%	20,72	5%	28,24	7%	138,39	34%	53,70	13%	9,25	2%	401,47
9	157,61	39%	20,31	5%	29,55	7%	138,36	34%	53,65	13%	5,21	1%	404,70
10	152,92	38%	21,96	5%	28,95	7%	139,62	35%	53,75	13%	7,38	2%	404,58
11	161,02	38%	21,33	5%	29,72	7%	144,40	35%	53,86	13%	8,19	2%	418,51
12	151,61	38%	21,45	5%	28,24	7%	141,28	35%	53,65	13%	3,10	1%	399,32
Promedio	159,43	39%	20,98	5%	29,46	7%	138,64	34%	53,06	13%	6,03	1%	407,60

Fuente: Publicaciones prestador- Cálculos DTGE

4.4. Facturación

Se verificó el contenido de la factura emitida por la Empresa de Energía de Arauca - ENELAR E.S.P., de la inspección visual al documento factura se valoraron los siguientes conceptos:

Nombre del suscriptor y dirección del inmueble receptor del servicio: el formato detalla claramente en la parte superior izquierda en el ítem "Información sobre el cliente", el nombre del suscriptor, la dirección del suministro, ciudad y barrio; cumpliendo de esta manera con las especificaciones requeridas.

Gráfica 4.4.1. Factura - Suscriptor



Fuente: Empresa

Estrato socioeconómico y clase de uso del servicio: este concepto se aprecia en el mismo recuadro de "Información sobre el cliente".

Gráfica 4.4.2. Factura – Estrato

Orden:	Estrato:	Clase de Servicio:	Circuito:
110	(0) NO RESIDENCIAL	COMERCIAL	010100403

Período por el cual se cobra el servicio, consumo correspondiente a ese período y valor: al extremo derecho se ubica un recuadro denominado “Periodo Facturado”, en el cual se detalla la fecha del periodo desde –hasta.

Gráfica 4.4.3. Factura - Periodo

PERIODO FACTURADO	
DESDE	HASTA
25/04/2015	22/05/2015

Fuente: Empresa

Lectura anterior y actual del medidor de consumo: En el recuadro “Liquidación de consumo” se discrimina.

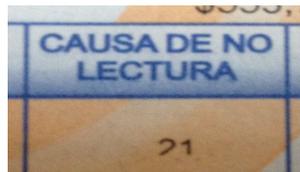
Gráfica 4.4.4. Factura- Lectura

CAUSA DE NO LECTURA	LECTURA ACTUAL	LECTURA ANTERIOR
	63433	62681

Fuente: Empresa

Causa de la falta de lectura, en los casos en que no haya sido posible realizarla: La factura en el ítem “liquidación de consumo” maneja un recuadro denominado causa de no lectura, en el cual, colocan un código dependiendo de la razón por el que no pudo ser leído el consumo, y en el respaldo está la definición de cada código.

Gráfica 4.4.5. Factura- Lectura



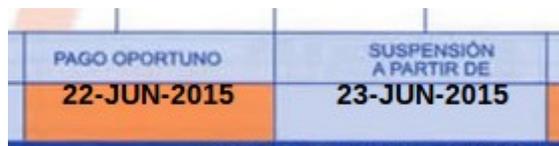
CAUSAS DE NO LECTURA					
21	CONTADOR INTERNO	23	MEDIDOR EN MAL ESTADO	25	MEDIDOR CON CANDADO U OBSTÁCULO
22	MEDIDOR RETIRADO	24	NO PERMITE LEER EL MEDIDOR	26	PROBLEMAS DE ORDEN PÚBLICO

Fuente: Empresa

Fechas máximas de pago oportuno, fecha de suspensión y/o corte del servicio: En la parte final del ítem “Liquidación de consumo” se evidencia la fecha de pago oportuno y de suspensión. En el caso en el que el usuario entre en mora por no pago en el estado

de cuenta se refleja el número de facturas que tiene pendientes por pago y en suspensión aparecería la fecha para la realización de la misma.

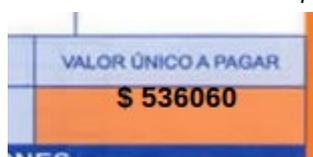
Gráfica 4.4.6. Factura – Pago oportuno



Fuente: Empresa

Valor total de la factura: En la parte final del ítem “Liquidación de consumo” se evidencia el valor único a pagar, asimismo en la parte inferior derecha de la factura se puede visualizar, reflejando el valor consolidado de los conceptos a pagar.

Gráfica 4.4.7. Factura – Valor a pagar



Fuente: Empresa

Consumo en unidades físicas de los últimos seis (6) períodos (facturaciones mensuales): Se evidencia un recuadro que refleja el consumo para los seis últimos periodos facturados, detallando el mes y el consumo correspondiente, así como el gráfico de barras.

Gráfica 4.4.8. Factura- Consumo



PERÍODOS						
CONSUMOS ANTERIORES	754	455	691	748	564	752
LECTURAS ANTERIORES	60223	60678	61369	62117	62681	63433

Fuente: Empresa

Cargos expresamente autorizados por la Comisión: Se refleja un recuadro denominado “costo de prestación”, el cual detalla cada uno de los componente del CU, y el cargo correspondiente a cada uno de ellos.

Gráfica 4.4.9. Factura

COSTO DE PRESTACIÓN			
Generación (G):	160.48	Costo de Pérdidas R. (PR):	30.52
Transmisión (T):	23.9	Comercio (C):	54.35
Distribución (D):	144.38	Costo Calculado (\$):	\$418.67
Costo Restricción (R):	5.04	Costo Aplicado (\$):	\$418.67
Interés Mora Actual (%):	2.42	Periodos en Mora:	\$13
V/u Dto/Foes \$/Kwh:		Factura ref. Desc.:	

Fuente: Empresa

Valor de las deudas atrasadas: En el ítem “Datos de financiaciones” de la cuenta se reflejan el valor financiado y las cuotas, los números de facturas que se encuentran pendientes por pago se encuentran en el ítem “costo de prestación” periodos en mora.

Gráfica 4.4.10. Factura

DATOS DE FINANCIACIONES						
CONCEPTO	Valor Financiaci3n	N3mero de Cuotas	Saldo Financiaci3n	Cuotas Pagadas	Valor de la Cuota	Cuotas Pendientes
ACTIVA SENCILLA MONOMI	1,378,716	12	1,148,930	1	114,893	10
TOTAL CONCEPTOS FINANCIADOS:					114,893	

Fuente: Empresa

Cuantía de los intereses moratorios, y señalamiento de la tasa aplicada: Los intereses moratorios se observan relacionados en el detalle de la cuenta, en un recuadro aparte se indica la tasa aplicada y los periodos que tiene en mora el usuario.

Gráfica 4.4.11. Factura

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
100	ACTIVA SENCILLA MONOMIA
300	RECARGO POR MORA
230	IMPUESTO DE ALUMBRADO PUBLICO
760	AJUSTE A LA DECENA
	RECIBO ANTERIOR (SIN CANCELAR)
	CONSUMO FINANCIADO

Interes Mora Actual (%)	2.42	Periodos en Mora:
-------------------------	------	-------------------

Fuente: Empresa

Monto de los subsidios, y la base de su liquidación: El monto facturado por concepto de subsidio se refleja en el listado de “descripción” de forma negativa, por otra parte, el consumo de subsistencia establecido no se evidencia en la factura.

Gráfica 4.4.12. Factura

SUBSIDIO Y/O CONTRIBUCIÓN
-56 %

Fuente: Empresa

Cuantía de la contribución de solidaridad y el porcentaje aplicado para su liquidación: Este aspecto aplica para los usuarios de los sectores industriales, comerciales; al respecto encontramos que el mismo se refleja en el “descripción”.

Gráfica 4.4.13. Factura

SUBSIDIO Y/O CONTRIBUCIÓN	VALOR SUBSIDIO Y/O CONTRIBUCIÓN
20 %	\$62,968

Fuente: Empresa

Cobro de energía consumida dejada de facturar: este concepto no se refleja discriminado en la facturación, no obstante la empresa realizó el aporte de documentos que muestran el procedimiento aplicado en estos procesos, el cual detallaremos más adelante.

Cargos por concepto de reconexión o reinstalación: en la facturación suministrada se ve reflejado en el ítem “descripción”, sin embargo la empresa realizó el aporte de las tarifas donde se detalla el valor correspondiente al cargo por reconexión para cada categoría de usuarios.

Gráfica 4.4.14. Factura

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
100	ACTIVA SENCILLA MONOMIA
210	RECONEXION
230	IMPUESTO DE ALUMBRADO PUBLICO
301	RECARGO PAGO EXTEMPORANEO
	CONSUMO FINANCIADO

Fuente: Empresa

Discriminación en facturas del valor de contribuciones y subsidios y otros: los valores facturados por estos conceptos se ven reflejados en las facturas de las diferentes categorías de usuarios tal como se expresó en los numerales anteriores.

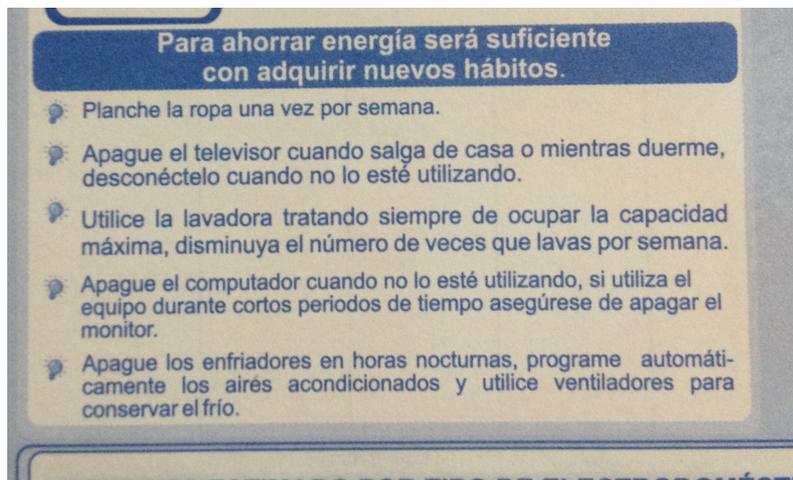
Gráfica 4.4.15. Factura

SUBSIDIO Y/O CONTRIBUCIÓN
20 %

Fuente: Empresa

Motivación mediante las facturas emitidas, respecto de uso racional de energía y beneficios ambientales: Al respecto manifiesta que maneja el mismo diseño en el respaldo durante todo el año, incluyen el tema del uso racional de la energía, adjuntaron soportes de los respaldos de las facturas mes a mes.

Gráfica 4.4.16. Respaldo Facturas 2014



Fuente: Empresa

Información de seguridad: Tal como se mencionó en el numeral anterior la empresa manifiesta que maneja el mismo diseño en el respaldo durante todo el año, no se evidencia información de seguridad en la misma, sin embargo en folletos que se entregan a los usuarios si se da este tipo de información.

Página Web en la que se publica información sobre cambio de comercializador: Se verificó el contenido de la página Web de la compañía, y se encontró la opción que suministrará la información sobre cambio de comercializador.

Estratificación Hogares de Bienestar Familiar: La empresa manifiesta haber corregido la estratificación solamente en los hogares que han pasado el reporte a la compañía. Realizaron el aporte de evidencias de algunos de los suministros que se encuentran actualizados bajo esta modalidad en el sistema.

4.5. Atención al Cliente

Atención En Oficinas Comerciales:

Se verificaron aspectos como las zonas en las cuales hace presencia la compañía con la disposición de oficinas comerciales o puntos de atención, manejo de la información de peticiones y recursos presentados, trámite y respuestas, tiempos y calidad de la atención, grado de conocimiento de los agentes comerciales y las acciones adelantadas o planificadas para garantizar la idoneidad de los funcionarios, planes de mejoramiento para la atención al usuario.

El área de influencia de la empresa es el departamento de Arauca, cuenta con la oficina principal en la capital del departamento de Arauca, y oficinas de atención a usuarios en los siete (7) Municipios, distribuidas así:

Tabla 4.5.1. Oficinas de Atención

No.	Municipio
1	Arauca
2	Arauquita
3	Saravena
4	Fortul
5	Tame
6	Puerto Rondón
7	Cravo Norte

Fuente: Empresa

Enelar cuenta con una página Web con links como pse, atención al usuario (atención virtual, PQR y líneas de atención) lo que permite a los clientes realizar de manera ágil y dinámica el pago de la factura, y consultar información referente a la prestación del servicio de energía eléctrica y demás información de interés.

Una Línea de Atención al Cliente con la que se pueden comunicar marcando 115 desde un teléfono fijo o al número 885 2495, gestionando así rápidamente todos los requerimientos relacionados con la prestación del servicio de energía, reportar fallas, entre otras, las 24 horas del día.

En las Oficinas de Atención Comercial llevan una detallada relación de las peticiones y recursos presentados y del Trámite y las Respuestas que se dieron. El sistema de gestión comercial SIC, cuenta con un módulo de PQR.

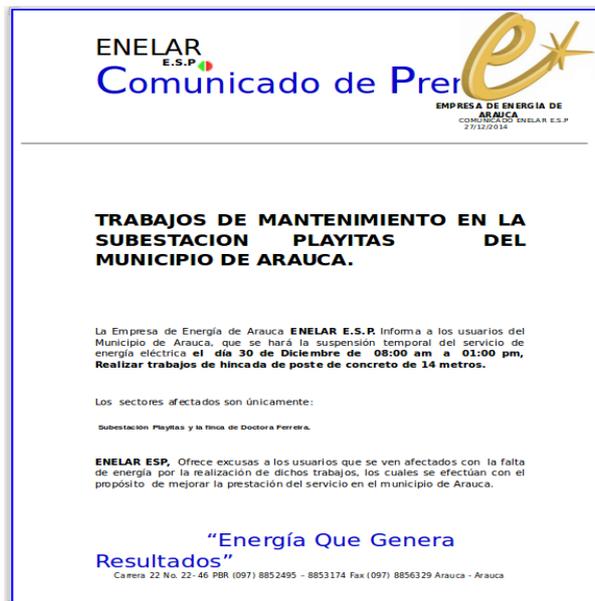
Grado De Conocimientos Del Empleado:

En cuanto a las acciones o jornadas de capacitación y actualización programadas para los funcionarios del área y contratistas, la empresa realiza reuniones denominadas "Círculo de Calidad" en las cuales realizan capacitaciones de diversos temas. Hizo entrega de evidencias en las cuales se detallan temas como atención usuarios, partes de la factura, contrato de condiciones uniformes, sistema de información comercial, PQR, facturación, financiación

Aviso De Interrupciones:

Al respecto la empresa manifiesta contar con una programa planificado de interrupciones del servicio, los cuales son informados de forma oportuna a todos los usuarios afectados con una antelación normalmente superior a las 72 horas, a través de los medios de comunicación masivos como prensa de amplia circulación, etc. Realiza el aporte de documentos que respaldan tales afirmaciones.

Gráfica 4.5.1. Aviso de interrupciones



Fuente: Empresa

Uso Racional De La Energía:

Dentro del desarrollo de la actividad comercial de la empresa ha diseñado programas educativos dirigidos a los usuarios, tendientes a crear una cultura del uso razonable del servicio de energía eléctrica. Esta estrategia se adelanta mediante folletos alusivos al tema, imágenes alusivas al uso adecuado de la energía y recomendaciones de seguridad.

Gráfica 4.5.2. Uso racional de la energía



Fuente: Empresa

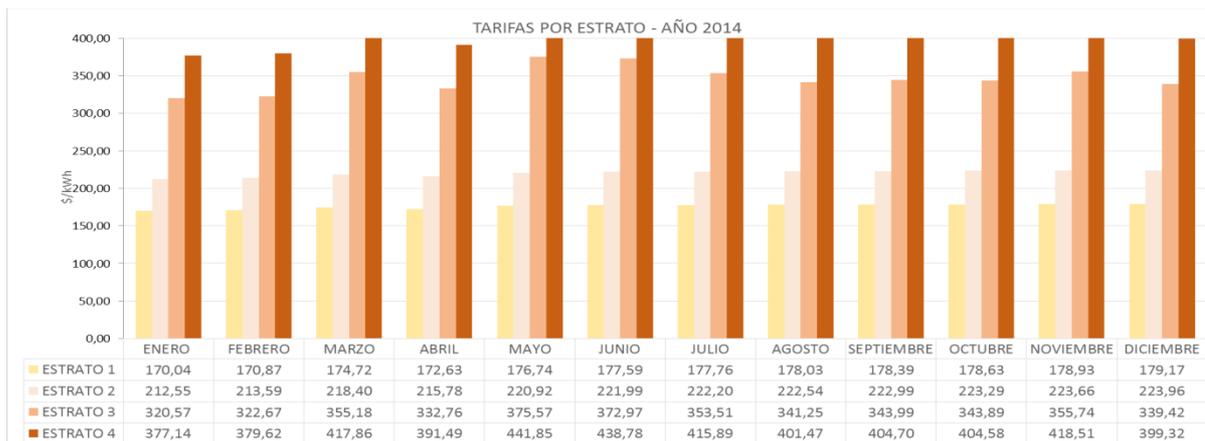
4.6. Tarifas y Subsidios

4.6.1. Evolución de las tarifas 2014

Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas mensualmente por el prestador durante el año 2014, 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. En la gráfica a continuación se observa la tarifa aplicada por ENELAR a cada estrato durante el año 2014; en el límite superior se reflejan las tarifas de estrato 4 y van descendiendo hasta el estrato 1 en el límite inferior.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 377,14\$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 170,04\$/kWh.

Gráfica 4.6.1 Evolución de las tarifas 2014 CENS S.A. E.S.P. 2014



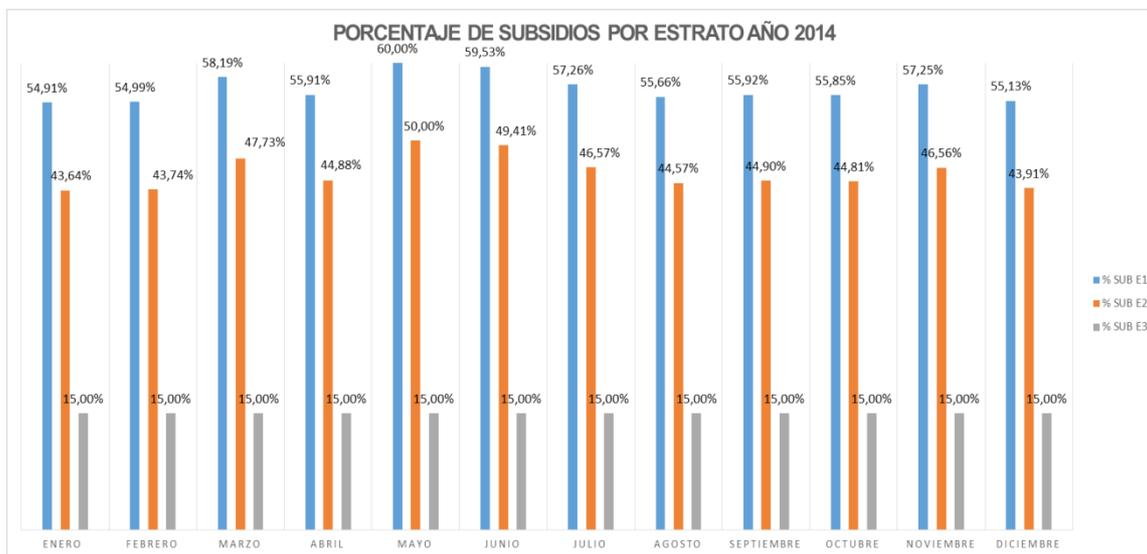
Fuente: Información Publicada por la E.S.P.

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que durante el 2014 la tarifa se incrementó en un 5,3% entre enero y diciembre.

4.6.2. Subsidios aplicados durante el 2014

Los porcentajes de subsidios aplicados por el Prestador no superaron los topes establecidos en la Ley, por cuanto los estratos 1, 2 y 3 son subsidiados hasta con el 60%, 50% y 15% respectivamente.

Gráfica 4.6.2. Subsidios aplicados 2014



Fuente: Información Publicada por la E.S.P.

La Resolución CREG 186 de 2010, da cumplimiento a lo preceptuado en el artículo 1 de la Ley 1428 de 2010, la cual modificó el artículo 3 de la Ley 117 de 2006 en relación con la aplicación de los subsidios a los usuarios de los estratos 1 y 2 del servicio de energía eléctrica, donde se asignan a estos usuarios porcentajes que están no superan el 60% y 50% respectivamente.

Por otra parte, el subsidio del estrato 3 es del 15%, porcentaje que está vigente desde la expedición de la Ley 142 de 1994.

4.7. Peticiones, Quejas y Reclamos

Tabla 4.7.1. PQR 2013 – Comparativo ESP vs SUI

PQR 2013						
CAUSALES	CANT. ESP	> 15 días	Sin respuesta	INFO SUI	DIFER.	
ACUERDO DE PAGO	13	2	0		-13 N.C	
AFORO	58	7	9	40	-18 C.I.	
ALTO CONSUMO	1.727	508	348	884	-843 C.I.	
CALIDAD DEL SERVICIO	7	6	0	1	-6 C.I.	
CAMBIO DE DATOS BASICOS	818	87	52		-818 N.C	
CAMBIO DE MEDIDOR O EQUIIPO DE MEDIDA	85	24	45	16	-69 C.I.	
COBRO DE OTROS BIENES O SERVICIOS EN LA FACTURA	2	2	0		-2 N.C	
COBRO DE OTROS CARGOS DE LA EMPRESA	2	0	0	3	1 C.A.	
COBRO MULTIPLE	9	2	3	5	-4 C.I.	
COBROS INOPORTUNOS	414	133	36	226	-188 C.I.	
COBROS POR SERVICIOS NO PRESTADOS	225	92	20	109	-116 C.I.	
CONEXION NIVEL DE TENSION 1	1	0	0		-1 N.C	
DIRECCION INCORRECTA	9	0	2	10	1 C.A.	
DUPLICADO DE FACTURA	829	14	0		-829 N.C	
ENTREGA Y OPORTUNIDAD DE LA FACTURA	1	0	0		-1 N.C	
ERROR DE LECTURA	802	204	48	578	-224 C.I.	
ESTRATO	60	7	9	40	-20 C.I.	
FALLA EN LA PRESTACION DEL SERVICIO	171	105	1	99	-72 C.I.	
INCONFORMIDAD POR CONEXION	7	1	2	0	-7 C.I.	
MEDIDOR O CUENTA CRUZADA	3	0	2		-3 N.C	
NORMALIZACION DEL SERVICIO	5	1	3	1	-4 C.I.	
OTRAS INCONFORMIDADES	1.209	279	492	492	-717 C.I.	
PAGO PARCIAL	1.927	0	3		-1.927 N.C	
PAGO SIN ABONO A CUENTA	34	0	1	32	-2 C.I.	
PLAN DE ALIVIO	128	32	3		-128 N.C	
RECONEXION	1.400	28	63		-1.400 N.C	
REINSTALACION	5	1	0		-5 N.C	
RELACIONADA CON COBROS POR PROMEDIOS	156	38	0	115	-41 C.I.	
REVISIONES A LAS INSTALACIONES Y MEDIDOR DEL SUSC	403	96	219	100	-303 C.I.	
SOLIDARIDAD	2	0	1	1	-1 C.I.	
SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES	1	0	1		-1 N.C	
SUSPENSION POR MUTUO ACUERDO	37	17	4	12	-25 C.I.	
SUSPENSION, CORTE, RECONEXION Y REINSTALACION	161	9	11	27	-134 C.I.	
TARIFA COBRADA	10	0	1	8	-2 C.I.	
TERMINACION DE CONTRATO	69	14	10	13	-56 C.I.	
TOTAL	10.790	1.709	1.389	2812	-7.978	

Fuente: Empresa - SUI

NO CARGUE	N.C
CARGUE INCOMPLETO	C.I.
CARGUE ADICIONAL	C.A.

Tabla 4.7.2. PQR 2014 – Comparativo ESP vs SUI

PQR 2014						
CAUSALES	CANT. ESP	> 15 dias	Sin respuesta	INFO SUI	DIFER.	
ACUERDO DE PAGO	35	3	0		-35	N.C
AFORO	16	1	1	11	-5	C.I.
AJUSTE A LA FACTURAA FAVOR DEL USUARIO	14	2	1		-14	N.C
ALTO CONSUMO	2.247	760	74	483	-1.764	C.I.
ANULACION DE CREDITO	4	1	0		-4	N.C
BAJO CONSUMO	88	49	2		-88	N.C
CAMBIO DE ACOMETIDA	74	26	0		-74	N.C
CALIDAD DEL SERVICIO	0	0	0	0	0	
CAMBIO DE DATOS BASICOS	796	184	38		-796	N.C
CAMBIO DE MEDIDOR O EQUIIPO DE MEDIDA	74	28	12	15	-59	C.I.
CANCELAR EL TOTAL DE LA FINANCIACION	2	0	0		-2	N.C
CLAUSURAR SERVICIO	38	14	1		-38	N.C
COBRAN POR CENSO DE CARGATENIENDO CONTADOR	5	2	0		-5	N.C
COBRO DE OTROS CARGOS DE LA EMPRESA	2	0	0	0	-2	C.I.
COBRO MULTIPLE	2	1	0	2	0	
COBROS INOPORTUNOS	122	46	9	110	-12	C.I.
COBROS POR SERVICIOS NO PRESTADOS	113	29	10	51	-62	C.I.
CONTADOR EN MAL ESTADO	13	4	1		-13	N.C
DERECHO DE PETICION	19	0	12		-19	N.C
DIRECCION INCORRECTA	3	1	0	0	-3	C.I.
DUPLICADO DE FACTURA	64	14	14		-64	N.C
ENTREGAY OPORTUNIDAD DE LA FACTURA	1	0	0		-1	N.C
ERROR DE LECTURA	834	203	12	599	-235	C.I.
ERROR EN DIFERENCIA DE LECTURAS	44	14	1		-44	N.C
ERROR EN LA FINANCIACION	14	8	0		-14	N.C
ERROR EN LIQUIDACION FACTURA	142	4	0		-142	N.C
ESTRATO	44	6	1	14	-30	C.I.
FACTURAAANTERIOR YA CANCELADA	166	103	56		-166	N.C
FALLA EN LA PRESTACION DEL SERVICIO	80	36	2	35	-45	C.I.
INCONFORMIDAD POR CONEXION	3	0	1	3	0	
INSTALAR MEDIDOR	84	59	2		-84	N.C
LECTURA TRAIDA POR USUARIO	39	3	1		-39	N.C
MEDIDOR NO FIGURA EN LA FACTURA	4	2	0		-4	N.C
MEDIDOR RETIRADO SIN AUTORIZACION DE LA EMPRESA	1	0	0		-1	N.C
NO EXISTE SERVICIO (NO HAYACOMETIDA)	12	3	1		-12	N.C

NORMALIZACION DEL SERVICIO	2	0	0	1	-1	C.I.
OTRAS INCONFORMIDADES	668	190	60	184	-484	C.I.
PAGO FACTURA EQUIVOCADA	2	1	0		-2	N.C
PAGO PARCIAL	176	22	22		-176	N.C
PAGO SIN ABONO A CUENTA	3	0	0	3	0	
PAZY SALVO	1	0	0		-1	N.C
PLAN DE ALIVIO	194	45	2		-194	N.C
RECONEXION	376	59	0		-376	N.C
REINSTALACION	10	4	1		-10	N.C
RELACIONADA CON COBROS POR PROMEDIOS	201	68	0	186	-15	C.I.
REVISIONES A LAS INSTALACIONES Y MEDIDOR DEL SUSC	459	85	55	64	-395	C.I.
SELLAR MEDIDOR	267	94	9		-267	N.C
SERVICIO SUSPENDIDO	13	5	0		-13	N.C
SOLICITUD SUSPENSION PETICION USUARIO	31	4	8		-31	N.C
SOLICITA DEPURACION DE CARTERA	23	5	5		-23	N.C
SUSPENSION POR MUTUO ACUERDO	66	14	3	69	3	C.A.
SUSPENSION, CORTE, RECONEXION Y REINSTALACION	5	1	0	7	2	C.A.
TARIFA COBRADA	0	0	0	0	0	
TERMINACION DE CONTRATO	12	9	0	4	-8	C.I.
VERIFICAR SI ES RESIDENCIAL O COMERCIAL	1	1	0		-1	N.C
TOTAL	7.709	2.213	417	1.841	-5.868	

Fuente: Empresa - SUI

NO CARGUE	N.C
CARGUE INCOMPLETO	C.I.
CARGUE ADICIONAL	C.A.

La principal causal de PQR's en el 2.013 fueron pago parcial, alto consumo y reconexión con 1.927, 1.727 y 1.400 respectivamente, correspondiendo estas a casi el 50% del total.

Las causales menos recurrentes en este periodo son los subsidios y contribuciones, entrega y oportunidad de la factura y reclamaciones por conexión nivel tensión I.

La principal causal de PQR's en el 2.014 fueron alto consumo, error de lectura y cambio de datos básicos con 74, 38 y 12 respectivamente, las cuales equivalen al 50.29% del total.

Las causales menos recurrentes en este periodo son por verificar si es residencial o comercial, paz y salvo, medidor retirado sin autorización de la empresa, entrega y oportunidad de la factura.

La información suministrada por la empresa no coincide en su totalidad con la reportada en el Sistema Único de Información – SUI, al realizar un comparativo se puede no-

tar que para el 2013 se dejaron de reportar 7.978 y para el 2014 5.868. Se realizará un requerimiento a la empresa con la finalidad de que sustente el no cargue de la misma.

Tabla 4.7.3. PQR 2014 – Cargue PQR en SUI 2013-2014

Inconsistencia	2013	2014
No cargaron	5128	2753
Cargue Incompleto	2852	3120
Cargue Adicional	2	5

Fuente: Empresa

Por otra parte, según la información suministrada por la prestadora de las 10.790 y 7.709 PQR recibidas en el 2013 y 2014, aún no han sido respondidas 1.389 y 417 para los periodos mencionados, se evidencia una presunta violación al debido proceso.

Debido Proceso

En los casos de garantía de la cadena de custodia que se sigue ante el embalaje de equipos de medida o de otras pruebas de las que se requiere análisis de laboratorio, se está garantizando la cadena de custodia y la no violación al debido proceso a los usuarios.

Se observa en los expedientes aportados por la empresa, casos en los que se da inicio a la actuación bajo el Decreto 01 de 1984 y posteriormente lo manejan bajo la Ley 1437 de 2011.

Por otra parte se observan casos en los que presuntamente, no se garantiza la entrega efectiva de los diferentes documentos que se generan y los mismos no se encuentran dentro de los expedientes; presuntamente, se agotan los procesos quedando en firme sin permitirle al usuario hacer uso de su derecho de defensa, es de aclarar que los expedientes aportados por la empresa y revisados no están en firme aún.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2014	Resultado	Observación
Margen Operacional	21%	3%	No Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	20	5	No Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	56	94	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	26	11	Cumple
Razón Corriente – Veces	1,50	1,35	No Cumple

La empresa no cumple con cuatro de los referentes establecidos para el mercado, según la normativa establecida por la comisión de regulación para energía y gas combustible (CREG), en su Resolución 072 de 2002, modificada por la Resolución 034 de 2004, siendo el margen operacional y la rotación de cuentas por cobrar los más relevantes, al presentar una diferencia de 18% y de 39 días con relación al referente del mercado.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

A continuación se muestra en las tablas 1, 2 y 3 los formatos certificados, certificados como no aplica y pendientes del año 2014 por el prestador Empresa De Energía De Arauca S.A. E.S.P.

Tabla 6.1 Formatos certificados en el 2014

AÑO	EMPRESA	FORMATOS CERTIFICADOS
2014	EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395
		Comercializadores dentro del Mercado
		CONCEPTOS BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395
		CONCEPTOS ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395
		CONCEPTOS FLUJO DE CAJA ENERGIA RES 2395
		COSTOS Y GASTOS ENERGIA
		CUENTAS POR COBRAR ENERGIA RES 2395
		CUENTAS POR PAGAR ENERGIA RES 2395
		ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395
		FLUJO DE CAJA PROYECTADO ENERGIA RES 2395
		FORMATO 1 - 20469 ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P
		FORMATO 1 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P
		FORMATO 1 - 2322 VATIA
		FORMATO 1 - 23330 PEESA
		FORMATO 1 - 480 ISAGEN
		FORMATO 1 - 597 EMGESA S.A. E.S.P
		FORMATO 1 - 599 ENELAR E.S.P
		FORMATO 11
		FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO
		FORMATO 14
		FORMATO 15
		FORMATO 16
		FORMATO 17
		FORMATO 2 - 599 ENELAR E.S.P.
		FORMATO 20
		FORMATO 21
		FORMATO 23
		FORMATO 24
		FORMATO 25
		FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES
		FORMATO 3 - 599 ENELAR E.S.P.
		FORMATO 4
		FORMATO 5
FORMATO 6		
INFORMACIÓN BASICA DE CIRCUITOS E INTERRUPCIONES - ALIMENTADORES		
INFORMACIÓN BASICA DE CIRCUITOS E INTERRUPCIONES - TRANSFORMADORES VARIOS MERCADOS		

Fuente: SUI

Tabla 6.2 Formatos Certificados Como No Aplica 2014

AÑO	EMPRESA	FORMATOS CERTIFICADOS NO APLICA
2014	EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	FORMATO 13
		FORMATO 19

Fuente: SUI

Tabla 6.3 Formatos Pendientes por Cargar 2014

AÑO	EMPRESA	FORMATOS PENDIENTES	PERIODO
2014	EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	01. Datos Básicos Evaluación Sistema de Control Interno	Anual
		07. Concepto General Sobre el Nivel de Riesgo	Anual
		12. Concepto Gral Evaluacion y Resultados	Anual
		17. Indicadores y Referentes de la Evaluación de Gestión	Anual
		21. Indicadores de Nivel de Riesgo	Anual
		ANALISIS Y EVALUACION DE PUNTOS ESPECIFICOS PDF ENERGIA	Anual
		CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO PDF ENERGIA	Anual
		FORMATO 18	Anual
		FORMATO 20	Trimestre 3
			Trimestre 4
		MATRIZ DE RIESGO ENERGIA	Anual
		NOVEDADES PDF ENERGIA	Anual
		ORGANIGRAMA PDF ENERGIA	Anual
VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGIA	Anual		

Fuente: SUI

7. ACCIONES DE LA SSPD

Durante el desarrollo de la visita se solicitó y recolecto finalmente información correspondiente a las áreas técnicas, comercial, tarifaria y financiera; la misma será objeto de estudio por el grupo de profesionales de cada una de ellas y se adelantaran las actuaciones administrativas a que haya lugar.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La evaluación integral se realiza con base en la información del plan contable Servicio de energía sistema interconectado nacional (SIN) reporte anual, para poder ser comparado con el año 2013.

La pérdida operacional de la compañía ascendió a \$2.079 millones y se encuentra atada al incremento de los gastos operacionales principalmente las provisiones de deudores, que se encuentran correlacionadas con el aumento de la rotación de cartera cuyo incremento fue de 16 días con relación al 2013. La empresa presenta pérdida neta del ejercicio \$4.322 millones, evidenciando un desmejoramiento adicional de su resultado ya que aumenta el valor de la pérdida operacional en \$2.243 millones. Este incremento de los resultados negativos de la compañía está sustentado especialmente en los ajustes de ejercicios anteriores, entre los cuales se destacan los intereses causados de vigencias anteriores, que tuvieron un valor de \$3.476 millones para la vigencia 2014.

Una deficiencia que muestra la compañía es el recaudo de cartera, evidenciado por la rotación de cuentas por cobrar.

la prestadora revela un margen operacional del 3% indicando que su operación de costos y gastos operacionales no deja un margen suficiente para presentar utilidades.

Técnicas

Se recomienda a la empresa a mejorar el indicador de cumplimiento de los mantenimientos realizados.

Se recomienda a la empresa a darle celeridad al cumplimiento de los requisitos para poder aplicar al esquema de calidad establecido por la resolución CREG 097 de 2008.

Se recomienda al OR, realizar solicitud a la UPME de estudio de viabilidad para la construcción de un nuevo punto de conexión en el STR.

Se recomienda a la empresa organizar las metas de cumplimiento del DES y el FES (Valores Máximos Admisibles Anuales) de acuerdo al comportamiento de las interrupciones del sistema eléctrico de Arauca, e informarlos a la CREG y la SSPD de acuerdo al plazo establecido en la regulación.

Tarifarias

Cerca del 73% del CU, está determinado por los componentes de generación y distribución.

En términos generales, la mayor participación en el CU la tienen los componentes de compra de energía y los cargos de distribución, sin embargo, dado que el componente de comercialización CV es relativamente estable, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen las Perdidas Pr, Transporte TM, y las Restricciones RM.

Durante el 2014, las tarifas presentaron un comportamiento creciente cercano al 5,3% entre enero y diciembre.

Comerciales

En cuanto a aspectos comerciales de la Empresa, a través de la visita de inspección y de los análisis efectuados, se observó lo siguiente:

Se observaron casos en los que la empresa dio inicio a la actuación bajo el Decreto 01 de 1984 y finalizan con la Ley 1437 de 2011 como es el caso de Armando Carvajal Valero.

Se observaron expedientes donde no se garantizaba la entrega efectiva de los diferentes documentos que se generaban y los mismos no se encontraban dentro de los expedientes.

La Empresa debe realizar modificaciones en las facturas, tales como, incluir consumo de subsistencia, propiedad de los activos, firma del representante legal.

La empresa en su página web cuenta con el link: “atención virtual”, el cual a pesar de estar habilitado no está en funcionamiento, por lo que es deber de la prestadora garantizar el debido proceso a los usuarios brindándole respuesta oportuna a sus peticiones, quejas y/o reclamos; de tal manera, si este canal de atención no cumple con la misión para la cual fue creado, se recomienda que se verifique la correcta ejecución del módulo de atención virtual, o en su defecto sea eliminado de la página web.

Se recomienda llevar un mejor control sobre los recursos en especial los de reposición en subsidio de apelación ya que estos últimos deben trasladarse a la territorial oriente.

Se recomienda a la prestataria emprender acciones para disminuir las PQR's.

La información suministrada por la empresa no coincide en su totalidad con la reportada en el Sistema Único de Información – SUI. Se realizará un requerimiento a la empresa con la finalidad de que sustente el no cargue de la misma.

Se evidencia una presunta violación al debido proceso, las PQR recibidas en el 2013 y 2014, aún no han sido respondidas en su totalidad.

Proyectó: Pedro Palacio- ProfesionalDTGE
Proyectó: Hector Lonardo Garzón- Profesional SDEG
Proyectó: Luis Fabián Sanabria Romero – Profesional DTGE
Proyectó: Paola Peñaranda B. – Profesional DTGE
Proyectó: David Mozo- Profesional DTGE
Revisó: Martha Leonor Farah – Directora Técnica de Gestión de Energía (E)