

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, Julio de 2016**

EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP
ANÁLISIS AÑO 2015

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP Se constituyó en el año 1997 para desarrollar las actividades de, generación, comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el sistema interconectado Nacional, La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$91.841 millones, tiene su sede principal en la ciudad de Pereira Su última actualización en RUPS aprobada fue el día 04 de abril de 2016.

Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	SOCIEDAD ANONIMA
Razón social	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP
Sigla	EEP S.A. ESP.
Nombre del gerente	YULIETH PORRAS OSORIO
Actividad desarrollada	Comercialización, Distribución y Generación
Año de entrada en operación	1997
Mercado que atiende	Departamento del Risaralda

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Balance General

Tabla 2.1 Balance General⁽¹⁾

BALANCE GENERAL	2015	2014	Var
Activo	\$293.768.152.853	\$349.603.607.391	-15,97%
Activo Corriente	\$106.310.988.846	\$100.944.758.602	5,32%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$88.911.593.432	\$90.358.084.792	-1,60%
Inversiones	\$1.265.321.235	\$773.069.927	0,00%
Pasivo	\$78.563.760.532	\$97.064.106.474	-19,06%
Pasivo Corriente	\$48.679.833.467	\$62.752.102.462	-22,43%
Operaciones de Credito Público	\$5.652.776.272	\$10.696.436.883	-47,15%
Patrimonio	\$215.204.392.321	\$252.539.500.917	-14,78%
Capital Suscrito y Pago	\$91.841.093.060	\$91.841.093.060	0,00%

Fuente SUI cifras en Pesos

⁽¹⁾: Se presentan algunas de las cuentas más representativas.

En el año 2015, los activos de la Empresa ascendieron a \$293.768 millones, presentando un descenso del -15,97% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Deudores: A diciembre de 2014 esta cuenta pasa de \$113.647 millones a \$75.264 millones para el 2015, presentando una disminución del -33,77% en comparación con el mismo periodo de la vigencia anterior, sustentado en la disminución de la cuenta avances y anticipos entregados, pasando de \$70.624 a \$33.437 millones para el 2015, la provisión para cuentas por cobrar del servicio de energía asciende a \$4.389 millones de pesos, equivalente al 15% del total cartera del servicio público domiciliario, una vez verificada la información en el detalle de las cuentas por cobrar del Sistema Único de Información (SUI) (tabla siguiente), podemos establecer que la provisión estimada es una cifra importante y provisiona el 99% de la cartera superior a 360 días, de la cartera no vencida corresponde al 77% del total de la cartera y la cartera con vencimiento de uno a 180 días equivale al 5% del total de la cartera; existe cartera superior a 360 días por valor de \$4.424 millones representando un 15% del valor de la cartera total.

Tabla 2.2 Deudores

DESCRIPCION	NO VENCIDA	VENCIDA DE 1 A 180 DIAS	VENCIDA DE 181 A 360 DÍAS	VENCIDA MAYOR A 360 DIAS	TOTAL
ENERGIA ELECTRICA	\$ 22.219.203.461	\$ 1.377.053.826	\$ 684.685.169	\$ 4.424.586.116	\$ 28.705.528.572
PROVISION PARA DEUDORES	0	0	0	0	\$ 4.389.078.071

Fuente: SUI

Propiedad Planta y equipo: Con una participación a diciembre de 2015 del 30,3% se posiciona en \$88.912 millones, presentando una disminución del 1,6% como se muestra en el detalle de la información en la siguiente tabla:

Tabla 2.3. Propiedad Planta y Equipo

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTORICO	DEPRECIACIÓN	PROVISIÓN PARA PROTECCIÓN	VALOR CUENTA 16 PROP. PLANTA Y	VALORIZACION ES 2015	VALOR EN LIBROS 2015	VALOR EN LIBROS 2014
Terrenos	\$ 1.855	\$ 0	\$ 0	\$ 1.855	\$ 4.618	\$ 6.473	\$ 8.171
Construcciones En Curso	\$ 1.768	\$ 0	\$ 0	\$ 1.768	\$ 0	\$ 1.768	\$ 3.256
Maquinaria, Planta Y Equipo En Montaje	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Bienes Muebles En Bodega	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Propiedades, Planta Y Equipo En Mantenimiento	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Propiedades, Planta Y Equipo No Explotados	\$ 5.029	-\$ 799	\$ 0	\$ 4.230	\$ 427	\$ 4.656	\$ 4.886
Plantas, Ductos Y Túneles	\$ 85.316	-\$ 48.967	\$ 0	\$ 36.349	\$ 49.614	\$ 85.962	\$ 105.907
Redes, Líneas Y Cables	\$ 79.051	-\$ 38.581	\$ 0	\$ 40.469	\$ 27.905	\$ 68.374	\$ 77.759
Maquinaria Y Equipo	\$ 1.405	-\$ 60	\$ 0	\$ 1.345	\$ 0	\$ 1.345	\$ 824
Muebles, Enseres Y Equipos De Oficina	\$ 3.480	-\$ 2.556	\$ 0	\$ 923	\$ 0	\$ 923	\$ 1.775
Equipos De Comunicación Y Computación	\$ 4.048	-\$ 2.071	\$ 0	\$ 1.977	\$ 0	\$ 1.977	\$ 3.895
Equipo De Transporte, Tracción Y Elevación	\$ 263	-\$ 267	\$ 0	-\$ 4	\$ 0	-\$ 4	\$ 704
TOTALES	\$ 182.213	-\$ 93.301	\$ 0	\$ 88.912	\$ 82.563	\$ 171.475	\$ 207.178

Fuente SUI cifras en millones de pesos

Otros Activos: cuenta presentó variación disminuyendo en 26,61% y representa el 31% del total del activo a diciembre de 2015, su disminución se determinó por la disminución de las valorizaciones básicamente de redes líneas por valor de \$10.276 millones, terrenos por \$1.698 millones y edificaciones con \$156 millones.

Con relación al Pasivo a diciembre 31 de 2015, se ubica en \$78.563 millones, presentando una disminución de 19,06% equivalente a \$18.500 millones con relación al mismo periodo del año anterior, la composición del pasivo se encuentra de la siguiente manera: i) Cuentas por pagar \$26.130 millones, ii) obligaciones laborales \$ 2.519 millones. iii) pasivos estimados y provisiones \$41.034 millones, y iv) otros pasivos \$3.227 millones.

Del pasivo, resaltan los valores de los pasivos estimados y provisiones con participación porcentual del 52% del total de este, dentro de estas cuentas por pagar es la provisión para pensiones de jubilación la que presenta el mayor valor ascendiendo a \$24.010 millones, verificando el detalle de la información de cuentas por pagar en los reportes complementarios (Notas a los Estados Financieros), se evidencia que los pasivos estimados comprenden la provisión para pensiones de jubilación (calculado actuarial), según notas la compañía para el año 2010 aplico el decreto 4565 de 2010, y recalculo la amortización hasta el año 2029;

además "(...) Para el pago de las pensiones registradas en el cálculo actuarial, la empresa está fondeando los recursos y al 31 de Diciembre de 2015 tiene un valor constituido como patrimonio autónomo el cual se ha incrementado debido a los rendimientos mensuales, arrojando como saldo a diciembre \$9.700 millones de pesos(...)". - Según notas a los Estados Financieros

A diciembre de 2015 **El patrimonio** presentó una reducción de \$37.335 millones con respecto a diciembre de 2014, posicionándose en \$215.205 millones, El patrimonio está compuesto básicamente por las reservas, que presento un incremento del 41,28% quedando para 2015 en \$10.048 millones, contrarrestado con la disminución del resultado del ejercicio que para 2015 disminuyo en 52,15%, esta disminución se determinó básicamente porque "A Diciembre 31 de 2015 la empresa presenta una utilidad neta de \$ 6.602 millones que comparada con la obtenida a Diciembre 31 de 2014 disminuyó en 7.197 millones debido a la terminación por mutuo acuerdo de los procesos administrativos que se tenían con la DIAN por los años gravables 2010 y 2011. Lo anterior fue decidido en junta directiva sustentada en los beneficios de terminación que trajo la ley 1739 de 2014 con la cual se pagaba el impuesto en discusión y se condonaba el 100% de los intereses y las sanciones. "– Fuente Notas a los Estados Financieros.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 2.4. Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	DICIEMBRE. 2015	DICIEMBRE . 2014	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$211.032.158.375	\$187.072.925.335	12,81%
COSTOS OPERACIONALES	\$164.643.597.160	\$149.098.797.915	10,43%
GASTOS OPERACIONALES	\$31.048.392.192	\$27.662.825.788	12,24%
PERDIDAS OPERACIONALES	\$15.340.169.023	\$10.311.301.632	48,77%
OTROS INGRESOS	\$8.763.004.916	\$10.414.524.296	-15,86%
OTROS GASTOS	\$17.500.930.435	\$6.926.821.835	152,65%
GASTO DE INTERESES	\$1.087.469.853	\$818.011.845	32,94%
UTILIDAD NETAS DEL EJERCICIO	\$6.602.243.504	\$13.799.004.093	-52,15%

Fuente SUI cifras en Pesos

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de generación comercialización y distribución, estos para diciembre de 2015 fueron de \$211.032 millones, presentando un aumento del 12,81% con respecto a diciembre de 2014, su detalle es mostrado en la siguiente tabla, por otra parte se revela como los ingresos por comercialización corresponden al 87% del total ingresos operacionales, dejando solo un 4% a los ingresos por concepto de Distribución.

Tabla 2.5. Ingresos por actividad

Ingresos por Unidad de Servicio	2015	2014
Distribución	7.764	7.306
Comercialización	192.112	171.488

Fuente SUI

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 78% de los Ingresos Operacionales de diciembre de 2015, aumentándose en 10,43% con respecto al año 2014, pasando de \$149.099 millones en el 2014 a \$164.644 millones en 2015, de estos costos operacionales sobresalen los costos de venta de servicios, cuyo monto fue de \$163.369 millones, que a su vez equivalente al 99%, del total de los costos operacionales. En relación con esta venta de servicios la comercialización de energía reporta el 100% de este costo.

Los gastos operacionales a diciembre de 2015 crecieron en 12,24%, pasando de \$27.663 millones a \$31.048 millones, siendo su composición la siguiente: (i) Gastos administrativos 28%; (ii) Provisiones, depreciaciones y amortizaciones 36% del total de los gastos. Los gastos de administración presentaron un menor valor de \$3.578 millones, ubicándose en \$13.439 millones a diciembre de 2015, de los cuales \$3.124 millones corresponden a sueldos y salarios, \$4.190 millones gastos generales \$2.504 millones a erogaciones por impuestos, contribuciones y tasas; de estos la compañía en sus notas enuncia que:

“Los gastos generales comprenden estudios y proyectos, honorarios, servicios, comunicaciones, transporte y procesamiento de información, entre otros, en el año 2015 se presenta una disminución por valor de \$ 226 millones debido a la gestión en ahorro de gastos establecida desde la gerencia general.

Los impuestos, contribuciones y tasas muestran una disminución de \$246 millones correspondientes a las estampillas que se tuvieron que pagar para la formalización de los contratos de suministro de alumbrado público en las ciudades de Bucaramanga y Manizales en el año 2014. “– Fuente Notas a los Estados Financieros

Las cuentas de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2015 crecieron \$6.964 millones, este rubro evidencia comportamientos de la siguiente manera: (i) Provisión para deudores \$1.293 millones, (ii) Provisión para contingencias \$549 millones, (ii) depreciación propiedad planta y equipo \$343 millones.

Los otros ingresos para la vigencia 2015 suman \$8.763 millones, desmejorando en \$1.652 millones con respecto a la vigencia 2014, están compuestos principalmente por: i) financieros \$7.194, ii) extraordinarios \$1.569 millones.

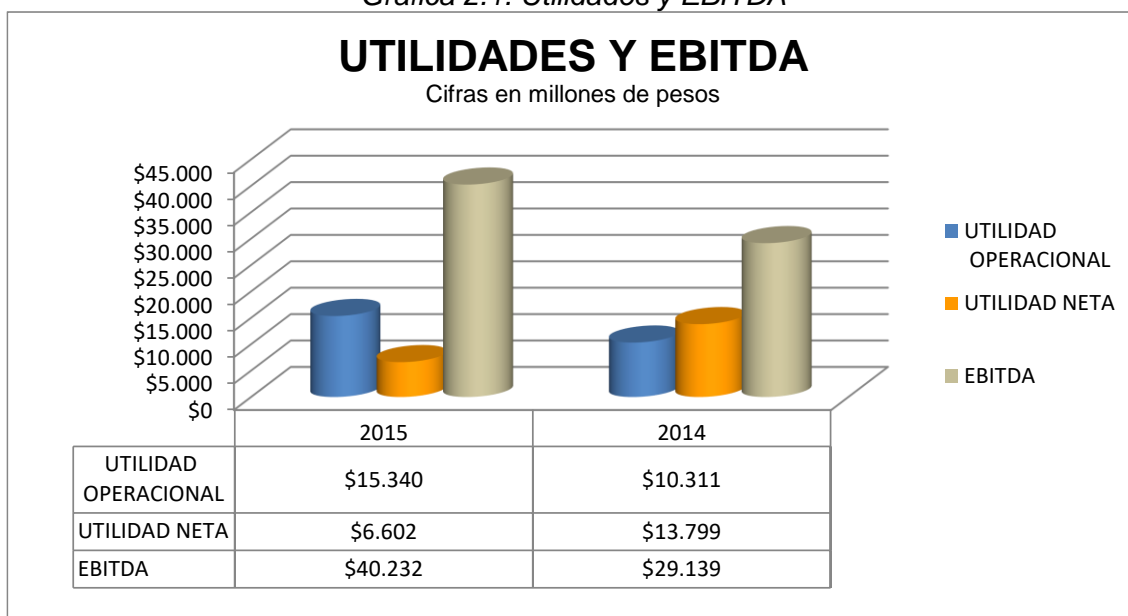
“Corresponde a los ingresos por rendimientos de las inversiones temporales como CDT'S, cuentas de ahorro y fondos especiales al igual que los rendimientos generados por los anticipos de energía. La compañía ha logrado mantener una política adecuada de inversión de excedentes de liquidez lo cual ha permitido generar \$ 24 millones adicionales a lo generado en el año 2014.

Los gastos no operacionales ascienden a \$17.500 millones, siendo los más importantes de estos los ajustes de ejercicios anteriores con el 91%.

Los gastos no operacionales presentan un incremento de \$ 7,948 millones correspondientes principalmente a los costos incurridos en la terminación por mutuo acuerdo de los procesos de renta de los años 2010 y 2011 que se tenían con la DIAN.”
 – Fuente Notas a los Estados Financieros.

2.3. Utilidades y Ebitda

Gráfica 2.1. Utilidades y EBITDA



Fuente: SUI en millones

El Servicio de energía de Empresa De Energía De Pereira S.A. ESP, a diciembre de 2015 presenta en su operación, un Ebitda de \$40.232 millones, mejorando con respecto al año anterior \$11.094 millones, este comportamiento obedece a un mayor crecimiento de los ingresos por comercialización de energía; también influyo el comportamiento de los Ingresos y gastos no operacionales en el desarrollo del proceso que llevaron a cabo con la DIAN, donde cancelaron el Impuesto de Renta y Complementarios de los años 2010,2011, y de los cuales lograron les condonaran el 100% de los intereses y sanciones, acogiéndose a los beneficios de la Ley 1739 de 2014;

Para el 2015 la utilidad neta disminuyo producto del reconocimiento de la provisión del impuesto de renta y CREE reflejando un valor de \$6.602 millones.

2.3. Indicadores

Tabla 2.6. Indicadores

INDICADORES	2015	2014
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	2,18	1,61
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	49,0	57,7
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	49,9	47,4
Activo Corriente Sobre Activo Total	36,19%	28,87%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	27%	28%
Patrimonio Sobre Activo	73%	72%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	62%	65%
Cobertura de Intereses – Veces	36,46	35,62
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	\$40.232.325.904	\$29.138.656.309
Margen Operacional	19,1%	15,6%
Rentabilidad de Activos	13,7%	8,3%
Rentabilidad de Patrimonio	11,1%	7,4%

Fuente: SUI

2.3.1. Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2015 es de 2,18 veces, indicador que presenta una leve reducción de 0,58 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, por lo que para cumplir con sus deudas o pasivos a corto plazo nos muestra que por cada peso de deuda a corto plazo se tiene 2,18 para responder, lo cual le da a la compañía confiabilidad pues cuenta con activos de fácil realización que le permiten cubrir los pasivos de pago inmediato.

De acuerdo a lo manifestado por la Auditoria de Gestión y Resultados“(…) Es importante precisar que este indicador registro una variación positiva frente al resultado alcanzado en el año 2014 y uno de los factores que tuvo una incidencia en el mejoramiento del indicador fue el pago de la deuda que la empresa tenía con accionistas por concepto de saldos pendientes de pago de la prima en colocación de acciones cuya distribución fue ordenada por la Asamblea por un monto pendiente de \$17.430 millones y el pago de dividendos por \$6.830 millones (…)”

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presento un una disminución de 9 días con respecto al año 2014, quedando en 2015 en 49 días y las cuentas por pagar aumento en 2,5 días para el 2015, tardando 49,9 días en realizar el pago de sus obligaciones

2.3.2. Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2015 es de 27%, evidenciando un disminución del 1% con respecto a 2014, el Pasivo corriente representa el 62% del total de los Pasivos.

2.3.3. Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2015 fue 19,1% aumentando en 3,49% respecto al año anterior; La rentabilidades de los activos y patrimonio se posicionaron en 13,7 y 11,1% respectivamente al final del ejercicio del año 2015.

De acuerdo a lo manifestado por la Auditoria de Gestión y Resultados (...)En materia de rentabilidad para la compañía el año 2015 cierre con una margen bruto del orden de \$46.338 millones equivalente a un 21,98 % y un resulta de EBITDA del orden de \$40.397 millones equivalente al 19,14 % presentando así un incremento de \$9.213 millones frente al resultado del año 2014, aspectos que evidencian una evolución positiva en los resultados operacionales de la compañía, no obstante la aplicación de ajustes por gastos de ejercicios anteriores y la determinación del impuesto de renta de la vigencia 2015 generaron una disminución en los niveles de margen neto cerrando el ejercicio 2015 con unas utilidades netas de \$6.602 millones frente a \$13.799 millones del año 2014 es decir un 57,72 % menos es decir que el margen neto de rentabilidad paso de 7,38 % a 3,13 %, sin embargo es de resaltar que en materia operacional las acciones realizadas por la compañía han permitido un mejoramiento importante en los resultados.. (...)

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

3.1 CONTINUIDAD

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Resolución 097 de 2008, estableció el esquema actual 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. En la Resolución 034 de 2011 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG establece los Índices de Referencia de la Discontinuidad - IRAD de EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P. Estos índices permiten analizar el comportamiento de la calidad del servicio de la empresa prestadora.

Por otro lado, la CREG define el Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad como:

Cuando el ITAD se encuentra por debajo del índice IRAD, se deduce que la empresa ha tenido mejora en la calidad del servicio y el valor del ΔDt es positivo; cuando los límites del IRAD son superados, se entiende que la calidad del servicio de la empresa ha desmejorado y el valor de ΔDt es negativo. Los índices IRADK 2006 Y 2007 establecen una banda de indiferencia dentro de la cual si el ITAD se encuentra en ese rango se entiende que la calidad se mantuvo y el valor de ΔDt es cero (0).

Con lo anterior, se concluye que se puede determinar el cumplimiento de las metas de calidad del servicio con la variable Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad (ΔDt), donde si es positivo se entiende que la calidad del servicio mejoró; si es cero (0) la calidad se mantuvo; y si es negativo la calidad desmejoró.

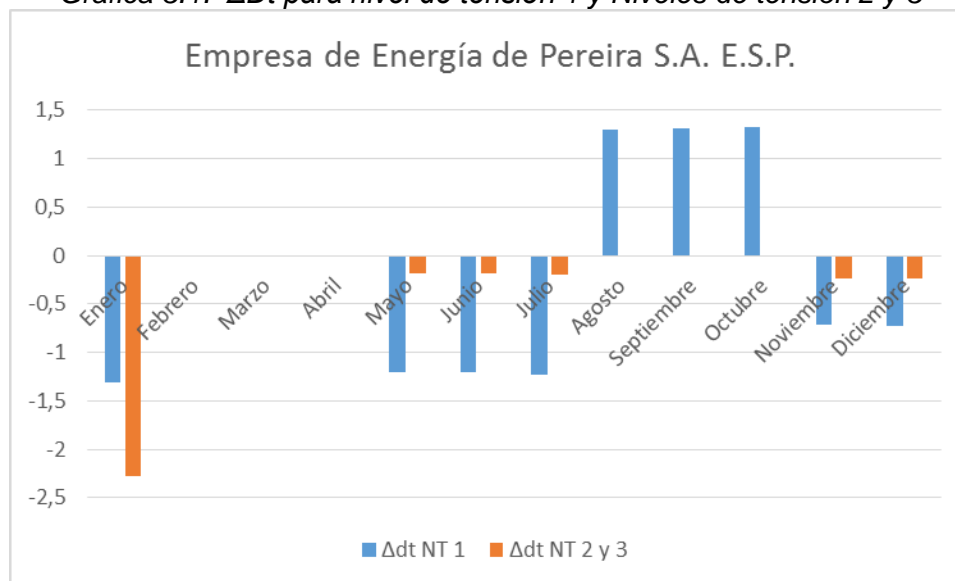
Los valores del Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad (ΔDt) de EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P., para el año 2015 fueron:

Tabla 3.1. ΔDt para nivel de tensión 1 y Niveles de tensión 2 y 3

MES	Δdt NT 1	Δdt NT 2 y 3
Enero	-1,30886	-2,27198
Febrero	0	0
Marzo	0	0
Abril	0	0
Mayo	-1,19854	-0,19024
Junio	-1,19837	-0,19021
Julio	-1,23087	-0,19537
Agosto	1,292342	0
Septiembre	1,31175	0
Octubre	1,318521	0
Noviembre	-0,71118	-0,23933
Diciembre	-0,72209	-0,243

Fuente: SUI

Gráfica 3.1. ΔDt para nivel de tensión 1 y Niveles de tensión 2 y 3



Fuente: Cálculos DTGE

Según la información de la tabla y de la gráfica anterior, a excepción de los meses de febrero, marzo abril, agosto septiembre y octubre, la empresa no cumplió con las metas de calidad de referencia (IRAD) establecidas por la CREG para la EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P. en el año 2015, por lo cual la Dirección Técnica de Gestión de Energía adelantará las acciones de control de haya lugar

3.2 MANTENIMIENTOS

Durante el año 2015, la empresa ha realizado acciones de mantenimiento enfocadas en las redes, podas y actividades generales en subestaciones y Generadores. En el momento la Empresa de Energía de Pereira S.A E.S.P tiene una capacidad de generación de:

Tabla 3.2. Capacidad de generación de la Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP

Pequeña Central Hidroeléctrica	Potencia Nominal MVA	Capacidad Nominal MV	Año de Entrada en Operación
Nuevo Libare	6,25	5,625	1994
Belmonte G1	2,35	1,88	1997
Belmonte G2	2,35	1,88	1941

Fuente: Informe de Gestión ESP

Planta Nuevo Libare

Se visitó la central de generación Nuevo Libare ubicada al oriente de la ciudad en el barrio Libare a orillas del río Otún. Esta central de generación, continua con una restricción por la CARDER cuando el río presenta bajos niveles en su caudal, debido a que esta central toma parte de este, el cual es desviado por unos canales aguas arriba por las laderas de los cerros aledaños generando una caída de agua a gran velocidad activando el generador convirtiendo la energía mecánica en energía eléctrica.

La Pequeña Central Hidroeléctrica PCH de Nuevo Libare cuenta con una unidad tipo Francis de eje vertical instalada de 6,25 MVA, y esta interconectada directamente con la subestación Ventorrillo a 13.2 KV:

Tabla 3.3. Descripción técnica Planta Nuevo Libare

Descripción Técnica	
Subestación	Planta Libare
Propietario	EEP
Administrador	EEP
Tipo de Unidad	Hidráulica
Tipo de Combustible	Agua
Nivel de Tensión KV	13,8
Capacidad Nominal MVA	6,25
Capacidad Efectiva Neta MVA	5,62
Fecha de Entrada	1994
XS (p.u)	1,24
Qmin (MVar)	-2,724
Qmax (MVar)	2,724
F.p	0,9

Fuente: Informe de Gestión ESP

Planta Belmonte

La Pequeña Central Hidroeléctrica PCH de Belmonte se encuentra localizada en la zona occidental de la ciudad de Pereira en el sector de Belmonte a orillas del río Otún, donde aguas arriba toma parte del caudal por un canal a las laderas del sector de Colombia, para luego generar una caída que pone en funcionamiento el generador, depositando nuevamente las aguas al caudal del río Otún.

Tabla 3.4. Descripción técnica Planta Belmonte

Descripción Técnica		
Subestación	Planta Belmonte 1	Planta Belmonte 2
Propietario	EEP	EEP
Administrador	EEP	EEP
Tipo de Unidad	Hidráulica	Hidráulica
Tipo de Combustible	Agua	Agua
Nivel de Tensión KV	2,40	2,40
Capacidad Nominal MVA	2,35	2,35
Capacidad Efectiva Neta MVA	1,88	1,88
Fecha de Entrada	1997	1941
XS (p.u)	1,20	1,20
Qmin (MVar)	-1,058	-1,058
Qmax (MVar)	1.058	1.058
F.p	0,9	0,9

Fuente: Informe de Gestión ESP

Mantenimiento de Equipos y Redes. La red de Distribución de la Energía Eléctrica o Sistema de Distribución de Energía Eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales, las líneas que forman la red de distribución se operan de forma radial, sin que formen mallas, al contrario que las redes de transporte y de reparto. Cuando existe una avería, un dispositivo de protección situado al principio de cada red lo detecta y abre el interruptor que alimenta esta red, de ahí la importancia de los mantenimientos antes de los fallos para así permitir la continuidad al usuario final

El plan de mantenimiento de redes y equipos de la Empresa de energía de Pereira se centra en dos grandes áreas: el mantenimiento de las redes de distribución; y el

mantenimiento de transformadores. A continuación, se relaciona la gestión y los resultados en cada una de ellas. Mantenimiento de Redes de Distribución. En el año 2015 el incremento en kilómetros de las líneas de nivel de tensión III (33 KV) se vio representado en la construcción de la interconexión entre las subestaciones Pavas y Naranjito con 13,86 km y proyectos particulares como la construcción para la empresa Itacol con 0,84 km. Para el nivel de tensión I (< 1KV) el incremento en el año 2015 fue de 74.79 km representado en la entrada de urbanizaciones nuevas como: Urbanización Portoalegre, urbanización Birikaira, urbanización Altavista, Edificio Maipú, Urbanización el Remanso, Mirador del Llano, Molivento delas Villas entre otros.

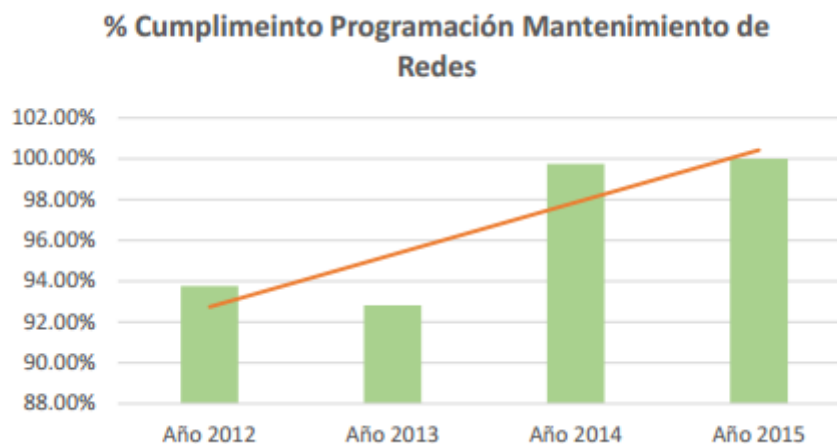
Tabla 3.5. Líneas de transmisión de la empresa

Línea	Longitud		Diferencia
	Año 2014	Año 2015	
Líneas de 115 KV	8,88	8,88	0
Líneas de 33KV	129,45	147,11	17,66
Líneas de 13,200 KV	1167,24	1176,62	9,38
Líneas de Distribución < 1KV	3326,97	3383,91	56,94

Fuente: Informe de Gestión ESP

La división de redes de La Empresa de Energía de Pereira realiza mantenimiento de los circuitos de nivel I y nivel II. Desarrolla actividades de mantenimiento preventivo elaborando un plan que tiene como objetivo orientar al personal operativo de cada zona en la intervención de los circuitos de acuerdo con su criticidad, es así, que en el año 2015 se dio prioridad a aquellos circuitos de 13,2 KV que en el 2014 quedaron con actividades pendientes. El plan de mantenimiento anual del sistema operado por La Empresa de Energía de Pereira, se diseña con base en las metas de cumplimiento de los indicadores dirigido a la óptima prestación del servicio a los usuarios. De acuerdo a la información suministrada por el área de mantenimiento las metas establecidas por la compañía para estos indicadores son: % de Mantenimiento Ejecutado 100 %. % de Mantenimiento Preventivo: Mínimo 75 % % de Mantenimiento Correctivo: Máximo 25 % La Empresa de Energía de Pereira para el año 2015, atendiendo el Plan de Seguimiento acordado con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, se obtuvo un indicador de mantenimientos ejecutados frente a los mantenimientos programados del 100 %, con una mayor participación de los Mantenimientos Preventivos (77,87 %) frente a los Correctivos (22,13 %).

Gráfica 3.2. Porcentaje de cumplimiento Programación Mantenimiento de Redes



Fuente: Informe de Gestión ESP

En la gráfica podemos observar que se tiene una tendencia creciente, de esta manera se evidencia que para el año 2014 se presenta un cumplimiento del 99,74 %, situación que para el 2015 mediante.

Mantenimiento de Transformadores. En el año 2015 ingresaron al sistema de distribución 57 proyectos nuevos con una capacidad de transformación nominal de 4.682 KVA, logrando un incremento del 0,06 % en relación con el año 2014. Los mantenimientos en los transformadores en un 98 % son correctivos y solo se prevén mantenimientos preventivos para cambio de los transformadores que han aumentado su carga nominal en más del 125 %, eliminando y re potencializando transformadores que permitió una disminución en capacidad instalada innecesaria de 2.860 KVA, lo anterior permitiendo disminuir las pérdidas técnicas presentadas por la sub utilización de los transformadores (Pérdidas en Vacío). Continua en funcionamiento la bodega para almacenamiento de transformadores en la subestación de Pavas, para control del PCB's bifenilo ploriclorado que es un compuesto químico formado por cloro, carbón e hidrógeno, que permitirán tomar las acciones necesarias para proteger el medio ambiente y a las personas.

3.3. ACCIDENTES DE ORIGEN ELÉCTRICO

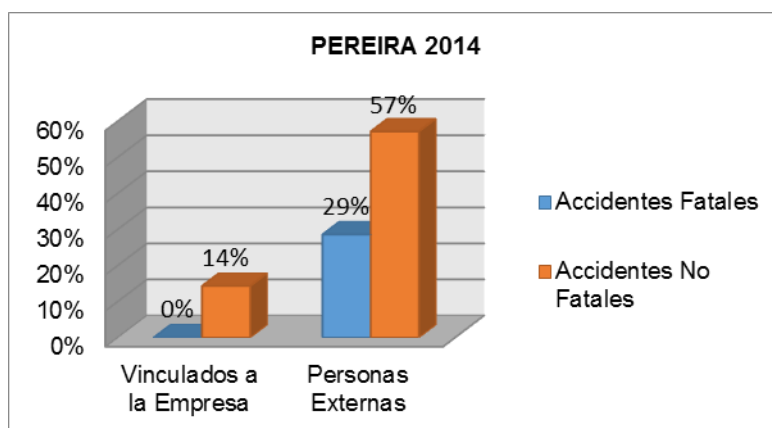
Tabla 3.6. Relación de accidentes 2014 y 2015

PEREIRA		Vinculados a la Empresa	Personas Externas	PEREIRA 2014	Vinculados a la Empresa	Personas Externas
Accidentes 2014	Fatales	0	2	Accidentes Fatales	0%	29%
	No Fatales	1	4	Accidentes No Fatales	14%	57%

PEREIRA		Vinculados a la Empresa	Personas Externas	PEREIRA 2015	Vinculados a la Empresa	Personas Externas
Accidentes 2015	Fatales	0	2	Accidentes Fatales	0%	40%
	No Fatales	1	2	Accidentes No Fatales	20%	40%

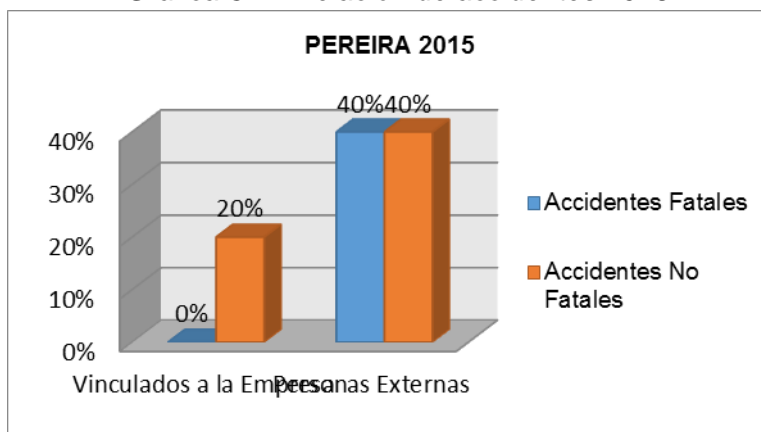
Fuente: SUI

Gráfica 3.3. Relación de accidentes 2014



Fuente: SUI

Gráfica 3.4. Relación de accidentes 2015



Fuente: SUI

Para el año 2014 ENERGIA DE PEREIRA reportó accidentes de origen eléctrico al SUI, los cuales fueron por quemaduras por contacto eléctrico, caídas de altura, colisión de motos y dos fatalidades, con relación al 2015 la empresa certificó al SUI haber tenido accidente de mayor magnitud por parte de personal ajeno a la empresa por imprudencias y conexiones fraudulentas, y otros accidentes de menor rango los cuales son objeto de investigación y vigilancia por parte de esta entidad.

3.4. INVERSIONES

3.4.1. Ejecución de los Proyectos de Inversión

Para el año 2015 el prestador de servicio empresa de energía de Pereira SA ESP, reportó al Sistema Único de Información – SUI, el estado de avance de 30 proyectos de inversión, por un monto total de \$16.985.188.791, estos proyectos buscan mejorar la calidad y continuidad en la prestación del servicio de energía, esto representa un porcentaje de aumento de inversiones del 2015 con respecto al 2014 de 3% de lo reportado en el SUI.

Para el año 2015, se reportaron 12 proyectos de expansión por un valor total de \$1.284.187.243 o representa el 7,6% de inversión, y se tienen 18 proyectos de reposición, por un valor total de \$15.701.001.548, que representa el 92.4% del total de inversiones.

El proyecto de mayor inversión registrada es el de remodelación de redes de media y baja tensión en el SDL, por valor de \$9.485.883.786.

Del informe de gestión 2015 de la empresa se extrajo el conjunto de proyectos resumidos de la siguiente forma:

1. Construcción línea Pavas-Naranjito 33 KV \$2.397 millones.
2. Expansión de redes primarias, transformadores y redes secundarias sectores B Y C etapa I, proyecto por el municipio de Pereira: \$210 millones.
3. Construcción de obras civiles para la expansión de la red subterránea en el centro. Sectores intervenidos calle 16 entre carreras 4 y 6, Calle 25 entre carreras 10 y 11, calle 26 entre carrera 4 y 5, carrera 5 calle 20 y 21: \$221 millones.
4. Cambios de TC's y TP's en subestaciones de 115KV y 33 KV, reposición de interruptores de 115 KV de la bahía de transferencia de la subestación dos

quebradas, adquisición de equipos de medición de aislamiento, mantenimiento de Interruptores, instalación de medidores y otros: \$880 millones.

Tabla 3.7. Inversiones EEP SA ESP 2015

PROYECTO	DESCRIPCIÓN	FECHA_INICIO	FECHA_FINAL	ESTADO	VALOR
CTO072015	Recuperación y rectificación del conjunto eje rodets de la turbina tipo Pelton del grupo No2 y la fabricación de dos rodets con cangilones desmontables ensamblados en su eje para la PCH Belmonte	07/05/15	09/03/16	EE	220.400.000
OCS532015	Actividades complementarias para la reparación de las turbinas del generador 2 de la Planta Belmonte	10/04/15	01/10/15	FI	140.476.000
CTO092015	El desarrollo de los estudios para determinar la viabilidad técnica y financiera para la recuperación de la PCH Dosquebradas	23/06/15	21/10/15	FI	206.480.000
OCS1112014	Estudio Geotécnico Geológico evaluación de amenazas vulnerabilidad y riesgo diseño de obras de mitigación del talud Norte del canal Belmonte entre las abscisas K2900 y K3400 sector que linda con el condominio Pizamos del puente y diseño hidráulico estructural de las quebradas uno y dos	17/12/14	02/05/15	FI	131.360.000
CTO0212015	Ejecución de obras civiles para la canalización de dos quebradas en la vía a Marsella sector la Balastrera	26/06/15	22/12/15	EE	631.078.042
CTO202015	Suministro, calibración configuración e instalación de medidores de calidad de la potencia ION7650 en	22/12/14	20/02/15	FI	65.310.396
CTO312015	la Subestación de Cuba para la Empresa de Energía de Pereira	04/12/15	02/02/16	EE	170.837.852
OCS1252014	Compra de equipos de calidad de la potencia marca ION	12/02/15	12/06/15	FI	224.044.960
CTO182014	Retrofit de cuatro 4 interruptores de potencia 132 kV	01/09/14	01/03/15	FI	207.589.709

PROYECTO	DESCRIPCIÓN	FECHA_INICIO	FECHA_FINAL	ESTADO	VALOR
	ubicados en la subestación Ventorrillo				
OCC3 2014	Compra de TP's y TC's a 115 KV y 33 KV	13/06/14	07/02/15	FI	148.286.258
OCC102015	Compra de interruptores a 115 kV	27/02/15	29/03/15	FI	15.758.233
CTO042015	Compra de medidor de aislamiento	09/02/15	18/08/15	FI	279.152.041
CTO0212012	Montaje de transformadores construcción de redes secundarias y de alumbrado Público para el Barrio el Remanso sectores B y C Etapa I Municipio de Pereira	15/11/12	16/02/15	FI	116.249.165
OCC992015	Diseño, construcción e interventoría de la línea Pavas Naranjito 33 kV	25/11/15	25/12/15	FI	8.700.000
OCC972015	Expansión del SDL suministrando un transformador de 225 kVA para el conjunto residencial Mukava en el sector de Cerritos	25/11/15	25/12/15	FI	5.713.000
OCC982015	Expansión del SDL suministrando un transformador de 1125 kVA para el Centro Logístico de Cerritos	25/11/15	25/12/15	FI	4.576.200
OCS1152015	Expansión del SDL suministrando un transformador de 75 kVA para el conjunto residencial Makaira en el sector de Cerritos	17/09/15	07/10/15	FI	45.033.975
OCS1122015	Ejecución de bancos de ductos de 2 x 4 pulgadas y 3 x 4 pulgadas y construcción de cámaras de paso en la Carrera 5	15/09/15	05/10/15	FI	40.091.425
OCS1292015	Ejecución de bancos de ductos de 2 x 4 pulgadas y 3 x 4 pulgadas construcción de cámaras de paso en la Calle 16 entre	22/10/15	11/12/15	EE	47.022.320
OCS1312015	Carreras 4 5 y 6	04/11/15	04/12/15	FI	52.009.708
CTO422015	Ejecución de bancos de ductos de 2 x 4 pulgadas y 3 x 4 pulgadas construcción de cámaras de paso y cámara de barraje en la Calle 25 entre Carreras 9 10 y 11	17/12/15	17/01/16	FI	17.376.162

PROYECTO	DESCRIPCIÓN	FECHA_INICIO	FECHA_FINAL	ESTADO	VALOR
CTO432015	Ejecución de bancos de ductos de 2 x 4 y 3 x 4 construcción de micro túnel y construcción de cámaras de paso en la CI 26 entre Carreras 4 4 Bis y 5	16/12/15	16/01/16	FI	190.706.934
CTO482015	Compra de activos eléctricos a terceros urbanización Birikaira	21/12/15	31/12/15	FI	95.957.126
OCC352015	Compra de activos eléctricos a terceros Urbanización Molivento I etapa 357 viviendas en el municipio de Dosquebradas	27/04/15	27/05/15	FI	92.999.913
CTO382015	Compra de activos eléctricos a terceros AltaVista Apartamentos Y Porto Alegre II	04/12/15	02/02/16	FI	236.608.454
OCC652015	Compra de seccionadores de repetición	30/06/15	27/12/15	FI	3.940.520.000
OCS862015	Compra instalación e integración al sistema SCADA de 5 cinco re conectadores 4 a 132 kV y 1 a 33 kV con el fin de ser instalados en los circuitos rurales e industriales en el SDL de la EEP	10/07/15	06/01/16	FI	98.582.472
OCC1002015	Compra de transformadores de distribución	25/11/15	25/12/15	FI	36.400.800
PROY1	remodelación de redes de media y baja tensión en el SDL	11/02/13	24/04/15	FI	9.485.883.786
PROY2	Compra de transformadores de corriente para macro medición	01/01/15	31/12/15	FI	29.983.860
	VALOR TOTAL				16.985.188.791

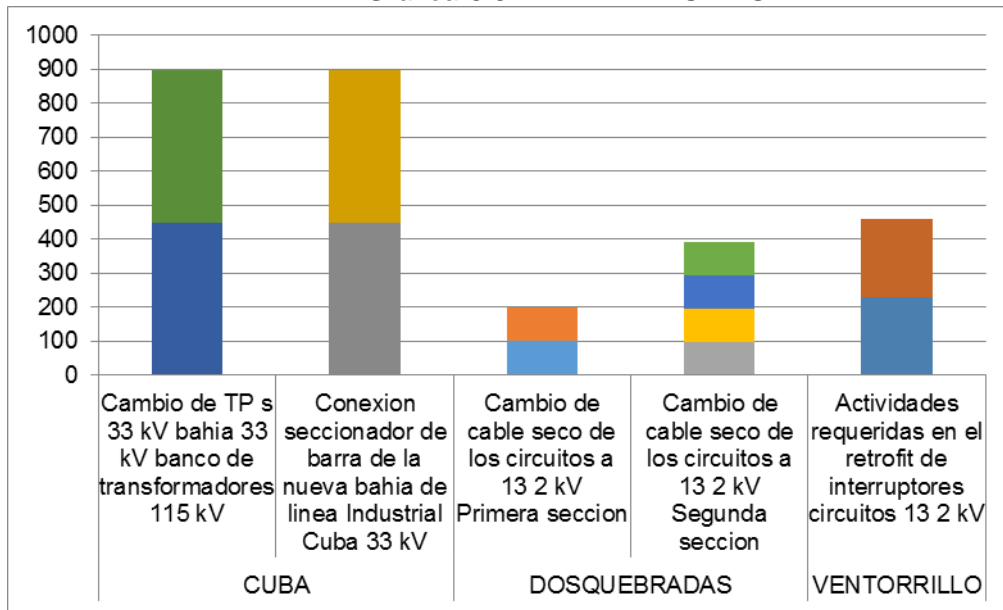
Fuente: SUI

3.5. PROGRAMA ANUAL DE REPOSICION Y/O REMODELACION DE SUBESTACIONES PARR

El O.R. ha cargado correctamente en el formato 22, el programa anual de reposición y/o remodelación en subestaciones, reportando las actividades a realizar en cada una de las subestaciones a intervenir, en las correspondientes fechas de inicio y terminación y detallando todos los parámetros considerados en el mencionado formato.

En la siguiente gráfica se muestra de modo consolidado, las actividades programadas para el año 2015 en las subestaciones de Cuba, Dosquebradas y Ventorrillo, que hacen parte de los activos de la empresa.

Gráfica 3.5. PARR EEP SA ESP



Fuente: DTGE SSPD

En la subestación Cuba se programaron 896 actividades que comprenden Cambio de TPs de 33 kV en la bahía de 33 kV, cambio de banco de transformadores 115 kV, reposición de la conexión del seccionador de la barra de la nueva bahía de la línea Industrial Cuba 33 kV. En la subestación Dosquebradas se programaron 296 actividades que correspondieron al cambio del cable seco de los circuitos a 13 2 kV Primera sección y de los circuitos a 13 2 kV Segunda sección.

En la subestación Ventorrillo se programaron 230 actividades de reposición requeridas en el retrofit de interruptores circuitos 13 2 kV.

A pesar que el Operador de Red objeto de esta evaluación integral está cumpliendo con la regulación de calidad del servicio, de conformidad con lo expuesto en el numeral 11.2.6.3 de la Resolución 097 de 2008 “Requisitos para la Aplicación del Esquema de Incentivos y Compensaciones”, la empresa no está cumpliendo con lo establecido en el artículo 3 de la Resolución 043 de 2010..

ANTECEDENTES

El considerando de la Resolución 043 de 2010 manifiesta que: “La resolución CREG 097 de 2008 anunció que la CREG definiría los procedimientos operativos de medición, registro y reporte necesarios, incluido el procedimiento de reporte de información al LAC.

Se hace necesario definir las reglas de registro y contabilización de las interrupciones asociadas al Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones.

Se hace necesario definir obligaciones adicionales a los OR y a los comercializadores respecto de la oportunidad y calidad de la información reportada al SUI a fin de garantizar la adecuada aplicación del esquema de incentivos y compensaciones a la calidad del servicio en los SDL”

Igualmente, el artículo 3 de la misma resolución manifiesta que:

“Artículo 3. Interrupciones registradas en el Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones. Para el registro y la contabilización de los tiempos de interrupción registrados en el Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones a reportar al SUI, se deben seguir las siguientes reglas:

- a) Reportar los circuitos y los transformadores que se afectarán por los trabajos de remodelación y/o reposición en la subestación que será objeto de trabajos.
- b) Reportar las fechas inicial y final estimadas de afectación de la subestación. El tiempo total entre estas fechas será un tiempo máximo de referencia.
- c) Mínimo ocho días antes de iniciar los trabajos, el OR debe informar la fecha real de inicio, mediante comunicación escrita dirigida a la SSPD.
- d) Máximo tres días después de finalizar los trabajos, el OR debe informar la fecha real de finalización, mediante comunicación escrita dirigida a la SSPD.
- e) El tiempo real total no podrá exceder el tiempo máximo de referencia.
- f) Las interrupciones que durante el tiempo real de la remodelación y/o reposición de la subestación afecten los transformadores y/o circuitos previamente reportados se excluirán para efectos de calcular el ITAD.
- g) En caso de que un OR no reporte a la SSPD las fechas reales de inicio y finalización de los trabajos previamente registrados, en los plazos establecidos en los literales c y d de este artículo, se entiende que no realizó los trabajos y por lo tanto no podrá excluir interrupciones por este concepto.

Parágrafo 1. Para el registro del Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones correspondiente al año de inicio de aplicación del esquema de incentivos y compensaciones por parte del OR, éste deberá reportar los trabajos que realizará durante la fracción de año restante, dentro de los 30 días siguientes a la fecha de inicio del esquema.

Parágrafo 2. Este reporte deberá incluir los trabajos que haya realizado el OR desde la misma fecha de inicio del esquema. El SUI habilitará el aplicativo de reporte para su registro”.

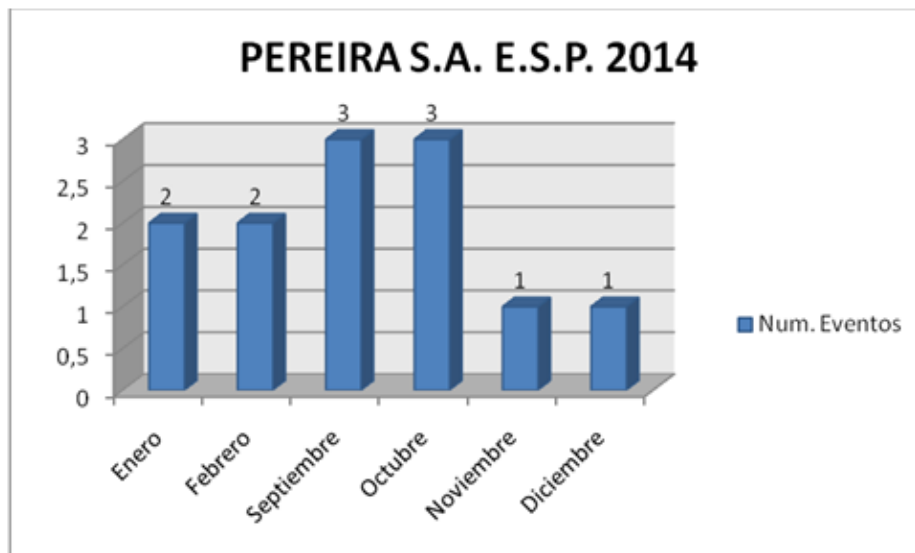
EEP SA ESP en el año 2015 radicó en la SSPD 3 oficios respecto al Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones con los radicados SSPD: 20155290345922, 20155290368172 y 20155290367602, en los cuales solo hace referencia a las actividades del 28 de junio de 2015 en la subestación Cuba, el primer comunicado para informar el inicio de las actividades y los otros dos, para informar que se van a variar las fechas de ejecución de las reposiciones o remodelaciones en la subestación.

Por lo anterior podemos concluir que el O.R. no dio cumplimiento con lo establecido en el Artículo 3 de la citada Resolución CREG puesto que no se radicaron los correspondientes oficios en las fechas establecidas para poner en conocimiento de la SSPD, el inicio y finalización de las actividades de reposición y/o remodelación, con el fin de excluir estas interrupciones causadas por las remodelaciones, del cálculo de los indicadores de calidad.

3.8 EVENTOS DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA

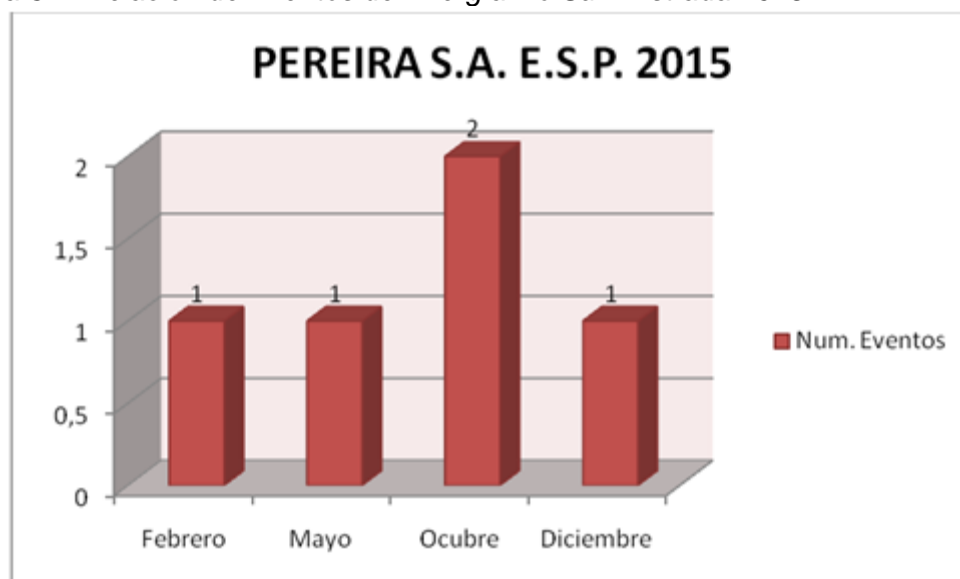
De acuerdo con el informe de eventos publicado por el Centro Nacional de Despacho – CND, se presentó en el sistema operado por la EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P. (EEP) un total de 12 eventos en el año 2014 y 5 eventos en el año 2015, los cuales se han distribuido en distintos meses de la siguiente forma:

Gráfica 3.6. Relación de Eventos de Energía No Suministrada 2014 – PEREIRA E.S.P



Fuente: XM S.A. E.S.P.

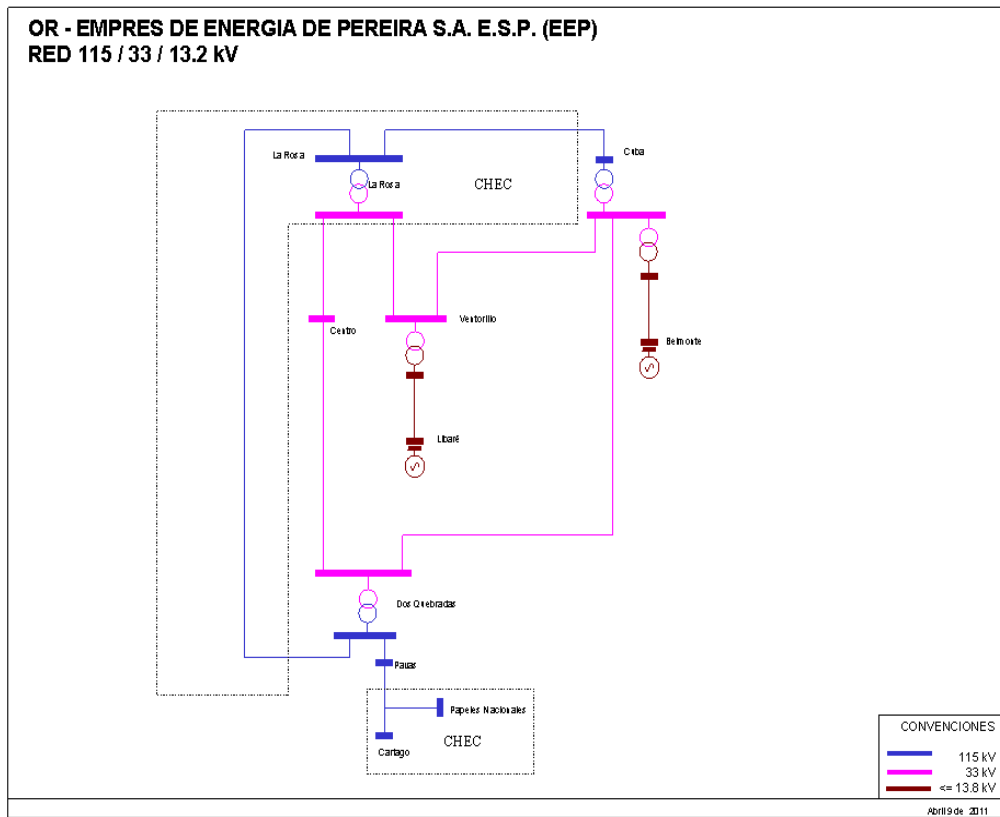
Gráfica 3.7. Relación de Eventos de Energía No Suministrada 2015 – PEREIRA E.S.P



Fuente: XM S.A. E.S.P.3.8

Al respecto, se observa una disminución en la cantidad de eventos presentados en 2015 respecto al año anterior, en donde según información de XM, se presentaron 12 eventos. Así mismo, de acuerdo con los eventos reportados por la empresa ante XM, el activo que tuvo mayor número de indisponibilidad fue LA ROSA, con 12 incidencias en el 2014 y 4 incidencias en el 2015.

Gráfica 3.8. Diagrama Unifilar del sistema eléctrico de la empresa



Fuente: PARATEC – XM S.A. E.S.P.

4. ASPECTOS COMERCIALES

Se analizan los aspectos comerciales de la empresa relacionados con número de suscriptores, niveles de consumo, facturación, cumplimiento de la factura de acuerdo a la Resolución CREG 108 de 1997, atención en oficinas de atención al usuario, tarifas, subsidios y contribuciones, calidad del servicio, nivel de satisfacción del usuario (NSU), entre otros.

4.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO

4.1.1 Número de usuarios clasificados por tipo de uso

Tabla 4.1 Suscriptores Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP
2014 – 2015

Estrato / Uso	Tipo	2014		2015		Suscriptores nuevos	Variación %
		Suscriptores a dic	% Participación	Suscriptores a dic	% Participación		
1	Residencial	21.510	13,96%	22.591	14,24%	1.081	5,03%
2	Residencial	44.847	29,11%	45.663	28,78%	816	1,82%
3	Residencial	25.923	16,83%	26.678	16,82%	755	2,91%
4	Residencial	21.334	13,85%	22.286	14,05%	952	4,46%
5	Residencial	13.577	8,81%	13.869	8,74%	292	2,15%
6	Residencial	9.277	6,02%	9.577	6,04%	300	3,23%
Total Residencial		136.468	88,59%	140.664	88,67%	4196	3,07%
Industrial	No Residencial	824	0,53%	890	0,56%	66	8,01%
Comercial	No Residencial	14.720	9,56%	14.934	9,41%	214	1,45%
Oficial	No Residencial	717	0,47%	735	0,46%	18	3%
Otros	No Residencial	1.315	1%	1.413	1%	98	0%
Total No Residencial		17.576	11,41%	17.972	11,33%	396	2,25%
Total		154.044	100%	158.636	100%	4592	2,98%

Fuente: SUI

Para el 2015, los usuarios o suscriptores de estratos 2 y 3 (residencial) tuvieron una participación del 45,6% del mercado, con 72.341 suscriptores, lo cual constituye la mayor concentración de usuarios de la empresa, con un comportamiento similar al año inmediatamente anterior. El estrato 1 tiene la tercera mayor participación en el mercado total de la empresa, con 22.591 suscriptores (14,24%) y presenta el mayor porcentaje de incremento de usuarios residenciales, respecto de 2014, con un 5,03%.

En cuanto al uso no residencial se destaca el incremento del sector Industrial de un 8,01% pasando de 824 a 890 suscriptores, adicionando 66 nuevos usuarios.

A 31 de diciembre de 2015, EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP incorporó 4.592 nuevos suscriptores, lo cual corresponde a un incremento de 2,98% respecto al año anterior, de los cuales, 4.196 son residenciales y 396, son no residenciales.

4.2 NIVELES DE CONSUMO

Tabla 4.2 Consumo por Estrato y Sector de Consumo EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP 2014 - 2015 2

Estrato / Uso	Tipo	2014		2015		Variación %
		Consumo (kwh)	% Participación	Consumo (kwh)	% Participación	
1	Residencial	29.163.876	5,59%	30.540.557	5,83%	4,72%
2	Residencial	67.866.670	13,00%	69.315.886	13,24%	2,14%
3	Residencial	39.578.022	7,58%	40.207.442	7,68%	1,59%
4	Residencial	33.993.281	6,51%	35.102.144	6,70%	3,26%
5	Residencial	22.571.922	4,32%	22.895.738	4,37%	1,43%
6	Residencial	21.297.556	4,08%	22.103.916	4,22%	3,79%
Total Residencial		214.471.327	41,07%	220.165.683	42,05%	2,66%
Industrial	No Residencial	50.608.844	9,69%	61.764.931	11,80%	22,04%
Comercial	No Residencial	146.559.114	28,07%	144.209.625	27,54%	-1,60%
Oficial	No Residencial	19.004.920	3,64%	20.529.793	3,92%	8,02%
Otros	No Residencial	91.521.270	59,41%	76.877.054	48,46%	0%
Total No Residencial		307.694.148	58,93%	303.381.403	57,95%	-1,40%
Total		522.165.475	100%	523.547.086	100%	0,26%

Fuente: SUI

De acuerdo a la información de la tabla anterior, se observa que los estratos 2 y 3 representan el mayor consumo de energía eléctrica con un total de cerca de 109.000 MWh correspondiente al 21% mientras que todo el uso No Residencial representa el 57,95% con cerca de 304.000 MWh; de esta manera, así, el sector No Residencial consume más de la mitad de Kwh del total consumidos en 2015.

También se destaca que el uso Industrial tuvo un incremento de consumo de energía eléctrica, del 22,04%, respecto del 2014, equivalente a cerca de 11.156 MWh y se presentó un incremento del 8,02% en el consumo de categoría Oficial; por otra parte se observa una reducción en el consumo del sector comercial en un 1,6% de 2014 a 2015, así como una reducción en un 1,40% del consumo total en el sector no residencial.

De manera general, se observa que de 2014 a 2015, el consumo se incrementó sólo en un 0,26%.

4.3 ASPECTOS TARIFARIOS

4.3.1. Costo Unitario de Prestación del servicio 2014 – 2015

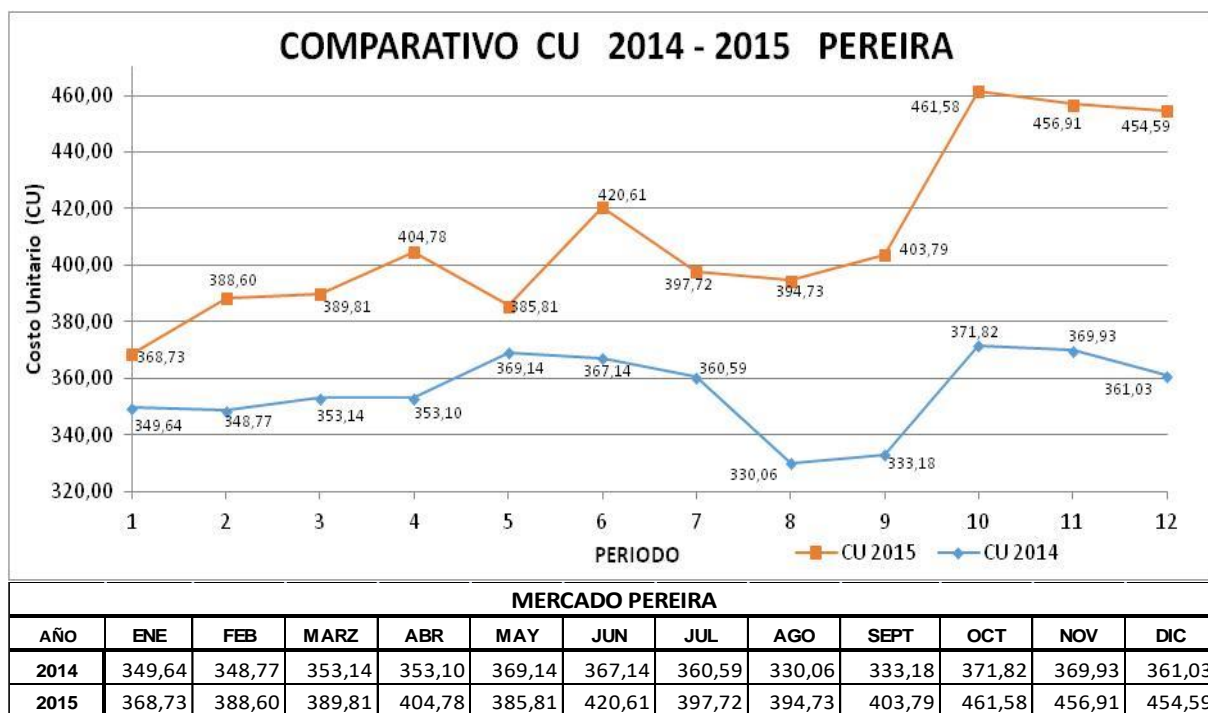
Los pronósticos de llegada del Fenómeno del Niño para el año 2015 provocaron tendencias al alza, así para enero de 2015 el CU de la Empresa de Energía de Pereira, se ubicó en los \$368.73 por kWh, que comparado con el CU del mismo mes pero del año 2014, con un valor de \$349.64 por kWh, representa un costo del 5.46% más alto entre vigencias para el mercado de Pereira; por otra parte para el mercado de Caldas se evidencia un costo más alto de 5.78% a pesar de que el CU sea más bajo para enero de 2015 fue de 351.73 y para enero 2014 de 332.51.

En la gráfica a continuación se expone un comparativo para los años 2014 y 2015 el comportamiento mensual del costo unitario de prestación del servicio de energía

eléctrica de usuarios regulados en nivel de tensión 1, tanto para el mercado de Pereira como el de Caldas.

La empresa de Energía de Pereira en el mercado de Pereira para el año 2014 presentó un costo unitario promedio de \$355.63 por kWh y para el año 2015 de \$410.64 por kWh. Por otra parte para el mercado de Caldas el CU promedio en el 2014 fue de \$339.93 por kWh y para el 2015 de \$385.47 por kWh.

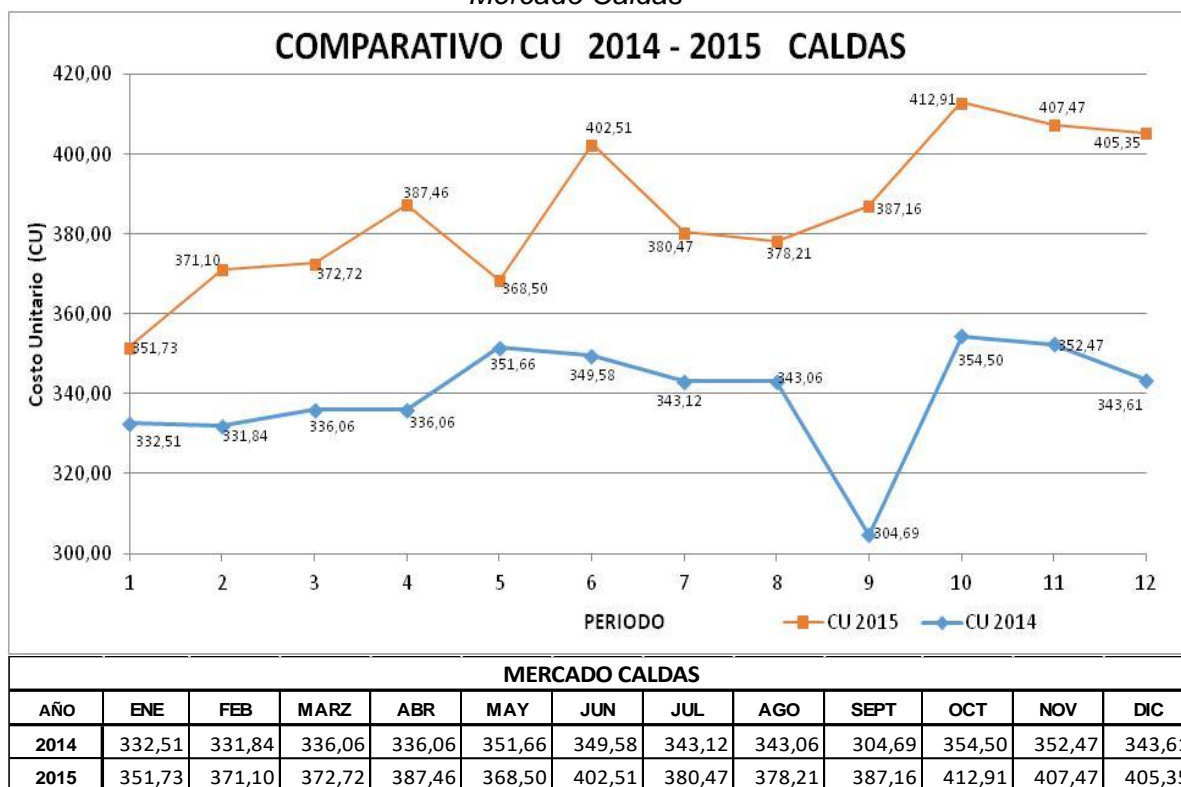
*Grafica 4.1. Costo Unitario de Prestación de Servicios – CU, Años 2014 -2015
Mercado Pereira*



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

A pesar de la tendencia al alza en comparación con el año anterior, el comportamiento del CU comienza a presentar fluctuaciones a lo largo del periodo. Para la vigencia 2015, la fluctuación del CU de mayor consideración se presentó en el mes de octubre, alcanzando un valor de 461.58 lo que representa un incremento del 14.31%, esto debido a los componentes de Generación y Distribución cuya participación en la definición del CU fue cercana al 41% y 38% respectivamente, presentando variaciones importantes durante el año.

Grafica 4.2. Costo Unitario de Prestación de Servicios – CU, Años 2014 -2015
Mercado Caldas



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

Para el mercado de Caldas durante el 2014 se puede evidenciar una tendencia estable en el CU, sin embargo presenta una variación importante en el mes de septiembre alcanzando un decremento de 11.18%.

Para el 2015, se evidencia una tendencia al alza en comparación con el año anterior, adicionalmente se presentan mayores fluctuaciones, la fluctuación del CU de mayor consideración se presentó en el mes de junio, con un incremento del 9.23%.

Se presentaron fluctuaciones en el CU durante el 2015, su mayor valor se observó en el mes de octubre \$412.91 /KWh, esto debido a los componentes de Generación y Distribución cuya participación en la definición del CU fue cercana al 43% y 41% respectivamente, presentando variaciones importantes durante el año.

4.3.2. Comportamiento del CU para el prestador con respecto a su ADD durante el 2015

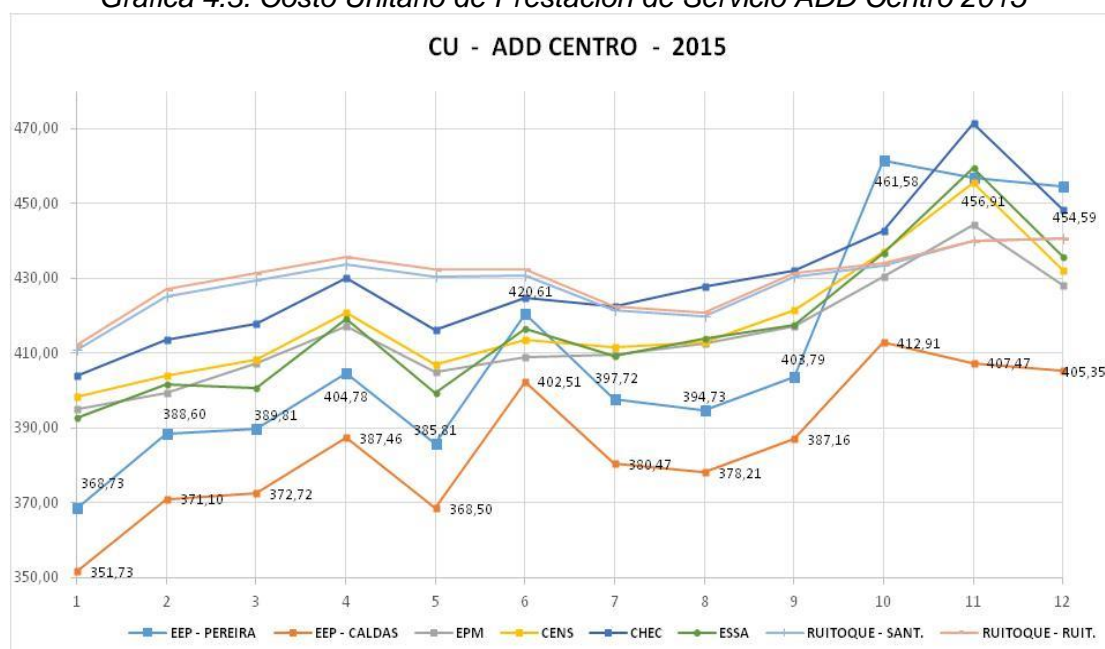
En el esquema de áreas de distribución por una parte se tienen los cargos por uso propios de cada operador de red y por la otra, se tiene el cargo unificado del área de distribución. En esta se observa que teniendo en cuenta el Dtun como referencia, dentro de un ADD, existirán agentes que se dispongan 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 2015 se observa que el CU de la Empresa de Energía de Pereira se encuentra por debajo de la media comparado con el calculado por las otras empresas que forman parte del ADD centro, estas son: Empresas Municipales de Medellín, Centrales Eléctricas de Norte de Santander, Central Hidroeléctrica De Caldas, Electrificadora De Santander, Ruitoque.

Puede observarse que la Empresa de Energía de Pereira presenta una tendencia a alza. En comparación con las empresas del ADD, el costo unitario promedio anual de prestación del servicio de EEP para los mercados de Pereira y Caldas se ubican como los más bajos con \$410.64 por kWh y \$385.47 por kWh respectivamente.

Gráfica 4.3. Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD Centro 2015



EMPRESA	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
EEP - PEREIRA	368,73	388,60	389,81	404,78	385,81	420,61	397,72	394,73	403,79	461,58	456,91	454,59
EEP - CALDAS	351,73	371,10	372,72	387,46	368,50	402,51	380,47	378,21	387,16	412,91	407,47	405,35
EPM	395,16	399,24	407,39	417,19	405,03	409,03	409,50	412,73	417,30	430,41	444,50	428,12
CENS	398,41	404,05	408,27	420,89	407,06	413,65	411,69	412,78	421,51	437,01	455,74	432,07
CHEC	403,95	413,65	417,90	430,03	416,11	424,96	422,49	427,72	432,18	442,58	471,32	448,43
ESSA	392,67	401,80	400,76	419,30	399,23	416,63	409,24	413,96	417,50	436,65	459,46	435,76
RUITOQUE - SANT.	410,96	425,10	429,62	433,89	430,34	430,68	421,65	420,02	430,46	433,57	439,98	440,57
RUITOQUE - RUIT.	412,36	427,07	431,53	435,75	432,28	432,54	422,53	420,88	431,41	434,20	439,99	440,67

Fuente: Información Publicada por la ESP

Realizando un comparativo podemos evidenciar que las empresas que manejan el CU promedio más alto son Central Hidroeléctrica De Caldas y Ruitoque.

Tabla 4.3. Promedio Costos Unitarios CU 2015 ADD Centro

EMPRESA	CU PROM
EEP - PEREIRA	410,64
EEP - CALDAS	385,47
EPM	414,63
CENS	418,59
CHEC	429,28
ESSA	416,91
RUITOQUE - SANT.	428,90
RUITOQUE - RUIT.	430,10

Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3. Análisis por componente del CU para los años 2014 – 2015

El año 2015, se mostró con un escenario complejo para el eslabón de la comercialización y en general del sector eléctrico. Durante la vigencia 2015 el fenómeno del niño afectó considerablemente el nivel de los embalses y por ende aumento de los precios de generación, la declaración de indisponibilidad de generadores térmicos y la potencial medida de racionamiento eléctrico, hicieron del año 2015 un año particular en su comportamiento, comparado con años anteriores que habían mostrado un comportamiento relativamente estable.

En este aparte se expone el análisis de cada uno de los componentes determinantes del CU durante el 2015, comparado con su comportamiento durante el 2014.

4.3.3.1. Componente Generación

El comportamiento del componente de compra de energía, para el 2014 presentó una tendencia estable, con lo que puede suponerse compras más eficientes por parte de la empresa.

La variación porcentual más alta que se presentó fue del 1.2% en el mes de marzo y la más baja en abril de 0%.

En el mercado Pereira la fluctuación más alta que presentó el componente en este periodo fue de 147.98 en el mes de mayo, y la más baja se presentó en el mes de enero con 138.49.

En el mercado caldas la fluctuación más alta que presentó el componente en este periodo fue de 147.80 en el mes de mayo, y la más baja se presentó en el mes de enero con 138.32.

Para el 2015, las variaciones más fuertes se presentaron durante los primeros seis meses del año y octubre. Se alcanzaron variaciones porcentuales del 17.8% en junio.

Para el tercer trimestre de 2015, las variaciones fueron menores y en promedio fueron estables, sin embargo en comparación con el 2014, éste año presentó en promedio variaciones más altas y con tendencia al alza.

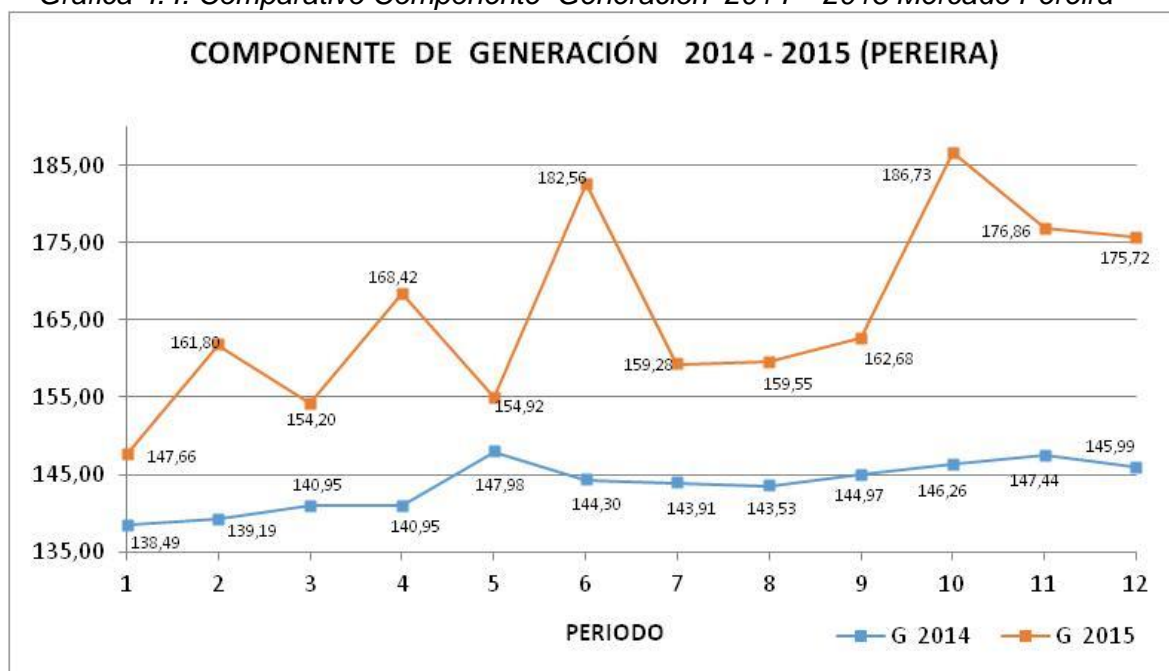
Para el mercado de Pereira el costo promedio anual del componente de compra de energía para los años 2014 y 2015 fueron 143.66 y 165.87 respectivamente, lo que

representa una diferencia entre años del 15.45% entre costos promedios de compra de energía por parte del comercializador.

Para el mercado de caldas el costo promedio anual del componente de compra de energía para los años 2014 y 2015 fueron 143.65 y 166 respectivamente, lo que representa una diferencia entre años del 15.56% entre costos promedios de compra de energía por parte del comercializador.

Cabe resaltar que este componente es uno de los que más influyen en el cálculo del Costo Unitario, para el 2015 en Pereira ocupó un 40.39% y en caldas un 43.06% de este.

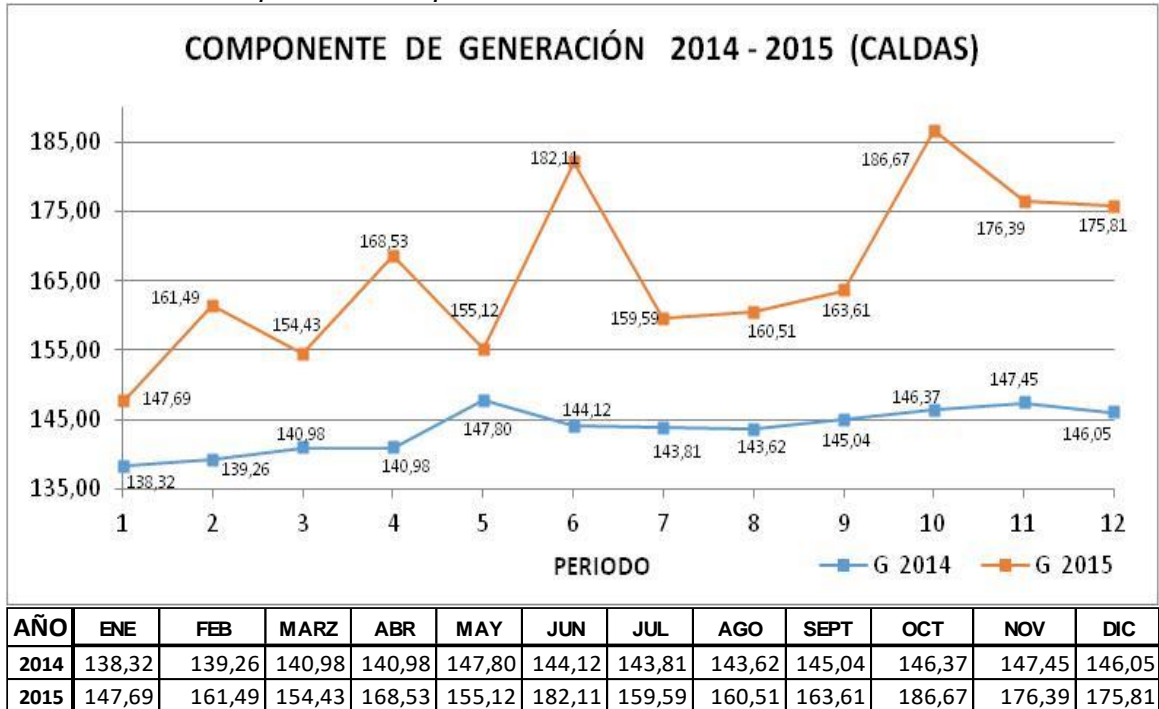
Gráfica 4.4. Comparativo Componente Generación 2014 – 2015 Mercado Pereira



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	138,49	139,19	140,95	140,95	147,98	144,30	143,91	143,53	144,97	146,26	147,44	145,99
2015	147,66	161,80	154,20	168,42	154,92	182,56	159,28	159,55	162,68	186,73	176,86	175,72

Fuente: información publicada por la ESP

Gráfica 4.5. Comparativo Componente Generación 2014 – 2015 Mercado Caldas



Fuente: información publicada por la ESP

El componente de Generación, se encuentra directamente relacionado con la capacidad de gestión de las ESP's para cubrir su demanda a partir de la configuración de compras de energía a través de contratos o en bolsa. El supuesto básico establece que una mayor exposición en bolsa, aumenta el riesgo de suministro de energía debido a la variabilidad de precios.

En el caso de la Empresa de Energía de Pereira, se puede evidenciar que las condiciones de compra de energía para el 2014 presentó condiciones más estables a partir de una menor dependencia de los precios de la bolsa y un mayor cubrimiento de compra de energía a partir de contratos bilaterales, lo contrario que ocurre para el 2015, donde la exposición a bolsa es mucho mayor.

El comportamiento comparado de la exposición a bolsa para los años 2014 y 2015 se presenta en el siguiente gráfico:

Tabla 4.4. Porcentaje de exposición en bolsa

EXPOSICIÓN BOLSA			
MES	2014	2015	VARIAC.
ENE	1,37%	27,83%	26,46%
FEB	0,62%	19,35%	18,73%
MAR	5,46%	23,27%	17,81%
ABR	1,57%	19,18%	17,62%
MAY	-3,75%	27,43%	31,18%
JUN	5,35%	11,39%	6,04%
JUL	7,91%	1,84%	-6,08%
AGO	6,80%	3,69%	-3,11%
SEPT	4,23%	19,61%	15,39%
OCT	1,39%	4,86%	3,48%
NOV	0,45%	0,55%	0,11%
DIC	0,50%	3,77%	3,27%

Fuente: XM S.A.E.S.P.

Tabla 4.5. Exposición en bolsa

MES	2014	2015	DIFERENCIAS	VARIACIÓN
ENERO	341.569.140,67	2.684.343.454,82	2.342.774.314,15	685,89%
FEBRERO	339.561.898,17	1.533.670.772,27	1.194.108.874,10	351,66%
MARZO	531.192.437,69	2.537.229.616,60	2.006.037.178,91	377,65%
ABRIL	585.004.967,68	1.553.863.221,34	968.858.253,66	165,62%
MAYO	129.970.384,48	3.487.421.450,70	3.357.451.066,22	2583,24%
JUNIO	948.326.180,26	1.115.918.060,44	167.591.880,18	17,67%
JULIO	814.065.300,80	292.040.944,81	-522.024.355,99	-64,13%
AGOSTO	712.929.234,39	474.751.492,16	-238.177.742,23	-33,41%
SEPTIEMBRE	465.550.754,59	2.904.024.391,55	2.438.473.636,96	523,78%
OCTUBRE	345.839.832,62	1.097.082.908,59	751.243.075,97	217,22%
NOVIEMBRE	177.187.470,17	693.453.791,25	516.266.321,08	291,37%
DICIEMBRE	267.951.669,76	767.730.935,01	499.779.265,25	186,52%
TOTAL	5.659.149.271,28	19.141.531.039,54	13.482.381.768,26	5303,08%

Fuente: XM S.A ESP

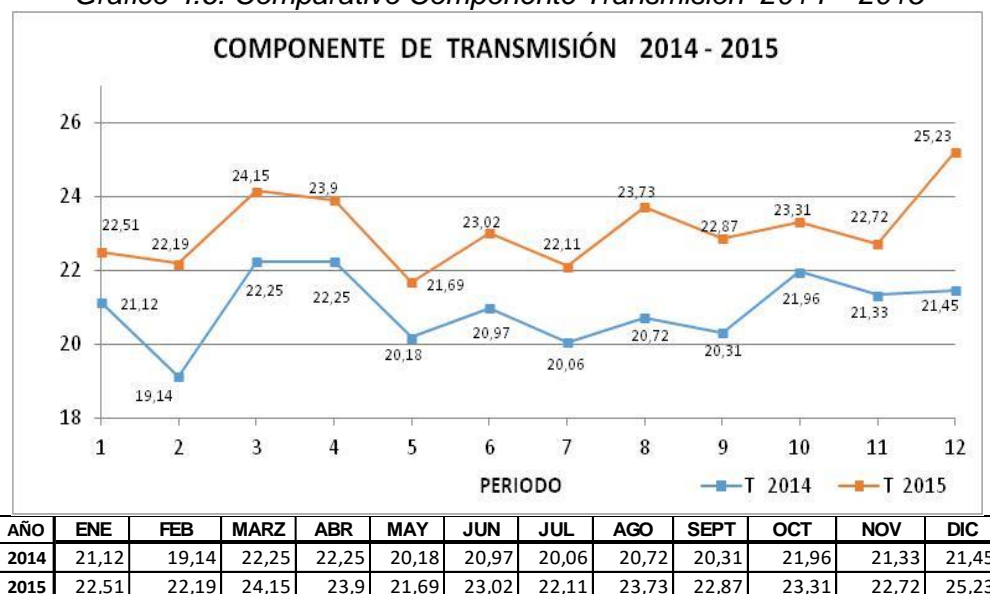
4.3.3.2. Componente de Transmisión

A partir de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 157 de 2011, en Julio de 2012, el LAC cambio 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.

Para el 2014 la variación porcentual más alta en el componente de transmisión para la Empresa de Energía de Pereira, se presentó en el mes de febrero, mientras tanto para 2015, mayo y noviembre fueron los periodos con mayor variabilidad.

La gráfica a continuación presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:

Gráfico 4.6. Comparativo Componente Transmisión 2014 – 2015



Fuente: Información Publicada por la ESP

Al igual que el año 2014, durante el 2015 el prestador calculó su CU utilizando el T definido por XM, conforme lo definido por la normatividad regulatoria, presentando un comportamiento estable.

El componente de transmisión (T) se traslada de conformidad con la ubicación realizada por el operador del mercado. Teniendo en cuenta lo anterior, arroja un resultado promedio para el 2014 y 2015 de 20.98 \$/kWh y 23.12 \$/kWh respectivamente.

4.3.3.3. Componente de Distribución D

El Ministerio de Minas y Energía -MME mediante la Resolución 18 0696 del 04 de mayo de 2011, determinó el Área de Distribución Centro (ADD Centro), de la cual hace parte la Empresa de Energía de Pereira, buscando con ello la integración de varios prestadores con el fin de normalizar el componente de distribución -D de la tarifa regulada.

Los otros prestadores que hacen parte de la ADD Centro, son Empresas Municipales de Medellín, Centrales Eléctricas de Norte de Santander, Central Hidroeléctrica De Caldas, Electrificadora De Santander, Ruitoque.

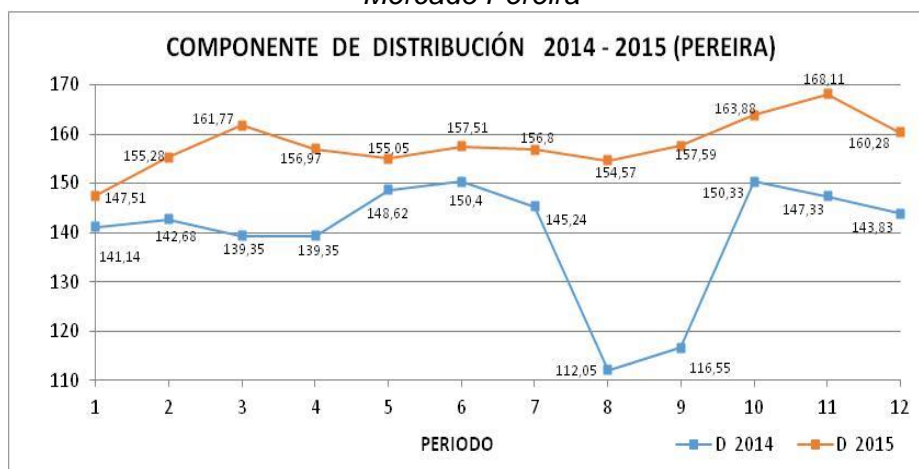
Cabe resaltar que este componente es uno de los que más influyen en el cálculo del Costo Unitario junto con la generación, para el 2015 ocupó un 38.46% en el mercado de Pereira y para el mercado de caldas ocupó un 40.97% de este.

El costo promedio anual del componente de distribución para la empresa de energía de Pereira, se ubicó en los \$139.74 por KWh en el año 2014 y \$157.94 por KWh para el 2015 para el mercado de pereira.

Asimismo, para el mercado de caldas el costo promedio anual del componente de distribución, se ubicó en los \$141.33 por KWh en el año 2014 y \$157.94 por KWh para el 2015.

En la gráfica a continuación se muestra el comportamiento de este componente a lo largo del 2015 comparado con su comportamiento durante el 2014 en los diferentes mercados en los que la empresa presta su servicio.

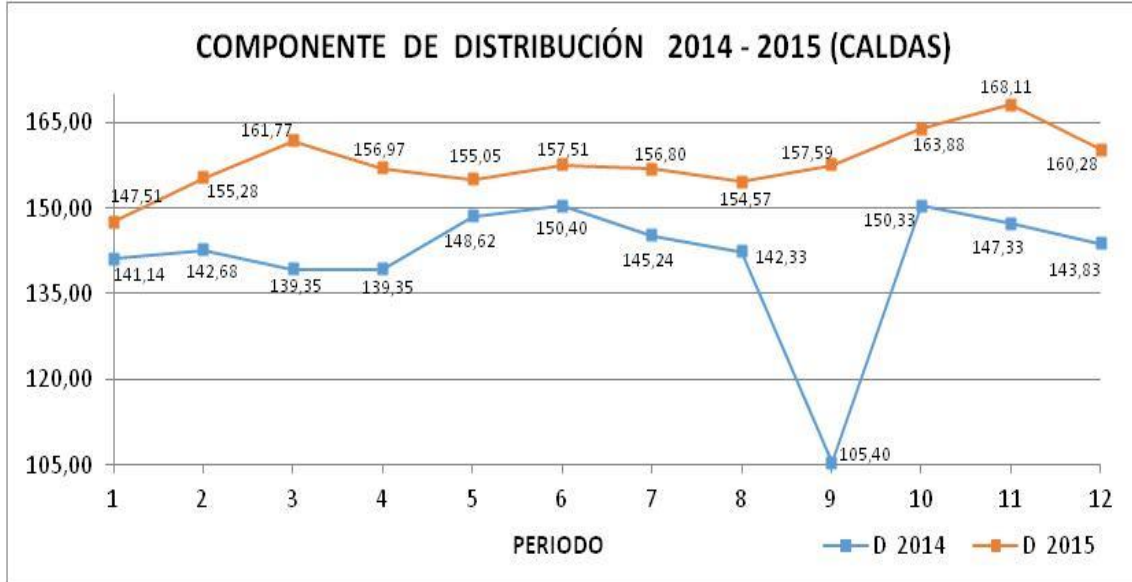
*Gráfica 4.7. Comparativo Componente Distribución 2014 – 2015
Mercado Pereira*



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	141,14	142,68	139,35	139,35	148,62	150,40	145,24	112,05	116,55	150,33	147,33	143,83
2015	147,51	155,28	161,77	156,97	155,05	157,51	156,80	154,57	157,59	163,88	168,11	160,28

Fuente: *Publicación de Tarifas de las ESP - XM S.A. E.S.P*

Gráfica 4.8. Comparativo Componente Distribución 2014 – 2015
Mercado Caldas



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	141,14	142,68	139,35	139,35	148,62	150,40	145,24	142,33	105,40	150,33	147,33	143,83
2015	147,51	155,28	161,77	156,97	155,05	157,51	156,80	154,57	157,59	163,88	168,11	160,28

Fuente: *Publicación de Tarifas de las ESP - XM S.A. E.S.P*

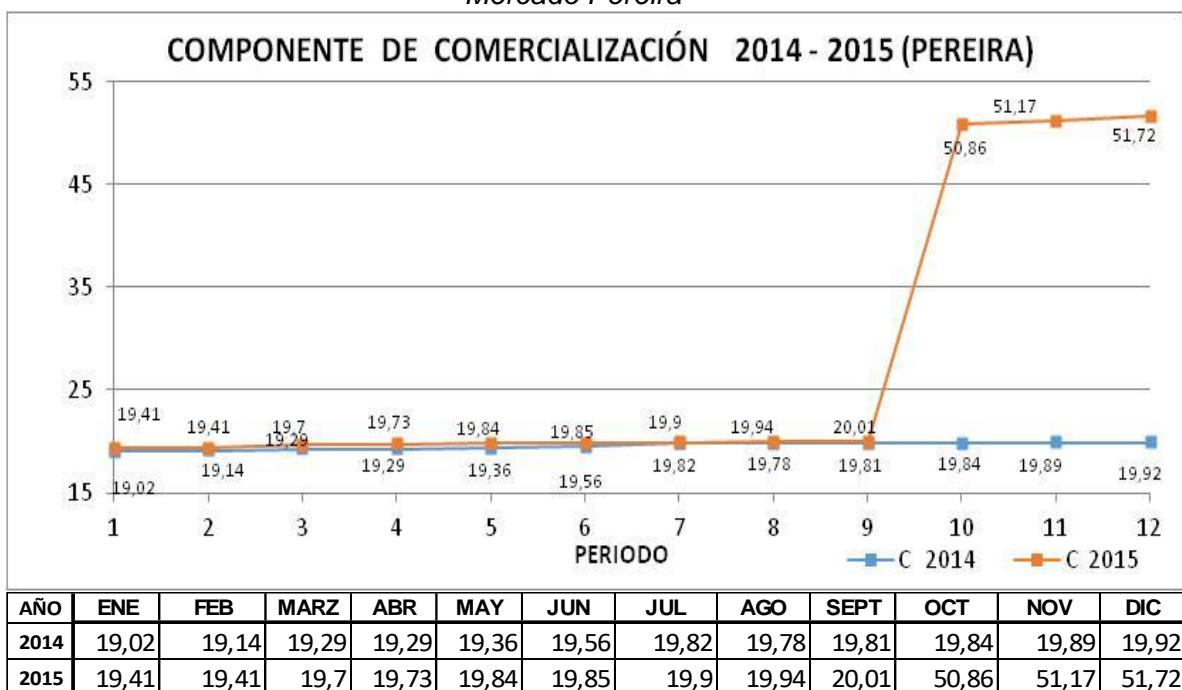
4.3.3.4. Componente de Comercialización

Realizando un comparativo de 2014 y 2015, se puede observar que se mantiene la tendencia al alza de este componente, para el 2015 en el mercado de Pereira se destaca un leve incremento del componente de comercialización entre los meses de octubre a diciembre. Para el mercado de Caldas el punto más alto se alcanza en diciembre.

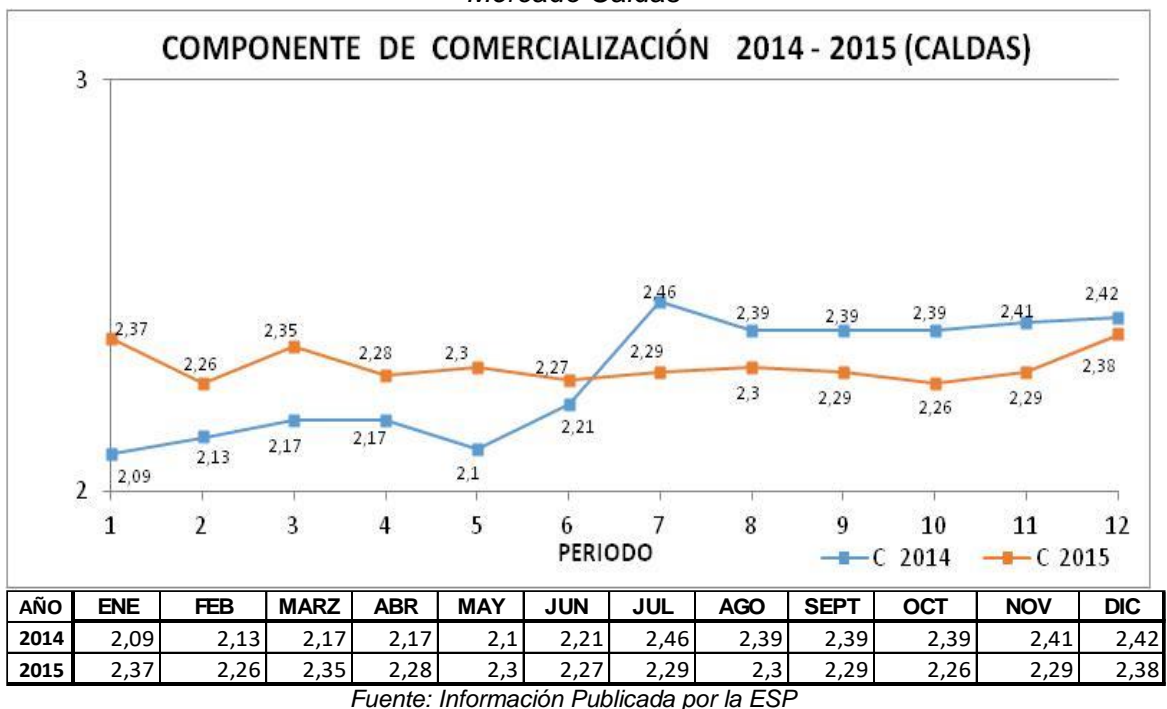
El promedio anual del componente de comercialización para la empresa de energía de Pereira, para el año 2014 es de \$19.56 por kWh mientras que para el 2015 fue de \$27.63 por kWh para el mercado de Pereira.

Para el mercado de Caldas el promedio anual del componente de comercialización, para el año 2014 es de \$2.28 por kWh mientras que para el 2015 fue de \$2,30 por kWh.

Gráfica 4.9. Comparativo Componente Comercialización 2014 – 2015
Mercado Pereira



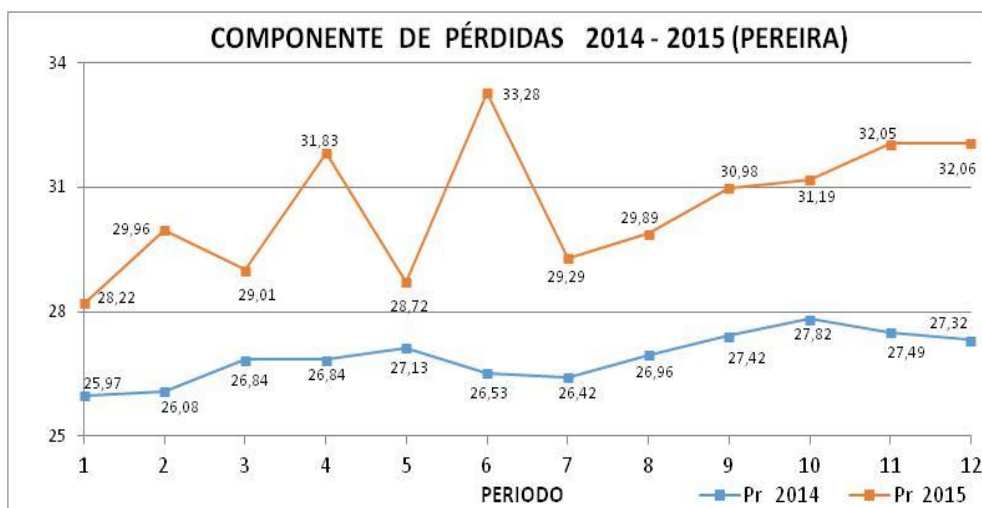
Gráfica 4.10. Comparativo Componente Comercialización 2014 – 2015
Mercado Caldas



4.3.3.5. Componente de Pérdidas

Se puede observar en las siguientes gráficas, que para el 2015 se presentaron mayores oscilaciones en este componente en comparación al 2014, sin embargo, el componente de pérdidas promedio en el 2014 fue de 26.90 y en el 2015 que fue de 30.54 para el mercado de Pereira. Para el mercado de caldas el valor promedio para el 2014 fue 26.90 y para el 2015 fue 30.56.

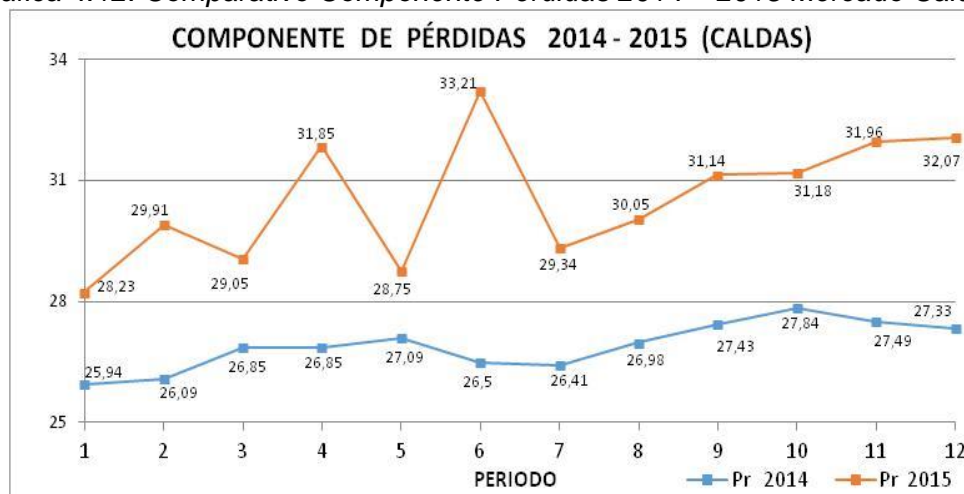
Gráfica 4.11. Comparativo Componente Pérdidas 2014 – 2015 Mercado Pereira



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	25,97	26,08	26,84	26,84	27,13	26,53	26,42	26,96	27,42	27,82	27,49	27,32
2015	28,22	29,96	29,01	31,83	28,72	33,28	29,29	29,89	30,98	31,19	32,05	32,06

Fuente: Información Publicada por la ESP

Gráfica 4.12. Comparativo Componente Pérdidas 2014 – 2015 Mercado Caldas



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	25,94	26,09	26,85	26,85	27,09	26,5	26,41	26,98	27,43	27,84	27,49	27,33
2015	28,23	29,91	29,05	31,85	28,75	33,21	29,34	30,05	31,14	31,18	31,96	32,07

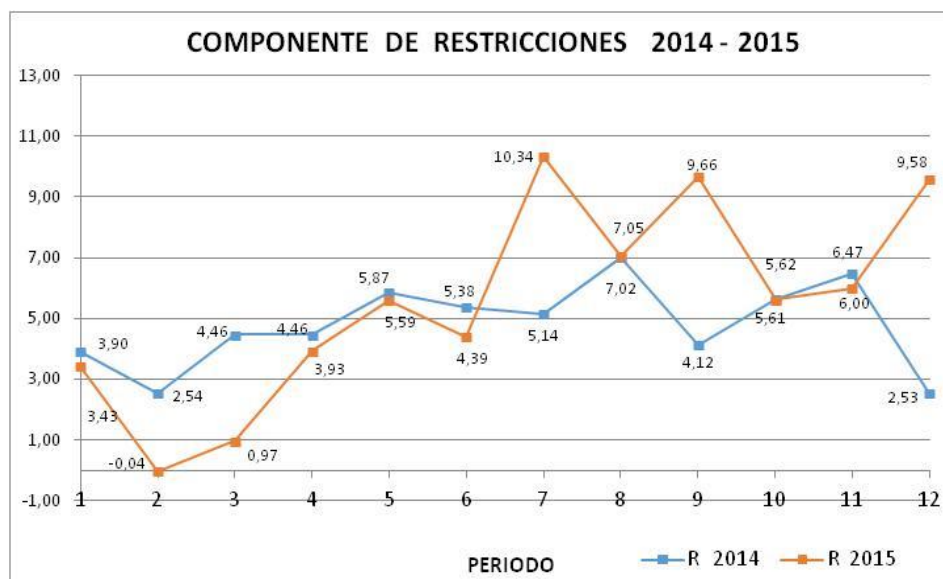
Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.6. Componente de Restricciones

En términos generales, la mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía y los cargos de distribución, sin embargo, dado que el componente de comercialización CV y las perdidas PR son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen el transporte TM, Distribución y las Restricciones RM.

En promedio se pagaron \$4.79 / kWh y \$5.54 / kWh durante el 2014 y 2015 respectivamente para los dos mercados.

Gráfica 4.13. Comparativo Componente Restricciones 2014 – 2015



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	3,90	2,54	4,46	4,46	5,87	5,38	5,14	7,02	4,12	5,62	6,47	2,53
2015	3,43	-0,04	0,97	3,93	5,59	4,39	10,34	7,05	9,66	5,61	6,00	9,58

Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.7. Porcentaje de participación por componente en el CU

En el cuadro a continuación se presenta la participación de cada uno de los componentes tarifarios en la definición del costo unitario de prestación del servicio:

Tablas 4.6. Participación por Componente 2014 – 2015 Mercado Pereira

MES	GM		TM		PR		DT		CV		RM		CUV
1	147,66	40,05%	22,51	6,10%	28,22	7,65%	147,51	40,00%	19,41	5,26%	3,43	0,93%	368,7
2	161,8	41,64%	22,19	5,71%	29,96	7,71%	155,28	39,96%	19,41	4,99%	-0,04	-0,01%	388,6
3	154,2	39,56%	24,15	6,20%	29,01	7,44%	161,77	41,50%	19,7	5,05%	0,97	0,25%	389,8
4	168,42	41,61%	23,9	5,90%	31,83	7,86%	156,97	38,78%	19,73	4,87%	3,93	0,97%	404,8
5	154,92	40,15%	21,69	5,62%	28,72	7,44%	155,05	40,19%	19,84	5,14%	5,59	1,45%	385,8
6	182,56	43,40%	23,02	5,47%	33,28	7,91%	157,51	37,45%	19,85	4,72%	4,39	1,04%	420,6
7	159,28	40,05%	22,11	5,56%	29,29	7,36%	156,8	39,42%	19,9	5,00%	10,3	2,60%	397,7
8	159,55	40,42%	23,73	6,01%	29,89	7,57%	154,57	39,16%	19,94	5,05%	7,05	1,79%	394,7
9	162,68	40,29%	22,87	5,66%	30,98	7,67%	157,59	39,03%	20,01	4,96%	9,66	2,39%	403,8
10	186,73	40,45%	23,31	5,05%	31,19	6,76%	163,88	35,50%	50,86	11,02%	5,61	1,22%	461,6
11	176,86	38,71%	22,72	4,97%	32,05	7,01%	168,11	36,79%	51,17	11,20%	6	1,31%	456,9
12	175,72	38,65%	25,23	5,55%	32,06	7,05%	160,28	35,26%	51,72	11,38%	9,58	2,11%	454,6
PROM	165,87	40,39%	23,12	5,63%	30,54	7,44%	157,94	38,46%	27,63	6,73%	5,54	1,35%	410,64

Fuente: Publicaciones prestador - Cálculos DGTE

Para el mercado de Pereira, el 78.85% del CU, está determinado por los componentes de generación y distribución, sin embargo su comportamiento es relativamente estable a lo largo del año. Por otra parte, el componente de restricciones aunque representa un porcentaje más bajo en la definición del CU alrededor del 1.35%, presenta una mayor variación durante el año.

Tablas 4.7. Participación por Componente 2014 – 2015 Mercado Caldas

MES	GM		TM		PR		DT		CV		RM		CUV
1	147,69	41,99%	22,51	6,40%	28,23	8,03%	147,51	41,94%	2,37	0,67%	3,43	0,98%	351,7
2	161,49	43,52%	22,19	5,98%	29,91	8,06%	155,28	41,84%	2,26	0,61%	-0,04	-0,01%	371,1
3	154,43	41,43%	24,15	6,48%	29,05	7,79%	161,77	43,40%	2,35	0,63%	0,97	0,26%	372,7
4	168,53	43,50%	23,9	6,17%	31,85	8,22%	156,97	40,51%	2,28	0,59%	3,93	1,01%	387,5
5	155,12	42,09%	21,69	5,89%	28,75	7,80%	155,05	42,08%	2,3	0,62%	5,59	1,52%	368,5
6	182,11	45,24%	23,02	5,72%	33,21	8,25%	157,51	39,13%	2,27	0,56%	4,39	1,09%	402,5
7	159,59	41,95%	22,11	5,81%	29,34	7,71%	156,8	41,21%	2,29	0,60%	10,3	2,72%	380,5
8	160,51	42,44%	23,73	6,27%	30,05	7,95%	154,57	40,87%	2,3	0,61%	7,05	1,86%	378,2
9	163,61	42,26%	22,87	5,91%	31,14	8,04%	157,59	40,70%	2,29	0,59%	9,66	2,50%	387,2
10	186,67	45,21%	23,31	5,65%	31,18	7,55%	163,88	39,69%	2,26	0,55%	5,61	1,36%	412,9
11	176,39	43,29%	22,72	5,58%	31,96	7,84%	168,11	41,26%	2,29	0,56%	6	1,47%	407,5
12	175,81	43,37%	25,23	6,22%	32,07	7,91%	160,28	39,54%	2,38	0,59%	9,58	2,36%	405,4
PROM	166,00	43,06%	23,12	6,00%	30,56	7,93%	157,94	40,97%	2,30	0,60%	5,54	1,44%	385,47

Fuente: Publicaciones prestador - Cálculos DGTE

Para el mercado de Caldas, el 84.04% del CU, está determinado por los componentes de generación y distribución, sin embargo su comportamiento es relativamente estable a lo largo del año.

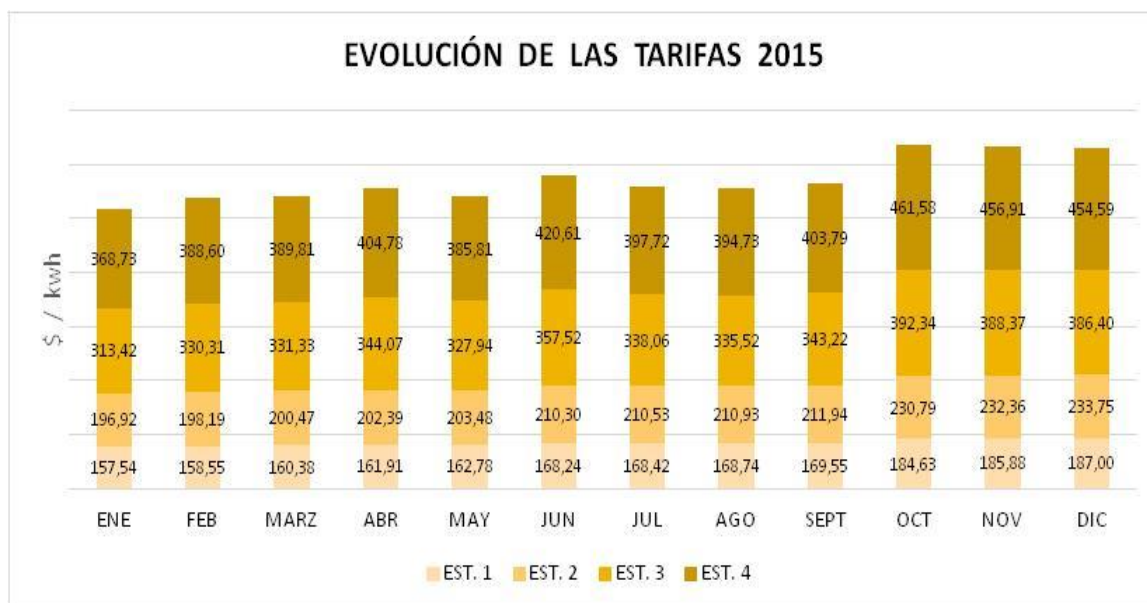
4.3.4. Evolución de las tarifas 2015

Las tarifas analizadas corresponden a las publicadas mensualmente por el prestador durante el 2014 y 2015, 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 la Empresa de Energía de Pereira a cada estrato durante el año 2015; 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 368.73 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 157.54 \$/kWh.

Gráfica 4.14. Tarifas mensuales por estrato 2015



2015	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
EST. 1	157,54	158,55	160,38	161,91	162,78	168,24	168,42	168,74	169,55	184,63	185,88	187,00
EST. 2	196,92	198,19	200,47	202,39	203,48	210,30	210,53	210,93	211,94	230,79	232,36	233,75
EST. 3	313,42	330,31	331,33	344,07	327,94	357,52	338,06	335,52	343,22	392,34	388,37	386,40
EST. 4	368,73	388,60	389,81	404,78	385,81	420,61	397,72	394,73	403,79	461,58	456,91	454,59

Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.5. Subsidios y Contribuciones durante el 2015

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

En la siguiente tabla se presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2014 y 2015, de acuerdo con la información reportada al SUI por el prestador.

Tabla 4.8. Comparativo Subsidios y Contribuciones 2014 - 2015

EMPRESA	ACTIVIDAD	2014	2015	VARIACION	% VARIAC.	% PARTIC.
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	Estrato 1	(\$)4.820.657.044	(\$)5.904.818.308	(\$)1.084.161.264	22,49%	32,88%
	Estrato 2	(\$)8.408.952.977	(\$)10.176.349.147	(\$)1.767.396.170	21,02%	56,66%
	Estrato 3	(\$)1.618.307.822	(\$)1.879.805.156	(\$)261.497.334	16,16%	10,47%
	TOTAL SUBSIDIOS	(\$)14.847.917.843	(\$)17.960.972.611	(\$)3.113.054.768	20,97%	100%
	Estrato 4	(\$)-1.209.162	(\$)327.347	(\$)1.536.509	-127,07%	0,00%
	Estrato 5	(\$)1.587.872.331	(\$)1.818.502.886	(\$)230.630.555	14,52%	11,85%
	Estrato 6	(\$)1.490.889.740	(\$)1.738.364.316	(\$)247.474.576	16,60%	11,33%
	Industrial	(\$)840.783.585	(\$)994.591.777	(\$)153.808.192	18,29%	6,48%
	Comercial	(\$)9.024.743.176	(\$)10.420.927.139	(\$)1.396.183.963	15,47%	67,90%
	Oficial	(\$)55.944.200	(\$)	(\$)-55.944.200	-100,00%	0,00%
	Provisional	(\$)143.661.426	(\$)195.319.710	(\$)51.658.284	35,96%	1,27%
	Especial Asistencial	(\$)	(\$)2.249.738	(\$)2.249.738	# DIV/0!	0,01%
	Areas Comunes	(\$)140.542.028	(\$)176.156.934	(\$)35.614.906	25,34%	1,15%
	TOTAL CONTRIBUCIONES	(\$)13.283.227.324	(\$)15.346.439.847	(\$)2.063.212.523	15,53%	100%
	SUPERAVIT / DEFICIT	(\$)-1.564.690.519	(\$)-2.614.532.764	(\$)-1.049.842.245	67,10%	(\$)

Fuente: SUI - Cálculos DTGE

Para el 2014 y 2015 el comportamiento del balance fue deficitario en los usuarios. Para el 2014 y 2015 el comportamiento del balance fue deficitario en los usuarios regulados, debido a que la mayoría de la población atendida por el prestador en este mercado pertenece a los estratos 1 y 2, los cuales tienen derecho a un subsidio máximo del 60% y 50% respectivamente, a pesar de que las contribuciones aumentaron para el 2015, el incremento que tuvieron los subsidios fue mucho mayor.

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador en el 2014 fue \$1.564 millones y para el 2015 de \$2.614 millones.

La empresa otorgó durante el 2015 subsidios cercanos a los \$17.960 millones, de los cuales el 32.88% a los usuarios del estrato 1 (\$5.904 millones), casi el 57% a los del estrato 2 (\$10.176 millones) y por último el 10.47% (\$1.879 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 3, además facturó contribuciones por un valor aproximado de \$15.346 millones los cuales fueron en su mayoría (67.90%) del sector comercial (\$10.420 millones), los estratos 5 y 6 representan el 23.18% de los aportes totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$2.614 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$17.960 millones y recaudar un total de \$15.346 millones por concepto de contribución.

4.4 FACTURACIÓN

Tabla 4.9. Valor de facturación por estrato o uso EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP 2014 – 2015

Estrato / Uso	Tipo	2014		2015		Variación %
		Facturación (COP)	% Participación	Facturación (COP)	% Participación	
1	Residencial	10.513.961.195	6,15%	12.461.252.481	6,37%	18,52%
2	Residencial	24.323.053.060	14,23%	28.083.856.040	14,36%	15,46%
3	Residencial	14.218.054.882	8,32%	16.330.580.379	8,35%	14,86%
4	Residencial	12.085.175.481	7,07%	14.078.502.525	7,20%	16,49%
5	Residencial	7.909.785.633	4,63%	9.070.648.584	4,64%	14,68%
6	Residencial	7.384.885.182	4,32%	8.667.136.958	4,43%	17,36%
Total Residencial		76.434.915.433	44,72%	88.691.976.967	45,36%	16,04%
Industrial	No Residencial	14.627.155.137	8,56%	20.301.159.654	10,38%	38,79%
Comercial	No Residencial	46.769.531.977	27,36%	53.454.609.162	27,34%	14,29%
Oficial	No Residencial	5.874.368.710	3,44%	7.431.390.689	3,80%	26,51%
Otros	No Residencial	27.209.682.926	15,92%	25.671.173.924	13,13%	-5,65%
Total No Residencial		94.480.738.750	55,28%	106.858.333.429	54,64%	13,10%
Total		170.915.654.183	100%	195.550.310.396	100%	14,41%

Fuente: SUI

El sector Residencial tiene una participación del 45,36% de la facturación correspondiente a cerca de \$ 88.681 millones, mientras que el sector No Residencial participa con el 54,64% con cerca de \$ 106.858 millones.

El sector de más alta participación en la facturación total, corresponde al comercial, con un 27,34%, no obstante la reducción en el número de usuarios en dicho sector, seguido por el estrato 2 del sector residencial, con un 14,36%.

En cuanto a la gestión de recaudo de la Empresa, según el informe de AEGR, se observa lo siguiente:

En el 2014 la Empresa obtuvo un porcentaje de recaudo del 100,12%, mientras que durante el 2015, obtuvo un porcentaje de recaudo del 101,42%. Para este comportamiento creciente, de acuerdo con lo informado por el AEGR, se destaca que la empresa aplica con rigurosidad de las políticas adoptadas de cartera, el seguimiento constante de las necesidades de las comunidades y la concientización sobre la necesidad de realizar pago oportuno.

4.5. INFORMACIÓN EN LA FACTURA

Se verificó el contenido de una factura virtual de acuerdo a lo establecido en el artículo 42 de la Resolución CREG 108 de 1997 y se obtuvo lo siguiente:

Tabla 4.10. Verificación contenido de la factura con los requisitos mínimos de acuerdo a la Resolución CREG 108 de 1997

	REQUISITOS MÍNIMOS	EMCARTAGO S.A. ESP
a.	Nombre de la empresa responsable de la prestación del servicio.	Cumple
b.	Nombre del suscriptor y dirección del inmueble receptor del	Cumple

	REQUISITOS MÍNIMOS	EMCARTAGO S.A. ESP
	servicio.	
c.	Estrato socioeconómico y clase de uso del servicio.	Cumple
d.	Período por el cual se cobra el servicio, consumo correspondiente a ese período y valor.	Cumple
e.	Lectura anterior del medidor de consumo, si existiere.	Cumple
f.	Lectura actual del medidor de consumo, si existiere.	Cumple
g.	Causa de la falta de lectura, en los casos en que no haya sido posible realizarla.	Cumple
h.	Fechas máximas de pago oportuno, fecha de suspensión y/o corte del servicio y valor total de la factura.	Cumple
i.	Consumo en unidades físicas de los últimos seis (6) períodos, cuando se trate de facturaciones mensuales, y de los últimos tres (3) períodos, cuando se trate de facturaciones bimestrales; en defecto de lo anterior, deberá contener el promedio de consumo, en unidades correspondientes, al servicio de los seis (6) últimos meses.	Cumple
j.	Los cargos expresamente autorizados por la Comisión.	Cumple
k.	Valor de las deudas atrasadas.	Cumple
l.	Cuantía de los intereses moratorios, y señalamiento de la tasa aplicada.	Cumple
m.	Monto de los subsidios, y la base de su liquidación.	Cumple
n.	Cuantía de la contribución de solidaridad, así como el porcentaje aplicado para su liquidación.	Cumple
o.	Sanciones de carácter pecuniario.	Cumple
p.	Cargos por concepto de reconexión o reinstalación.	Cumple
q.	Otros cobros autorizados.	Cumple

Fuente: Verificación DTGE

Según revisión efectuada sobre una factura correspondiente a la prestación del servicio público de energía eléctrica (Radicado 20155290426512), se observa que de manera general se cumple con lo dispuesto en el artículo 42, de la Resolución CREG 108 de 1997, "Requisitos mínimos de la factura".

No obstante, según el contenido de información en la mencionada factura de la Empresa, se observa que no se ha incluido información sobre el Operador de Red que atiende el servicio, ni los datos sobre calidad del servicio, conforme a lo dispuesto en el Inciso 5, Numeral 6.1., de la Resolución CREG 070 de 1998, así como Numeral 11.2.7.2., de la Resolución CREG 097 DE 2008, disposiciones en las cuales se determina lo siguiente:

- a) RESOLUCIÓN CREG 70 DE 1998, Numeral 6.1. Inciso 5.
- b) Todo Comercializador deberá discriminar en la factura por el servicio el nombre, dirección y teléfono del OR que atiende a sus respectivos Usuarios, con el fin de que el Usuario pueda efectuar las reclamaciones relacionadas con el servicio que presta el OR.
- c) RESOLUCIÓN CREG 097 DE 2008, Numeral 11.2.7.2.

En cada factura que emita el Comercializador a sus usuarios deberá presentar la siguiente información, con base en la información entregada por el OR: ¿

- d) Valor a compensar cuando es un usuario “peor servido”. Complementariamente se deberá informar el valor de las variables CR y CMp utilizadas en el cálculo de la compensación.
- e) Nombre y Dirección del Operador de Red del sistema al que se conecta el Usuario y el número telefónico para comunicar al servicio de Atención Telefónica las interrupciones del servicio.

Se observa que la Empresa se encuentra en la gestión de las revisiones indicadas por esta Superintendencia, según lo informado.

4.6. ATENCIÓN COMERCIAL

Como parte de la política comercial de la Empresa y de acuerdo con el Informe del Auditor Externo de Gestión y Resultados 2015, se observa orientación de esfuerzos hacia aumentar el impacto de la divulgación de programas adelantados por la Empresa.

Al respecto se destacan los siguientes aspectos:

- La percepción del cliente respecto de diferentes atributos evaluados, es más favorable para la vigencia 2015.
- Se continúa la tendencia creciente en la gestión comercial, lo cual se refleja en una variación porcentual del orden de 3,2% en el número de usuarios, respecto del correspondiente a 2014.
- El crecimiento en el consumo de energía presenta un comportamiento de creciente en el tiempo, dado el impacto de las campañas de reducción del consumo de energía.

Por otra parte, según el informe de AEGR, respecto de la gestión ambiental, la empresa articula los sistemas de gestión de calidad, gestión ambiental y sistema de seguridad, resaltándose el compromiso en este sentido.

Como un resultado del procedimiento adelantado para medir la satisfacción del cliente, según encuesta CIER, la Empresa mantuvo una condición positiva en aspectos como suministro de Energía, Información y Comunicación, Factura de Energía, Atención al Consumidor, Imagen, Responsabilidad Social y precio, entre otros. No obstante, el Índice de aprobación al consumidor e Índice de Satisfacción General, presentan una leve disminución respecto de la vigencia anterior.

De acuerdo con lo informado por el AEGR, la Gerencia Comercial de la Empresa, cuenta con un total de 35 funcionarios, uno más que en el 2014; se cuenta con un Gerente General, un subgerente para el subproceso comercial, 3 líderes, 2 coordinadores, 9 auxiliares profesionales, 1 auxiliar analista, 3 asistentes, 1 auxiliar administrativo y 9 revisores.

Respecto a pérdidas, durante el 2015, de acuerdo con el plan desarrollado por la Empresa, tal como se ha venido logrando desde el 2014, se mantuvo el cumplimiento de la meta, con un resultado de 11,27%, frente a la meta del 12,2%.

4.7. PETICIONES, QUEJAS Y RECLAMOS

La información que se muestra a continuación, corresponde a la reportada por la empresa en los años 2014 y 2015 a través de la plataforma SUI.

Tabla 4.11. Causales PQRs EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA 2014 - 2015

TIPO DE QUEJA	% Participación				
	2014	2015	Diferencia	2015	Variación %
Aforo	1567	1094	-473	15,0%	-30,2%
Alto consumo	4578	3741	-837	51,4%	-18,3%
Error de lectura	176	101	-75	1,4%	-42,6%
Falla en la prestación de servicio	785	362	-423	5,0%	-53,9%
cobro de otros cargos de la empresa	1919	1210	-709	16,6%	-36,9%
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	17	2	-15	0,0%	-88,2%
Calidad del servicio	332	336	4	4,6%	1,2%
Estrato	38	4	-34	0,1%	-89,5%
tarifa cobrada	270	13	-257	0,2%	-95,2%
Medidor o cuenta cruzada	409	277	-132	3,8%	-32,3%
Solidaridad	21	11	-10	0,2%	-47,6%
Condiciones de seguridad o riesgo	3		-3	0,0%	-100,0%
Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario	97	134	37	1,8%	38,1%
TOTAL	10212	7285	-2927	100,0%	-28,7%

Fuente: SUI

Comparando los datos de 2015 con el año inmediatamente anterior, encontramos que hubo una disminución de PQRs en 28.7% representado en 2.927 quejas, adicionalmente, la diferencia más grande en número de quejas de un año a otro corresponde a la causal "Alto consumo" con un decremento de 18.3% y un número de -837. La causal "Solidaridad" se redujo en 47.6% pasando de 21 a 11 casos. La causal con el incremento más alto (38.1%), fue "Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario" donde respecto al año anterior se pasó de 97 a 134, por lo que se recomienda a la empresa revisar dicha situación.

Las quejas por "Condiciones de seguridad o riesgo" se redujeron en un 100%. Las quejas por alto consumo tienen una participación del 51.4% del total de quejas en 2015 representado por 3.741 quejas.

4.8. CONTRATO DE CONDICIONES UNIFORMES

Tabla 4.12. Verificación contenido CCU

	Requerimientos	Disposición Regulatoria	EE PEREIRA S.A. ESP
1	Identidad de la empresa oferente del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
2	Determinación del servicio público que ofrece.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple

	Requerimientos	Disposición Regulatoria	EE PEREIRA S.A. ESP
3	Condiciones que debe reunir el solicitante de un servicio y el inmueble para poder obtener el derecho a recibir el servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
4	Las obligaciones, deberes y derechos, que corresponden a cada una de las partes, los cuales deberán determinarse en forma expresa, clara y concreta.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
5	Exclusividad en la destinación del servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
6	Área geográfica claramente determinada, en la cual la empresa ofrece prestar el servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
7	Obligaciones del usuario en relación con la conexión y la propiedad de ésta.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
8	Niveles de calidad y continuidad con que prestará el servicio a sus suscriptores o usuarios.	Res CREG 108/97, art 7°	No cumple
9	Transcripción del texto de las normas legales que establecen la responsabilidad de la empresa por falla en la prestación del servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
10	Causas por la cuales la empresa o el suscriptor o usuario pueden dar por terminado el contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
11	Derechos de cada una de las partes en caso de incumplimiento de las obligaciones contractuales por parte de la otra. Con tal fin el contrato deberá indicar qué hechos permiten a la empresa imponer sanciones a los usuarios.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
12	Casos y condiciones en los cuales procede la cesión del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
13	Casos en los cuales se requiere el consentimiento de terceras personas a las cuales se preste el servicio en virtud del contrato, cuando este pretenda modificarse, suspenderse o terminarse.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
14	Eventos en los cuales el incumplimiento del contrato da lugar a la suspensión del servicio, y el procedimiento para ello.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
15	Eventos en los cuales el incumplimiento del contrato da lugar a resolver el contrato y al corte del servicio, así como el procedimiento para ello.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
16	Forma, tiempo, sitio y modo en los que la empresa hará conocer la factura de los suscriptores o usuarios y contenido mínimo de estas.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
17	Medidas que faciliten razonablemente a la empresa y al suscriptor o usuario verificar la ejecución o el cumplimiento del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	No cumple
18	Facultades y obligaciones relativas a la instalación, mantenimiento, reposición y control del funcionamiento de los medidores.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
19	Procedimiento para medir el consumo, cuando razonablemente no sea posible hacerlo con instrumentos.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
20	Bienes y servicios que está obligado a pagar el suscriptor o usuario en desarrollo del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
21	Trámite que se dará a los recursos que presente el suscriptor o usuario y funcionario (s) que debe resolverlos.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
22	Garantías que puede otorgar el suscriptor o usuario para respaldar el pago de las facturas, con sujeción a lo previsto en el inciso final del artículo 147 de la Ley 142 de 1994.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
23	Parámetros de desviaciones significativas	Res CREG 108/97, art 37°	Si Cumple
24	Otros cobros. Revisión de instalaciones, transformadores y otros conceptos	Res CREG 108/97, art 27°	Si Cumple
25	Costos de actividades de reconexión, reinstalación y como cuantificarlos	Res CREG 225/97, art 5°	No Cumple

Fuente: Verificación DTGE

Según revisión efectuada sobre el Contrato de Condiciones Uniformes de la Empresa, frente a lo establecido en la Resolución CREG 108 DE 1997, Artículo 7°, la Resolución CREG 225 De 1997, Artículo 5°, en su contenido no se encontró:

- Niveles de calidad y continuidad con que prestará el servicio a sus suscriptores o usuarios. Si bien en el Contrato de Condiciones Uniformes, se hace referencia a la norma inicial de calidad del servicio (Resolución CREG 070 de 1998), vale la pena señalar que la normatividad correspondiente ha sido modificada y/o adicionada, lo cual debe ser objeto de revisión por parte de la Empresa.
- Medidas que faciliten razonablemente a la empresa y al suscriptor o usuario verificar la ejecución o el cumplimiento del contrato.
- Costos de actividades de reconexión y forma de cuantificarlos.

La Empresa no presenta explicación alguna respecto de las medidas que faciliten razonablemente a la empresa y al suscriptor o usuario verificar la ejecución o el cumplimiento del contrato, ni sobre la publicación de los costos de actividades de reconexión y forma de cuantificarlos, por lo cual se ratifican las observaciones de esta Superintendencia, en cuanto a la falta de tal información en el Contrato de Condiciones Uniformes.

4.9. CUMPLIMIENTO DE INFORMACIÓN PUBLICADA EN LA PÁGINA WEB

Tabla 4.13. Verificación cumplimiento información publicada en página web

	Requerimientos	ELECTROHUILA S.A. ESP
1	Resolución CREG 156 de 2011: Artículo 53. Información para los usuarios. Todos los agentes que desarrollen la actividad de Comercialización de energía eléctrica deberán incluir en su página web un enlace en el que únicamente se publique información actualizada sobre el proceso de cambio de comercializador	Cumple
1.1	Un enunciado claro y conciso que informe sobre el derecho que le asiste al Usuario a elegir libremente su comercializador, haciendo hincapié en la diferencia entre la figura del comercializador y la del operador de red	Cumple
1.2	El número de comercializadores que prestan el servicio en cada mercado de comercialización que atiende	Cumple
1.3	El costo unitario de prestación del servicio a Usuarios regulados que ha aplicado en cada mercado de comercialización durante el mes correspondiente y cada uno de los doce (12) meses anteriores.	Cumple
1.4	Información sobre las clases de contrato ofrecidos por la empresa a cada tipo de Usuario.	Cumple
1.5	Información detallada sobre los requisitos y el procedimiento para el cambio de comercializador	Cumple

Fuente: Verificación DTGE

Realizada la verificación, se evidencia que la empresa da cumplimiento a lo estipulado en el Artículo 53 de la Resolución 156 de 2011.

Adicionalmente, se destaca que la Empresa, a través de radicado SSPD 20165290018612, informó a la SSPD, sobre la publicación de la aprobación de las obras civiles, suspensión y reconexión del servicio en las zonas urbana y rural, tarifas por georeferenciación, entre otras.

Por otra parte, haciendo revisión de las validaciones de los subsidios y las contribuciones realizadas por el Ministerio de Minas y Energía - MME, se puede constatar que para la vigencia 2015 la empresa presenta una condición superavitaria de \$200.759,52.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Tabla 5.1. Evaluación de la gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2015	Resultado	Observación
Margen Operacional	13,38%	19,06%	Si cumple
Cobertura de Intereses – Veces	21,80	36	Si cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	45,96	48,97	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	24,93	49,94	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,36	2,18	Si cumple

Fuente: SUI

La empresa no cumple con dos de los referentes establecidos para el mercado (rotación de cuentas por pagar, rotación de cuentas por cobrar), 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.

En promedio la prestador presenta un porcentaje de cargue del 100% es decir que para el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2015, actualmente, no tiene pendiente formatos de información por cargar al sistema.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

En esta sección se tendrá en cuenta dos puntos importantes que están relacionados con calidad y la oportunidad de la información, el primero corresponde a las reversiones solicitadas por el prestador Empresa de Energía de Pereira S.A E.S.P, y el segundo corresponde a los formatos que se encuentran pendientes por cargar al Sistema Único de Información – SUI durante el último año.

En la siguiente tabla se presenta las solicitudes de reversiones del prestador durante el año 2014-2015. Las reversiones son solicitudes de cambio de la información previamente cargada y certificada por el prestador en el Sistema Único de Información - SUI. Cada solicitud de reversión indica que el prestador ha cometido un error en el reporte de información en algún formato, ya sea comercial, técnico o financiero y debe ser modificada para garantizar la calidad y oportunidad de la misma.

Tabla 6.1. Solicitudes de reversión

Id. Solicitud	Fecha de Creación	Estado
1190	04/02/2014	TRAMITADA
1353	03/04/2014	TRAMITADA
1451	07/05/2014	TRAMITADA
3811	13/03/2015	TRAMITADA

Fuente: DBSUI

Como se muestra en la tabla anterior, durante el año 2014 y 2015 se tramitaron y se aprobaron 4 reversiones. El estado en la que se encuentran es “tramitado”, es decir que fueron aprobadas las solicitudes presentadas por el prestador y actualmente se encuentra la nueva información cargada y certificada en el sistema SUI. En la siguiente tabla se detalla los formatos y las fechas de modificación de información.

Tabla 6.2. Formatos y fechas de modificación de información

Tipo Periodo	Estado	Nom. formato	Año	Periodo	Estado
A	Certificado	PLAN CONTABLE	2013	1	EJECUTADA
A	Certificado	PLAN CONTABLE	2013	1	EJECUTADA
A	NO APLICA	VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGIA	2013	1	EJECUTADA
M	Certificado	FORMATO 6	2015	1	EJECUTADA

Fuente: DBSUI

Por otro lado, con respecto a la oportunidad de cargue este tema se evalúa teniendo en cuenta el número de formatos habilitados y el número de formatos certificados por el prestador en cada periodo de cargue de información. Estos indicadores se calculan dependiendo la periodicidad del reporte del formato y se representa de manera porcentual, dando como resultado el número de formatos pendientes y su porcentaje de cargue.

En la siguiente tabla se representa la oportunidad de cargue de información del prestador para cada uno de los tópicos y los formatos habilitados durante el 2015. El porcentaje se presenta de forma mensual, trimestral, semestral y anual dependiendo

del periodo de reporte de cada uno según lo establecido en las resoluciones de cargue de información al SUI.

Tabla 6.3. Oportunidad de cargue de información

Tópico	Formato/Formulario	MENSUAL	SEMESTRAL	ANUAL	TRIMESTRAL
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	450-FORMATO 13	100	NaN	NaN	NaN
	1477-FORMATO 3 - 524 ESSA E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	ENE-C-1004-Comercializadores dentro del Mercado	100	NaN	NaN	NaN
	1385-FORMATO 1 - 2020 DICEL S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	5017-FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO	100	NaN	NaN	NaN
	1451-FORMATO 2 - 617 EMCARTAGO E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	1496-FORMATO 3 - 2103 CODENSA S.A. ESP	100	NaN	NaN	NaN
	452-FORMATO 15	100	NaN	NaN	NaN
	1473-FORMATO 3 - 502 CHEC S.A. E.S.P.	100	NaN	NaN	NaN
	1392-FORMATO 1 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	451-FORMATO 14	NaN	100	NaN	NaN
	458-FORMATO 21	91,6666667	NaN	NaN	NaN
	448-FORMATO 11	100	NaN	NaN	NaN
	1360-FORMATO 1 - 480 ISAGEN	100	NaN	NaN	NaN
	1416-FORMATO 1 - 20437 ENERTOTAL S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	457-FORMATO 20	NaN	NaN	NaN	100
	1415-FORMATO 1 - 20256 E2 ENERGIA EFICIENTE S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	1362-FORMATO 1 - 502 CHEC S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	443-FORMATO 6	100	NaN	NaN	NaN
	1462-FORMATO 2 - 2103 CODENSA S.A. ESP	100	NaN	NaN	NaN
	453-FORMATO 16	NaN	NaN	NaN	100
	1495-FORMATO 3 - 2073 EEP	100	NaN	NaN	NaN
	1485-FORMATO 3 - 617 EMCARTAGO E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	1461-FORMATO 2 - 2073 EEP	100	NaN	NaN	NaN
	1387-FORMATO 1 - 2073 EEP	100	NaN	NaN	NaN
	1371-FORMATO 1 - 597 EMGESA S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	1367-FORMATO 1 - 536 EPSA E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
1393-FORMATO 1 - 2322	100	NaN	NaN	NaN	

Tópico	Formato/Formulario	MENSUAL	SEMESTRAL	ANUAL	TRIMESTRAL
	VATIA				
	1439-FORMATO 2 - 502 CHEC S.A. E.S.P.	100	NaN	NaN	NaN
	1443-FORMATO 2 - 524 ESSA E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	1396-FORMATO 1 - 2438 EMCALI E.I.C.E. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	1368-FORMATO 1 - 564 EE.PP.M. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	1508-FORMATO 1 - 25982 GENERSA SAS ESP.	100	NaN	NaN	NaN
	454-FORMATO 17	NaN	NaN	100	NaN
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	795-COSTOS Y GASTOS ENERGIA	NaN	100	100	NaN
	872-FLUJO DE CAJA PROYECTADO ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	873-CONCEPTOS FLUJO DE CAJA ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	870-CUENTAS POR COBRAR ENERGIA RES 2395	NaN	100	100	NaN
	871-CUENTAS POR PAGAR ENERGIA RES 2395	NaN	100	100	NaN
	875-CONCEPTOS ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	874-ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	876-BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	877-CONCEPTOS BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
AUDITOR	AGR-A-0001-01. Datos Básicos Evaluación Sistema de Control Interno	NaN	NaN	100	NaN
	ENE-A-0017-17. Indicadores y Referentes de la Evaluación de Gestión	NaN	NaN	100	NaN
	ENE-A-0019-19. Concepto AEGR del indicador y referente de la evaluación de gestión	NaN	NaN	100	NaN
	AGR-A-0002-02. Encuesta Evaluación Sistema de Control Interno	NaN	NaN	100	NaN
	ENE-A-0012-12. Concepto Gral Evaluación y Resultados	NaN	NaN	100	NaN
	761-MATRIZ DE RIESGO ENERGIA	NaN	NaN	100	NaN
	ENE-A-0020-20. Concepto del AEGR sobre el indicador de nivel de riesgo	NaN	NaN	100	NaN
	949-ORGANIGRAMA PDF ENERGIA	NaN	NaN	100	NaN

Tópico	Formato/Formulario	MENSUAL	SEMESTRAL	ANUAL	TRIMESTRAL
	951-ANALISIS Y EVALUACION DE PUNTOS ESPECIFICOS PDF ENERGIA	NaN	NaN	100	NaN
	947-NOVEDADADES PDF ENERGIA	NaN	NaN	100	NaN
	952-CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO PDF ENERGIA	NaN	NaN	100	NaN
	ENE-A-0007-07. Concepto General Sobre el Nivel de Riesgo	NaN	NaN	100	NaN
	950-VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGIA	NaN	NaN	100	NaN
	ENE-A-0021-21. Indicadores de Nivel de Riesgo	NaN	NaN	100	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	ENE-T-1003-Formulario 10	100	NaN	NaN	NaN
	465-FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES	NaN	NaN	NaN	100
	456-FORMATO 19	NaN	NaN	NaN	100
	441-FORMATO 4	100	NaN	NaN	NaN
	442-FORMATO 5	100	NaN	NaN	NaN
	ENE-T-1001-Formulario 7	NaN	NaN	NaN	100
	460-FORMATO 23	NaN	NaN	100	NaN
	ENE-T-1002-Formulario 9	NaN	NaN	NaN	100
	463-FORMATO 25	NaN	100	NaN	NaN
	455-FORMATO 18	NaN	NaN	100	NaN
	445-FORMATO 8	NaN	NaN	NaN	100
	461-FORMATO 24	NaN	NaN	100	NaN
	459-FORMATO 22	NaN	NaN	100	NaN

Fuente: DBSUI

En promedio el prestador presenta un porcentaje de cargue del 100% es decir que para el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2015, actualmente, no tiene pendiente formatos de información por cargar al sistema.

Sin embargo, la superintendencia realiza el seguimiento del cargue de información a través de varias herramientas de consulta y estadística para dar cumplimiento y mejorar la oportunidad del cargue de información del prestador. Así mismo, realiza la evaluación de la información cargada por el prestador para identificar tanto la coherencia como la calidad de la misma con el fin de mejorar los procesos de vigilancia que se realizan a través del reporte de información del prestador

7. ACCIONES DE LA SSPD

A continuación se muestra la información suministrada por la Dirección de Investigación de Energía y Gas Combustible:

Tabla 7.1. Acciones de la SSPD frente a la empresa

Nro Expediente	Número de Resolución	Nit. Empresa	Nombre de la Empresa	Tipo de Sanción	Valor Final	Motivos	Firmeza
2013240350600001E	20142400005505	8160020199	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	MULTA	\$156.464.000	POR OTRAS VIOLACIONES AL REGIMEN REGULATORIO	28/05/2015

Fuente: Dirección de Investigaciones de Energía y Gas Combustible

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Financieras

- Según la Auditoria de Gestión y Resultados con respecto a su análisis de causal de disolución define: “ Con base en los resultados obtenidos por la compañía al cierre del año 2015 según la información registrada en los Estados Financieros, así como las evidencias obtenidas por la AEGR dentro del proceso de auditoria en las diferentes áreas de la organización, la Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP, no evidencia que hagan presumir o evidenciar que se pueda encontrar incurso en causal de disolución o liquidación de acuerdo con las disposiciones normativas vigentes.”
- La compañía reflejo una disminución en su margen operacional por el impacto que género el pago del acuerdo con la DIAN, con respecto a la renta de 2010,2011: Es importante señalar que el margen bruto y el ebitda se aumentaron por la disminución de costos y el crecimiento de ingresos..

Comerciales

- Se debe revisar el CCU e incluir la información que no se pudo identificar en la verificación realizada.
- Respecto a la revisión de la factura, se observa que no se ha incluido información sobre el Operador de Red que atiende el servicio, ni los datos sobre calidad del servicio, conforme a lo dispuesto en el Inciso 5, Numeral 6.1., de la Resolución CREG 070 de 1998, así como Numeral 11.2.7.2., de la Resolución CREG 097 DE 2008.

Tarifarias

- Durante el 2015, las tarifas presentaron un comportamiento con tendencia a la alza, el costo unitario de prestación promedio fue de \$410.64 /kWh y \$385.47 /kWh para los mercados de Pereira y Caldas respectivamente.
- En términos generales, la mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía G y los cargos de distribución D, sin embargo, dado que el componente de comercialización CV y las perdidas PR son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen el transporte TM, Distribución y las Restricciones RM.
- Con respecto a los subsidios y contribuciones en el 2015 se presentó un déficit de \$2.614 millones.

Proyectó: Felliny Salamanca Arias – Profesional Especializado DTGE
Rodrigo Arturo Marín – Profesional DTGE
Paola Peñaranda – Profesional DTGE
Fabio Alberto Aldana – Profesional DTGE
Héctor Leonardo Garzón – Profesional SDEGC

Revisó: Luis Carlos Rodríguez Bello – Director Técnico de Gestión de Energía
Laura Camacho Rosso – Contratista SDEGC
Francisco Toro Zea – Contratista SDEGC

Aprobó: José Fernando Plata Puyana – Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible.