

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP.**



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTION DE ENERGIA
Bogotá, Septiembre de 2014**

COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP

ANÁLISIS AÑO 2013

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP, **CEO S.A.S. ESP**, se constituyó en el año 2010 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 \$ 65.000 millones, tiene su sede principal en la ciudad de Popayán. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día Julio 26 de 2014.

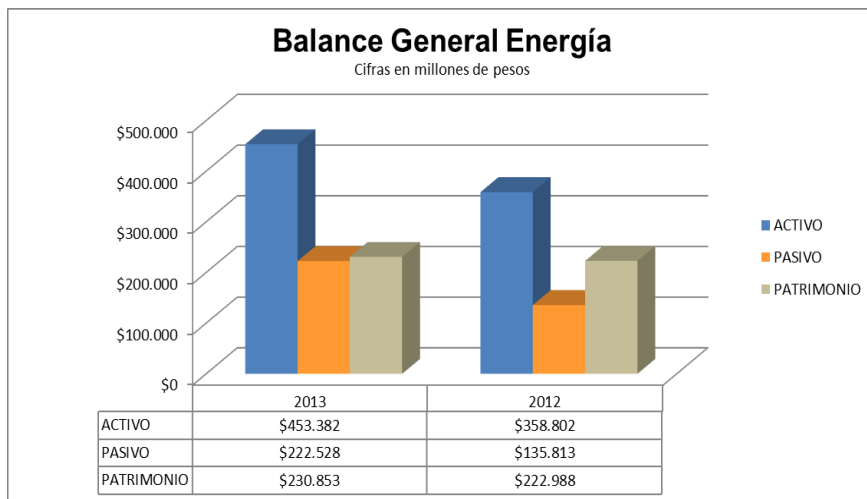
Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Simple
Razón social	Compañía Energética de Occidente S.A.S. ESP.
Sigla	Compañía Energética de Occidente S.A.S. ESP.
Nombre del gerente	Luis Freyder Posso Buritica
Actividad desarrollada	Comercialización y Distribución
Año de entrada en operación	2010
Mercado que atiende	Departamento del Cauca en 38 municipios, en Pereira y en el departamento del valle del cauca en los municipios de Cali y Palmira

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Balance General



Fuente: SUI

BALANCE GENERAL	2013	2012	Var
Activo	\$453.381.647.039	\$358.801.625.055	26,36%
Activo Corriente	\$174.866.686.856	\$147.436.318.818	18,60%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$3.573.825.210	\$3.601.510.970	-0,77%
Inversiones	\$4.053.781.476	\$35.059.785.772	-88,44%
Pasivo	\$222.528.152.625	\$135.813.304.210	63,85%
Pasivo Corriente	\$221.371.618.302	\$114.631.874.867	93,12%
Obligaciones Financieras	\$98.972.834.879	\$48.152.776.161	105,54%
Patrimonio	\$230.853.494.414	\$222.988.320.845	3,53%
Capital Suscrito y Pagado	\$65.000.000.000	\$65.000.000.000	

Fuente: SUI cifras en Pesos

En el año 2013, los activos de la Empresa ascendieron a \$453.381 millones, presentando un incremento de 26,36% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Inversiones: Esta cuenta pasó de \$35.060 millones en diciembre 2012 a \$4.054 millones a diciembre de 2013, como consecuencia del menor valor de Derechos en fondos de valores y fiducias de inversión por \$4.710 millones.

Con relación a las inversiones la empresa comenta que estas corresponden a:

“Infraestructura En Cumplimiento al Contrato de Gestión con la empresa CEDELCA ESP”

Deudores: A diciembre de 2013 esta cuenta se posiciono en \$111.657 millones incrementando en \$20.304 millones en comparación con el mismo periodo de la vigencia anterior. De este rubro, el 75,06% corresponde a cuentas por cobrar de la prestación del servicio público de energía, ya descontada la provisión y el 23,43% corresponde a anticipos entregados (Anticipo para adquisición de bienes y servicios, Anticipos sobre convenios y acuerdos).

Propiedad Planta y equipo: Con una participación a diciembre de 2013 del 0,79% se posiciona en \$3.754 millones, presentando un descenso del 0,77% con relación al año anterior, el detalle de la información se encuentra en la siguiente tabla:

CUENTA	COSTO HISTORICO	DEPRECIACIÓN	VALOR CUENTA 16 PROP, PLANTA Y EQUIPO	VALORIZACIONES	VALOR EN LIBROS
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO EN TRÁNSITO	\$ 1.102.725.000		\$ 1.102.725.000		\$ 1.102.725.000
BIENES MUEBLES EN BODEGA	\$ 132.531.707		\$ 132.531.707		\$ 132.531.707
PLANTAS, DUCTOS Y TÚNELES	\$ 14.140.000	-\$ 1.547.553	\$ 12.592.447	\$ 0	\$ 12.592.447
REDES, LÍNEAS Y CABLES	\$ 90.982.121	-\$ 8.563.872	\$ 82.418.249	\$ 0	\$ 82.418.249
MAQUINARIA Y EQUIPO	\$ 361.715.932	-\$ 63.300.282	\$ 298.415.650	\$ 0	\$ 298.415.650
MUEBLES, ENSERES Y EQUIPOS DE OFICINA	\$ 546.103.244	-\$ 243.114.480	\$ 302.988.764		\$ 302.988.764
EQUIPOS DE COMUNICACIÓN Y COMPUTACIÓN	\$ 2.106.711.014	-\$ 668.114.199	\$ 1.438.596.815	\$ 0	\$ 1.438.596.815
EQUIPO DE TRANSPORTE, TRACCIÓN Y ELEVACIÓN	\$ 384.821.093	-\$ 181.264.515	\$ 203.556.578	\$ 75.678.179	\$ 279.234.757
EQUIPOS DE COMEDOR, COCINA, DESPENSA	\$ 364.572	-\$ 364.572	\$ 0		\$ 0
TOTALES	\$ 4.740.094.683	-\$ 1.166.269.473	\$ 3.573.825.210	\$ 75.678.179	\$ 3.649.503.389

Fuente: SUI cifras en millones de pesos

Otros activos: corresponde al rubro más representativo dentro del activo con una participación del 60,61%, compuesta por: i) gastos pagados por anticipado \$1.763 millones ii) cargos diferidos \$31.514 millones iii) Obras y mejoras en propiedad ajena \$179.629 millones, iv) Bienes adquiridos en leasing financiero \$247 millones v) intangibles \$61.571 millones y valorizaciones \$76 millones.

Con relación al Pasivo a diciembre 31 de 2013, se ubica en \$222.528 millones, presentando un crecimiento de 63,85% equivalente a \$86.715 millones con relación al mismo periodo del año anterior, la composición del pasivo se encuentra de la siguiente manera: i) obligaciones financieras \$98.973 millones, ii) cuentas por pagar \$113.066 millones, iii) obligaciones laborales \$893 millones, iv) otros pasivos \$9.596 millones.

Del pasivo, resaltan los valores por obligaciones financieras y cuentas por pagar, con participaciones porcentuales del 51% y 44% respectivamente.

La prestadora mantiene créditos con las siguientes entidades financieras "(Banco de Bogotá, Davivienda, Sudameris, BBVA y Bancolombia, adicional Contratos de Leasing Con Leasing de Occidente) Fuente *Compañía Energética de Occidente*.

Dentro de las cuentas por pagar, son los depósitos recibidos para terceros y los bienes y servicios los que representan el valor más significativo de este rubro con el 51% y el 28%.

A diciembre de 2013 El patrimonio presentó un ascenso de \$7.865 millones con respecto a diciembre de 2012, posicionándose en \$230.853 millones, este aumento esta principalmente evidenciado por causación de reservas ocasionales.

2.2. Estado de Resultados



Fuente: SUI

ESTADO DE RESULTADOS	2013	2012	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$266.476.429.505	\$252.162.895.316	5,68%
COSTOS OPERACIONALES	\$184.423.685.907	\$177.832.250.740	3,71%
GASTOS OPERACIONALES	\$58.707.033.760	\$53.922.122.031	8,87%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$23.345.709.838	\$20.408.522.545	14,39%
OTROS INGRESOS	\$10.565.049.846	\$13.325.590.610	-20,72%
OTROS GASTOS	\$4.762.264.668	\$1.359.435.610	250,31%
GASTO DE INTERESES	\$47.133.619	\$52.904.327	-10,91%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$29.148.495.016	\$32.374.677.545	-9,97%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución, estos para diciembre de 2013 fueron de \$266.476 millones, presentando un aumento del 5,68% con respecto a diciembre de 2012, corresponden \$71.548 millones al negocio de distribución y \$192.906 millones y el negocio de comercialización.

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 69,2% de los Ingresos Operacionales de diciembre de 2013, aumentándose en 3,71% con respecto al año 2012, en efecto, pasaron de \$177.832 millones en el 2012 a \$184.423 millones en 2013, de estos costos operacionales sobresalen los costos de bienes y servicios, cuyo monto fue de \$118.952 millones, que a su vez equivalente al 64%, del total de los costos operacionales. En relación con estos bienes y servicios las compras de energía en bloque y/o a largo plazo y las compras en bolsa y/o corto plazo se ubican en \$90.860 millones.

Los gastos a diciembre de 2013 crecieron 14,81%, pasando de \$55.282 millones a \$63.469 millones, siendo su composición la siguiente: (i) Gastos administrativos 32%; (ii) Provisiones, depreciaciones y amortizaciones 61% y (iii) Otros gastos 8%. Los gastos de administración aumentaron \$377 millones, ubicándose en \$20.150 millones a diciembre de 2013, de los cuales \$4.905 millones corresponden a gastos de personal, \$9.013 millones gastos generales y \$6.231 millones a erogaciones por impuestos, contribuciones y tasas.

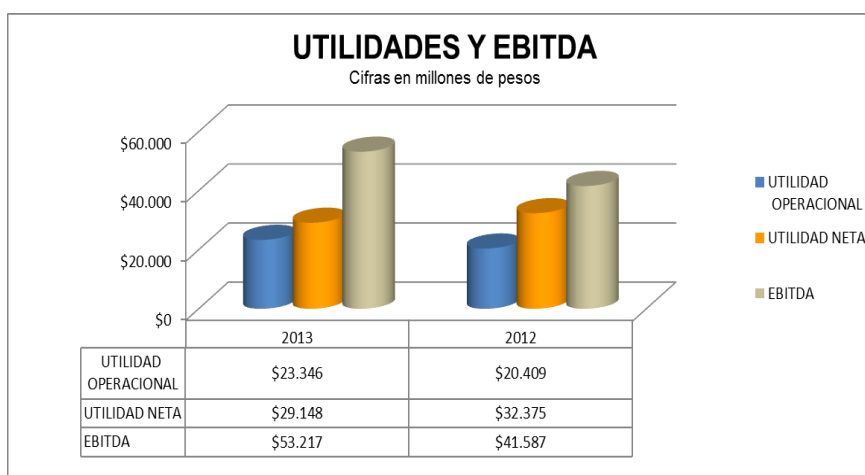
La planta de personal se encuentra compuesta por 304 empleados: compuesto por 268 con contratación Directa, 23 Temporales y 13 aprendices

Las cuentas de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2013 aumentaron \$4.407 millones, este rubro evidencia comportamientos de la siguiente manera: provisiones para deudores \$14.345 millones, provisión para protección de inventarios \$210 millones, provisión para obligaciones fiscales \$19.882 millones, depreciación propiedad planta y equipo \$389 millones, depreciación de bienes adquiridos en leasing \$13 millones, amortización de propiedades planta y equipo \$22 millones y amortización de bienes intangibles \$3.696 millones.

Los otros ingresos para la vigencia 2013 suman \$10.565 millones, desmejorando en \$2.761 millones la cifra de la vigencia 2012, están compuestos principalmente por: \$152 millones financieros, \$10.158 millones extraordinarios, dentro de los ingresos extraordinarios se destacan \$3.020 millones de indemnizaciones compañías de seguros, \$2.945 honorarios y \$2.846 millones de recuperaciones.

Los gastos no operacionales ascienden a \$4.762 millones, siendo los más importantes el ajuste de ejercicios anteriores con el 66%, dentro de estas erogaciones con \$2.917 millones, los ajustes a gastos generales son los que tiene una mayor participación.

2.3. Utilidades y Ebitda



CEO S.A.S. ESP, a diciembre de 2013 presenta en su operación, un Ebitda de \$53.217 millones, mejorando con respecto al año anterior \$11.630 millones, este comportamiento obedece a un mayor crecimiento de los ingresos, respecto a los costos operacionales; con relación a la utilidad neta del año 2013, asciende a \$29.148

millones, decreciendo el resultado de 2012 en \$3.226 millones, este menor valor presentado, se produce por un descenso de los otros ingresos y mayor valor de los otros gastos,

2.4. Indicadores

INDICADORES	2013	2012
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	0,79	1,29
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	149	138
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	63	50
Activo Corriente Sobre Activo Total	38,57%	41,09%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	49%	38%
Patrimonio Sobre Activo	51%	62%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	99%	84%
Cobertura de Intereses – Veces	1129,07	786,09
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	\$53.217.014.974	\$41.587.330.309
Margen Operacional	20%	16%
Rentabilidad de Activos	12%	12%
Rentabilidad de Patrimonio	14%	12%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2013 es de 0,79 veces, indicador que presenta un decrecimiento de 0,5 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, indicando que la empresa no tiene los recursos suficientes en su activo corriente para cubrir las deudas de pasivo corriente

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó un crecimiento de 11 días pasando de 138 días en 2012 a 149 días en 2013; la empresa tarda 63 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando en 13 días con respecto a 2012.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2013 es de 49%, evidenciando un aumento del 11% con respecto a 2012, cuyo porcentaje era del 38%; el Pasivo corriente representa el 99,5% del total de los Pasivos, por lo que el 0,5% restante pertenece a Pasivos de largo plazo que en mayor porcentaje corresponden al impuesto del patrimonio.

Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2013 fue de 20%, incrementándose en 4% con base al año anterior; La rentabilidades de los activos y patrimonio se posicionaron en 12% y 14% respectivamente al final del ejercicio del año 2013

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

3.1 Descripción de la Infraestructura

Según el contenido de los formatos 4 y 5 de la resolución compilatoria SSPD 20102400008055 de 2010 en Sistema Único de Información – SUI, se realizó un análisis de la información reportada por la empresa con respecto a la infraestructura donde se presenta la evolución de sus activos correspondientes a transformadores, circuitos y subestaciones. Adicionalmente se muestra las características de la cuenta activos, tales como, suma total de la demanda de los transformadores, suma total de la capacidad instalada de los transformadores, suma total de la longitud de la red para los circuitos, entre otros.

Tabla 3.1.1 Evolución Infraestructura Transformadores CEO

NUMERO DE TRAFOS	NUMERO DE CIRCUITOS	SUMA CAPACIDAD DE TRAFOS	SUMA USUARIOS CONECTADOS	DEMANDA MESUAL	AÑO
13198	129	429347,5	285949	29974043	2011
15323	134	496495	292342	31752145	2012
16761	146	505496	306482	37678040	2013

Fuente: SUI

Con respecto a la tabla anterior se observa que para diciembre de 2013 CEO S.A.S. ESP, tiene reportados 16761 transformadores en todo su mercado con 146 circuitos reportados y 306,482 usuarios conectados a los transformadores. Adicionalmente se presenta la suma de la capacidad de los transformadores la cual corresponde a 505496 KVA y una demanda mensual de 37 GWh aproximadamente.

Según el último reporte de alimentadores en el SUI, la empresa CEO S.A.S. ESP cuenta con 37 subestaciones instaladas y una longitud de la red correspondiente a la longitud de los circuitos o línea principal más ramales de 2700,487 Km de red; este valor corresponde a la suma total de la longitud de red reportada en el SUI.

Según el reporte del AEGR, para el año 2013, la compañía contó con 35 subestaciones debido a que las subestaciones Mondongo y Catibía se encuentran fuera de servicio. La subestación Mondongo se encuentra inactiva hasta la fecha por que fue víctima de un atentado terrorista.

En cuanto a los circuitos, el sistema de distribución eléctrico para el año 2013 continúa con el mismo número de circuitos relacionados en el año 2012 para los diferentes niveles de tensión (nivel 2, 3 y 4); sin embargo, se observa que periódicamente es actualizada la longitud de red (km red) operada por la compañía, por temas como proyectos de expansión, remodelaciones, proyectos que impliquen montajes de red, entre otros; identificando a diciembre de 2013 lo siguiente:

- 12 líneas con nivel de tensión de 115 kV, por la entrada en operación en el año 2012, de la subestación Jamundí, (Propiedad de EPSA ESP) que generó la conformación de dos nuevos circuitos de 115 kV (Pance - Jamundí y Jamundí - Santander). De igual manera dentro del STR operado por la compañía, se encuentra la línea Florida II - Popayán a 115 kV, (longitud incluida en el

catastro de activos) que actualmente es operada por UTEN - VATIA y se considera un activo de generación.

- 45 líneas a 34,5 kV y con 123 alimentadores a 13,2 kV. En la siguiente tabla se relaciona el número de circuitos.

3.2 Continuidad

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

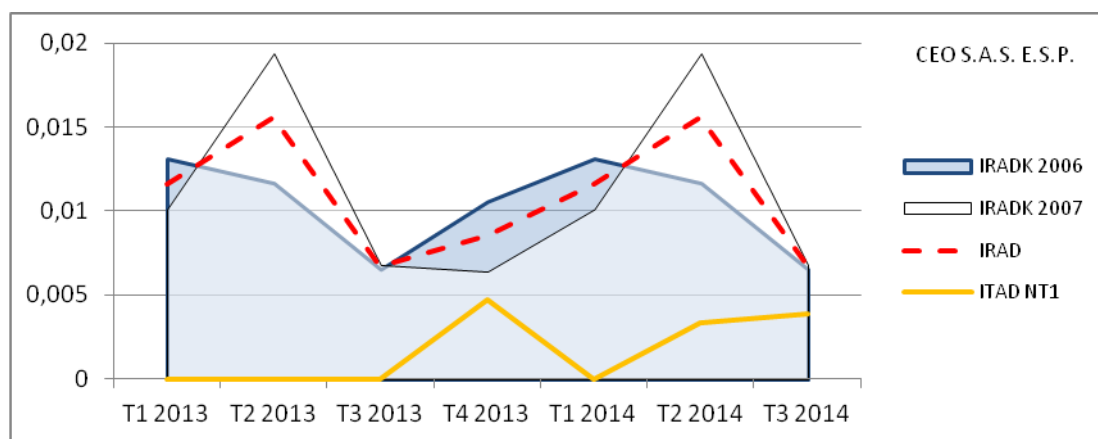
Con relación a lo anterior, se encontró que la empresa ya ingresó a este nuevo esquema. En la resolución 028 de 2011 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, se establecen los índices de Referencia de la Discontinuidad de CEO S.A.S. ESP. No obstante lo anterior y mediante radicado SSPD 20135290506082, la CREG informa a la SSPD el inicio de la aplicación del nuevo Esquema de Calidad para esta ESP, se debe dar a partir del 01 de octubre de 2013, motivo por el cual, se encuentra información a partir de esta fecha, es decir, el último trimestre de 2013.

Dentro de la base de datos del SUI, no se registra que la empresa aportara información de este índice para el primer trimestre de 2014 así como para la variación trimestral de la calidad, se evidencian datos únicamente a partir del mes de febrero de 2014.

Las gráficas 3.2.1 y 3.2.2 son creadas con base en el índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD) y el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Estos índices permiten analizar el comportamiento de la calidad del servicio de la empresa prestadora. Cuando el ITAD se encuentra por debajo del índice IRAD, se deduce que la empresa ha tenido una buena calidad del servicio; cuando los límites del IRAD son superados, se entiende que la calidad del servicio de la empresa ha disminuido considerablemente. Los índices IRADK 2006 Y 2007 establecen una banda de indiferencia dentro de la cual debe estar siempre el ITAD para cumplir con una buena calidad del servicio.

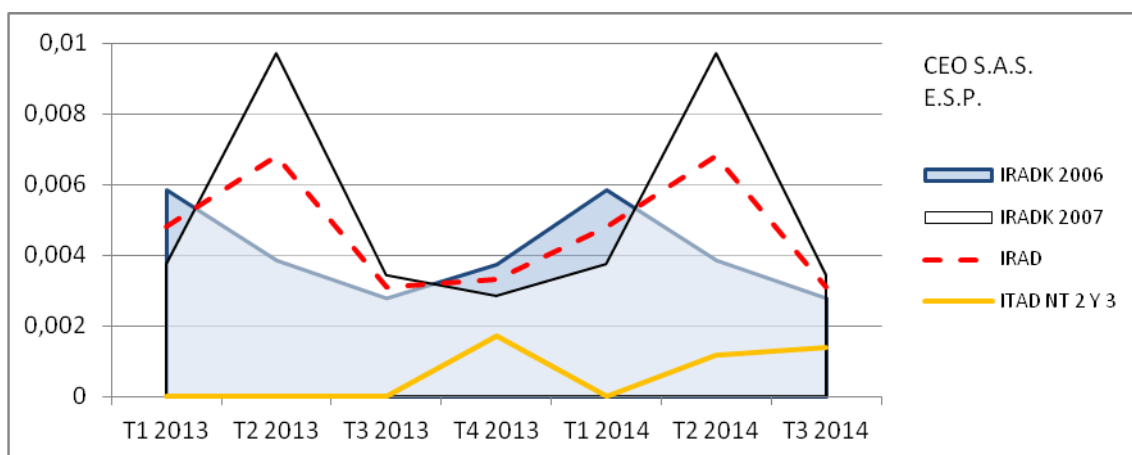
Para los niveles de tensión 1, 2 y 3 se puede observar que durante último trimestre del año 2013 y lo que lleva corrido del 2014, el ITAD se mantuvo por debajo de la línea del IRAD.

Gráfica 3.2.1 Análisis ITAD para Nivel de Tensión 1



Fuente: SUI – DTGE

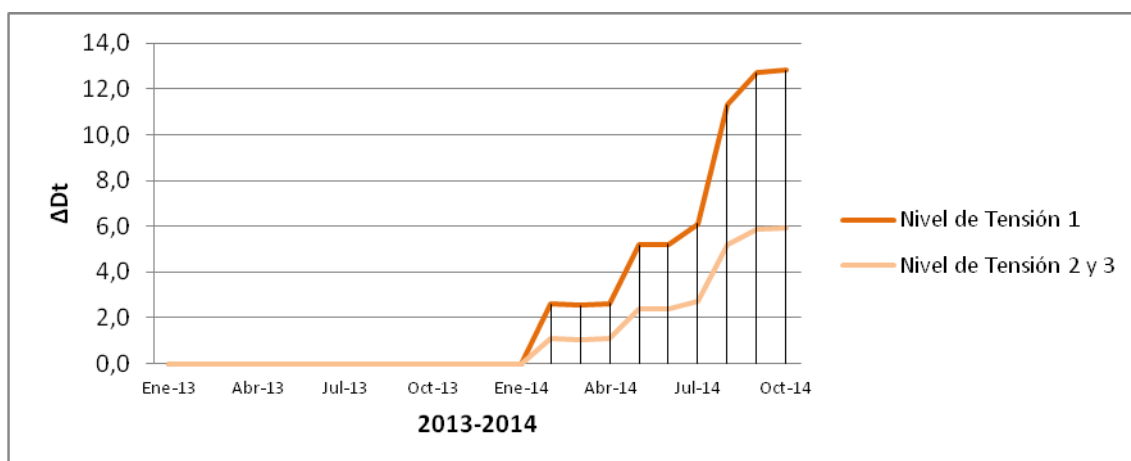
Gráfica 3.2.2 Análisis ITAD para Niveles de tensión 2 y 3



Fuente: SUI – DTGE

Por otra parte, en la siguiente gráfica se presenta la Variación Trimestral de la Calidad ΔDt , definida en la Resolución CREG 097 de 2008, aplicada a través del costo unitario de prestación del servicio a los usuarios finales atendidos por la empresa.

Gráfica 3.2.3 Variación Trimestral de la Calidad



Fuente: SUI – DTGE

Como conclusión general, se evidencia que CEO S.A.S. ESP ha tenido un buen comportamiento de acuerdo a lo establecido en la regulación, toda vez que para el año 2013 y lo corrido de 2014, cumplió con el indicador ITAD en los niveles 1, 2 y 3 y con el indicador ΔDt .

3.3 Calidad de la potencia, CPE

Según el contenido de los formatos 4 y 5 de la resolución compilatoria SSPD 20102400008055 de 2010 en Sistema Único de Información – SUI, se realizó un análisis de la información reportada por la empresa con respecto a la infraestructura donde se presenta la evolución de sus activos correspondientes a transformadores, circuitos y subestaciones. Adicionalmente se muestra las características de la cuenta activos, tales como, suma total de la demanda de los transformadores, suma total de la capacidad instalada de los transformadores, suma total de la longitud de la red para los circuitos, entre otros.

Por otro lado, en cuanto a la supervisión de activos en tiempo real, XM informó a esta Superintendencia mediante comunicación oficial con radicado SSPD 20135290623032 de noviembre 29 de 2013, que para noviembre del año de 2013 CEO S.A.S. ESP, solo cuenta con un 47,4% de la supervisión de flujos de potencia activa y reactiva a través de las bahías de línea y transformación de nivel de tensión 4, bahías de conexión al STN por el lado de baja tensión, y en el lado de alta tensión, aquellas pertenecientes a subestaciones con configuración diferente a interruptor y medio. Este porcentaje deberá mejorar para el año 2014.

Es importante aclarar que el porcentaje expuesto se calcula a partir de las bahías de líneas y transformación de nivel de tensión 4 y bahías de transformación de activos de conexión al STN que sean remuneradas comercialmente como activos del STR.

Así mismo, el AEGR basa su análisis de este tema en exponer que CEO S.A.S. ESP presenta en su informe del año 2013, un balance del estado actual de implementación de equipos de monitoreo y evaluación de calidad de la potencia eléctrica, informando

que la compañía tiene implementado en cada una de las 81 subestaciones, equipos de medida ION7 6509 de Schneider Electric, a través de los cuales puede medir y registrar, en los barrajes, los parámetros eléctricos correspondientes a cada nivel de tensión; todo esto complementado con un software de gestión de energía ION Enterprise y Prime Read que permite generar reportes de los medidores y presentar los informes requeridos regulatoriamente.

Dentro de los puntos que se referencia con problemas en CPE, se encuentran:

- **Agua Azul Villarrica:** Supera el límite recomendado para la distorsión armónica Individual en tensión (3%) solo en el armónico 5.
- **T16218 vereda Galindez Circuito Leiva:** Supera el límite recomendado para distorsión armónica total en tensión (5%). De igual forma, Supera el límite recomendado para la distorsión armónica individual en tensión (3%) solo en los armónicos 5 y 7.
- **Palomocho Piedra Sentanda:** Supera el límite recomendado para el desequilibrio entre corrientes (20%).
- **T16452 Circuito Lomitas Balboa:** Supera el límite recomendado para el desequilibrio entre corrientes (20%). Teniendo en cuenta que el transformador se encuentra operando por debajo de su potencia nominal y cuenta con una reserva del 49.77%.

Algunos de ellos caracterizados por estar en zonas de difícil acceso por cuestiones de orden público.

Así mismo, informa que se encuentra realizando una serie de pruebas sobre varios de los equipos ION 650 instalados, para hacer lógica de interruptor (243 puntos aproximadamente), toda vez que se han presentado errores en algunos de ellos, lo cual no ha permitido la correcta operatividad de la totalidad de los que se encuentran monitoreados.

3.4 Inversión

3.4.1 Ejecución de los Proyectos de Inversión

Para el año 2013 el prestador reporto al Sistema Único de Información – SUI un total de 38 proyectos de inversión de los cuales hay 19 proyectos a mediano plazo (Menores a un año) y 19 proyectos a largo plazo (Mayores a un año), como se relacionan a continuación:

Tabla 3.4.1.1 Proyectos de Inversión

No.	DESCRIPCION DEL PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACION	ESTADO	VALOR DEL PROYECTO (millones)	PORCENTAJE DE AVANCE	OBSERVACIONES
1	Reposicion Transformadores de Distribucion	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 3.232,18	100,00%	En el año 2013 se repusieron 646 transformadores nuevos para el año 2014 se tiene presupuestado reponer 700 transformadores nuevos son proyectos continuos que tienen un inicio y un fin dentro del mismo año
2	Proteccion transformadores de distribucion	03/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 172,36	100,00%	sin observacion
3	Repotenciacion Transformadores de Distribucion	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 662,55	100,00%	En el año 2013 se repusieron 520 transformadores Reparados para el año 2014 se tiene presupuestado reponer 395 transformadores reparados son proyectos continuos que tienen un inicio y un fin dentro del mismo año
4	Arquitectura de Red Zona Norte 34 5 kV	01/08/12	31/12/13	En Ejecución	\$ 520,36	40,00%	Este proyecto inicio desde el 2011 y tiene fecha de finalizacion en el 2015 sin embargo lo facturado corresponde a lo incurrido en el 2013
5	Diseño de la arquitectura de red de la zona Norte	01/08/12	31/12/13	En Ejecución	\$ 155,90	100,00%	Este proyecto inicio desde el 2011 y tiene fecha de finalizacion en el 2015 sin embargo lo facturado corresponde a lo incurrido en el 2013
6	Gestion Ambiental Integral de PCB s	01/08/13	31/12/13	En Ejecución	\$ 73,23	10,00%	Este proyecto inicio en el año 2013 y tiene fecha de finalizacion en el 2025 lo facturado corresponde al año 2013
7	Racionalizacion de estructura de red	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 3.038,65	100,00%	Este proyecto debe continuarse en el año 2014 donde se tiene presupuestado ejecutar el 64 por ciento de el cambio en infraestructura identificada como fatigada son proyectos continuos que tienen un inicio y un fin dentro del mismo año
8	Remodelacion Tren Celdas 13 2 kV SE Santander	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 25,64	100,00%	CORERSONDE A INTERES BANCARIOS DEL PROYECTO EJECUTADO EN EL 2012
9	Remodelacion Tren Celdas 34 5 kV SE Santander	01/01/13	03/03/14	En Ejecución	\$ 1.484,71	88,00%	Este proyecto inicio en el 2012 pero su finalizacion es en el 2014 lo facturado corresponde a lo ejecutado en el 2013
10	Bahias 34 5 kV Japio	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 66,57	100,00%	Este proyecto inicio en el 2011 con fecha de finalizacion en el 2013 lo incurrido fue lo que se ejecuto en el 2013
11	Reposicion de equipos para subestaciones Tipos TCS reserva	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 913,28	100,00%	Son proyectos continuos que tienen un inicio y un fin dentro del mismo año
12	Compra Trafos 4 y 12 MVA y Montaje	01/06/11	31/12/12	Finalizado	\$ 32,11	100,00%	Capitalizacion de un proyecto del 2012
13	Interventoria operativa a todos los procesos de las gerencias operativas de la compania	01/04/13	01/04/14	En Ejecución	\$ 501,69	80,00%	sin observacion
14	Remodelacion lineas 115 kV Estabilizacion de dos lineas Santander San Bernardino 1 y 2	01/01/13	30/03/14	En Ejecución	\$ 762,46	90,00%	Este proyecto es continuo cada año sin embargo lo facturado corresponde a lo causado en el 2013
15	Remodelacion lineas 34 5 kV	01/02/13	30/12/13	Finalizado	\$ 2.072,75	100,00%	sin observacion
16	Arquitectura Popayan	01/01/12	30/03/14	En Ejecución	\$ 92,37	99,00%	Este proyecto se inicio en el 2011 y finaliza en el 2013 el valor reportado corresponde a lo incurrido en el 2013
17	Arquitectura Santander	01/08/13	30/07/14	En Ejecución	\$ 751,09	75,00%	Este proyecto esta programado finalizar en el 2014 lo reportado corresponde a lo incurrido en el 2013
18	Adecuacion Ctos Top 20 6 Circuitos	10/09/10	31/12/35	En Ejecución	\$ 873,65	50,00%	Se relaciona el municipio con mayor inversion
19	Adecuaciones Civiles Subestaciones 115kV	01/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 481,14	100,00%	Corresponde a lo incurrido en el 2013 y al municipio de mayor inversion
20	Modernizacion SE Principal	01/10/11	20/03/14	En Ejecución	\$ 1.454,00	90,00%	el proyecto inicio en el 2011 con finalizacion en el 2014 lo incurrido corresponde al 2013
21	Transformador de Reserva 90MVA SE Paez 230 115 kV	01/11/12	01/10/13	En Ejecución	\$ 2.510,34	80,00%	el proyecto inicio en el 2011 con finalizacion en el 2014 lo incurrido corresponde al 2013
22	Modernizacion SE Norte	10/11/11	01/12/13	En Ejecución	\$ 1.004,62	86,00%	el proyecto inicio en el 2011 con finalizacion en el 2014 lo incurrido corresponde al 2013
23	Modernizacion SE Centro	10/11/11	01/12/13	En Ejecución	\$ 836,51	95,00%	el proyecto inicio en el 2011 con finalizacion en el 2014 lo incurrido corresponde al 2013

No.	DESCRIPCION DEL PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACION	ESTADO	VALOR DEL PROYECTO (millones)	PORCENTAJE DE AVANCE	OBSERVACIONES
24	Modernizacion SE Timbio	10/11/11	30/11/13	Finalizado	\$ 869,00	100,00%	el proyecto inicio en el 2011 con finalizacion en el 2014 lo incurrido corresponde al 2013
25	Construccion de una bahia 34 5 kV llave en mano en la subestacion Cabana	01/09/13	31/12/13	Finalizado	\$ 237,19	100,00%	sin observacion
26	Modernizacion de la subestacion Cabana	31/12/13	31/12/14	En Ejecución	\$ 1.041,50	20,00%	EL VALOR FACTURADO CORRESPONDE A LO EJECUTADO EN EL 2013
27	Red Segura	01/01/11	31/12/35	En Ejecución	\$ 7.082,43	53,00%	Proyecto continuo - el valor que se reporta como ejecutado corresponde a 2013
28	Instalacion y Mantenimiento de Macromedidores	01/01/11	31/12/35	En Ejecución	\$ 2.074,79	40,00%	Proyecto continuo - el valor que se reporta como ejecutado corresponde a 2013
29	Tecnificacion de procesos	01/01/11	31/12/35	En Ejecución	\$ 1.798,61	38,00%	Proyecto continuo - el valor que se reporta como ejecutado corresponde a 2013
30	Smart Grids	01/08/12	31/12/35	En Ejecución	\$ 3.247,68	35,00%	Proyecto continuo - el valor que se reporta como ejecutado corresponde a 2013
31	Modernizacion Laboratorio Medidores	01/01/12	31/12/35	En Ejecución	\$ 644,21	65,00%	Proyecto continuo - el valor que se reporta como ejecutado corresponde a 2013
32	Implementacion Zonas Especiales	01/04/12	31/12/35	En Ejecución	\$ 611,92	91,00%	Proyecto continuo - el valor que se reporta como ejecutado corresponde a 2013
33	RCM	23/01/13	31/12/13	En Ejecución	\$ 4,34	81,00%	Este proyecto continua en el año 2014 hasta tener el plan de mantenimiento de los activos de la compania bajo la metodologia RCM2
34	Adecuaciones por solicitudes comunidad	02/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 573,47	100,00%	Adecuaciones por solicitudes comunidad son proyectos continuos que tienen un inicio y un fin dentro del mismo año
35	Compra de activos	02/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 26,71	100,00%	Compra de activos Proyectos que se ejecutan anual tienen inicio y final el mismo año
36	Conexion proyectos 112 5 kVa	02/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 188,37	100,00%	Proyectos que se ejecutan anual tienen inicio y final el mismo año
37	Reles CD S e Implementacion Coordinacion de Protecciones	02/01/13	31/12/13	En Ejecución	\$ 80,13	7,92%	Este proyecto continua en el 2014
38	Ensayos y Pruebas	05/01/13	31/12/13	Finalizado	\$ 295,22	100,00%	Este proyecto continua en el 2014 con la realizacion de Pruebas fisicoquimicas a los transformadores de potencia con el fin de seguir monitoreando el comportamiento del aceite en los mismos y asi tomar medidas preventivas o correctivas son proyectos continuos que tienen un inicio y un fin dentro del mismo año
TOTAL					\$ 40.493,72	79,31%	

Fuente: SUI

Mencionados proyectos, la empresa los viene desarrollando para mejorar la prestación del servicio de sus usuarios en lo que tiene que ver con mejorar la calidad de la potencia suministrada, la frecuencia de las interrupciones, la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico operado por la empresa, de donde se destacan los proyectos de arquitectura de red, de mantenimiento RCM y de SMART GRID. El valor total de inversiones fue de \$ 40.493.761.435.

De los anteriores trabajos, los que estuvieron planeados finalizarlos en el transcurso del año 2013, la empresa tuvo un porcentaje de cumplimiento de 86.95%, lo cual representa un buen nivel cumplimiento.

3.4.2 Cobertura y Restricciones del Servicio de Energía Eléctrica

Hasta el año 2013 CEO S.A.S ESP contó con una cobertura del 86.82 % en el departamento del Cauca, lo cual la ubica en el puesto 24 como empresa con mayor porcentaje de cobertura del país de acuerdo al Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017 – PIEC de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, el gobierno nacional tiene proyectado como meta aumentar esa cobertura a 92.11% para el 2017.

Por otro lado, al revisar el estado del sistema eléctrico en el área de transmisión STR – STN se encontró que para el departamento del Cauca existen restricciones ante contingencias del STR en: la línea 115kV de Cauca – Nariño por agotamiento de capacidad de transporte, y en las subestaciones Jamondino y San Bernardino por

agotamiento de capacidad de transformación, todo esto de acuerdo al informe mensual de restricciones presentado por XM S.A. ESP.

Para dar solución, el Gobierno Nacional en sociedad con las empresas del sector eléctrico del país viene desarrollando proyectos para robustecer el STR de Cauca como son:

- Segundo transformador en la subestación Jamondino 230kV/115kV, el cual entró en operación en febrero de 2014.
- Segundo transformador San Bernardino, proyecto el cual se encuentra en etapa de diseño.

3.5 Retie

3.5.1. Accidentes de Origen Eléctrico

De acuerdo a lo reportado en el Sistema Único de Información SUI, CEO S.A.S ESP, registra una aumento de un 16,66% en los accidentes de origen eléctrico para el año 2013, con respecto a los reportados en el año 2012.

3.6 Mantenimientos

A continuación se relaciona la gestión de mantenimiento que realizo la empresa CEO S.A.S. ESP, durante 2013.

Las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo, se encamina al mejoramiento de la calidad del servicio de energía eléctrica prestado por la empresa, con el apoyo de la ejecución del mantenimiento programado.

Cabe destacar que las actividades de mantenimiento que se relacionan, hacen parte de un acuerdo de mejoramiento entre la empresa y esta Superintendencia, por lo cual, muchos de estos indicadores tienen que ver con este acuerdo.

3.6.1. Mantenimiento Preventivo

Durante el año 2013, se programaron 5033 actividades de mantenimiento preventivo, de las cuales se ejecutaron 3666, arrojando un porcentaje de ejecución del 65%. Las principales causas para no lograr cumplir la meta son:

- Problemas de orden público
- Condiciones climáticas
- Condiciones anormales de operación definidas por XM

EJECUCIÓN PROGRAMADA MANTENIMIENTO PREDICTIVO-PREVENTIVO 2013					
DETALLE	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 4	CONSOLIDADO
META	55%	60%	62%	67%	61%
TOTAL EJECUTADO	60%	72%	70%	60%	65%

En la siguiente tabla se relaciona el plan de mantenimientos para el IV trimestre de 2013, por actividad y activos ejecutados.

PLANES DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO-PREVENTIVO IV TRIMESTRE 2013			
PLAN	DETALLE	ACTIVIDADES	% EJECUCIÓN
PLAN DE PODAS	Programadas	294	80%
	Ejecutadas	236	
ADECUACIÓN CIRCUITOS 13,2 Kv	Programadas	17	59%
	Ejecutadas	10	
MANTENIMIENTO DE LAS S/E's	Programadas	165	89%
	Ejecutadas	147	
MANTENIMIENTO LÍNEAS AT	Programadas	115	55%
	Ejecutadas	63	
MANTENIMIENTO CIRCUITOS 13,2 Kv	Programadas	755	46%
	Ejecutadas	345	

3.6.2 Mantenimientos Correctivos

El mantenimiento correctivo de la empresa CEO S.A.S. ESP, se direccionó a mitigar los siguientes factores:

- Factores controlables relacionados con las actividades de mantenimiento predictivo preventivo.
- Factores poco controlables, como los daños a la infraestructura eléctrica, ocasionados por terceros, fenómenos atmosféricos, influencia de avifauna, entre otros.

A diciembre del 2013 de las 5.033 actividades de mantenimiento correctivo y preventivo ejecutado, 1.367 actividades corresponden a mantenimiento correctivo, lo que equivale a un 27% de ejecución de éste tipo de mantenimiento. Observando que la gestión realizada por la Compañía, ha sido positiva para la disminución de dicho mantenimiento.

EJECUCIÓN PROGRAMADA MANTENIMIENTO CORRECTIVO 2013					
DETALLE	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 4	CONSOLIDADO
META	40%	35%	32%	27%	33.5%
TOTAL EJECUTADO	25%	25%	23%	35%	27%

Los circuitos de 13,2 kv en diferentes zonas de influencia de la empresa, son los que más mantenimientos correctivos han generado. Para el año 2013, de 1.367 mantenimientos ejecutados, 1.224 corresponden a mantenimiento de circuitos de 13,2 kv. Este mantenimiento principalmente está relacionado con la reposición de transformadores de distribución con falla, el cual cerró en el año 2013 con la reposición de 1.149 transformadores de 17.163 disponibles en la red del departamento del Cauca.

3.6.3 Evolución de las Actividades de Mantenimiento

En la siguiente tabla podemos ver la evolución de los mantenimientos preventivos y correctivos realizados por la empresa, comparados con el año anterior, vemos como se han disminuido para 2013 los mantenimientos preventivos y aumentado los correctivos.

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO - CORRECTIVO 2012 - 2013		
AÑO	PREVENTIVO	CORRECTIVO
2012	8056	890
2013	3666	1367

En el caso del mantenimiento correctivo, los atentados terroristas producidos en el cuarto trimestre del año 2013 sobre activos de la Compañía, el elevado número de reposiciones de transformadores de distribución fallados, el incremento en las reparaciones en redes por la fuerte ola invernal y el desgaste en la infraestructura, impactaron en el aumento de las actividades de mantenimiento correctivo con respecto al año 2012.

3.6.4 Costo de Mantenimiento

EJECUCIÓN DE PRESUPUESTO DE MANTENIMIENTO (\$ MILLONES)				
	PRESUPUESTO	REAL	CUMPLIMIENTO (%)	PARTICIPACIÓN (%)
MANTENIMIENTO CORRECTIVO	11.460,83	11.952,25	104%	71%
MANTENIMIENTO PREVENTIVO	3.604,93	3.622,72	100%	21%
SUBESTACIONES Y LÍNEAS	1.009,72	1.100,37	109%	7%
ÁREA DE MANTENIMIENTO	110,76	229,63	207%	1%
TOTAL	16.186,24	16.904,97	104%	100%

Para el periodo de enero a diciembre la compañía presupuestó \$16.186 millones para las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo en subestaciones y líneas; sin embargo, se invirtieron \$16.905 millones, presentando una ejecución presupuestal del 104%, afectado principalmente por la ejecución del mantenimiento correctivo.

De acuerdo a lo anterior, con relación con los años 2011 y 2012, la empresa ha hecho la siguiente inversión en mantenimientos:

COSTO DE MANTENIMIENTO 2011-2012-2013 (\$ MILLONES)			
CONCEPTO	2011	2012	2013
Mantenimiento	10.057	12.218	16.905
Variación		2.161	4.687
Incremento		21%	38%

4. ASPECTOS COMERCIALES

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

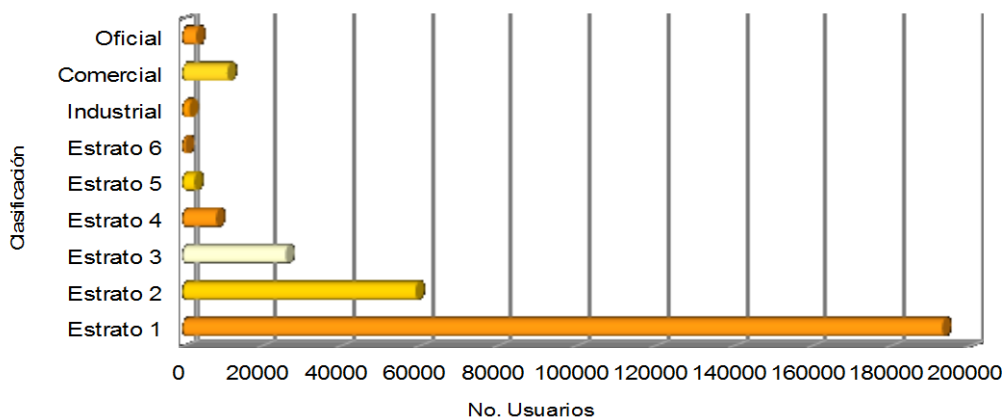
4.1. Estructura del mercado

Tabla No. 4.1.1. Cantidad de Suscriptores por Clasificación 2013

MERCADO		
Estrato 1	193.201	63,04%
Estrato 2	59.153	19,30%
Estrato 3	26.088	8,51%
Estrato 4	8.399	2,74%
Estrato 5	2.857	0,93%
Estrato 6	556	0,18%
Industrial	1.610	0,53%
Comercial	11.281	3,68%
Oficial	3.329	1,09%
Total Usuarios	306.474	100%

Fuente: Sui

Gráfica No. 4.1.1. ESTRUCTURA DE MERCADO 2013



Fuente: Sui

Para el 2013, CEO S.A.S. ESP clasificaba sus usuarios por estratos del 1 al 6, Industrial, Comercial y Oficial dependiendo de su actividad. Se puede observar que la

concentración de los usuarios se encuentra en los estratos 1 y 2 correspondiendo al 82,34% del total. Por otra parte la menor concentración se encuentra en el estrato 6 con 0,18% y el sector industrial con 0,53%.

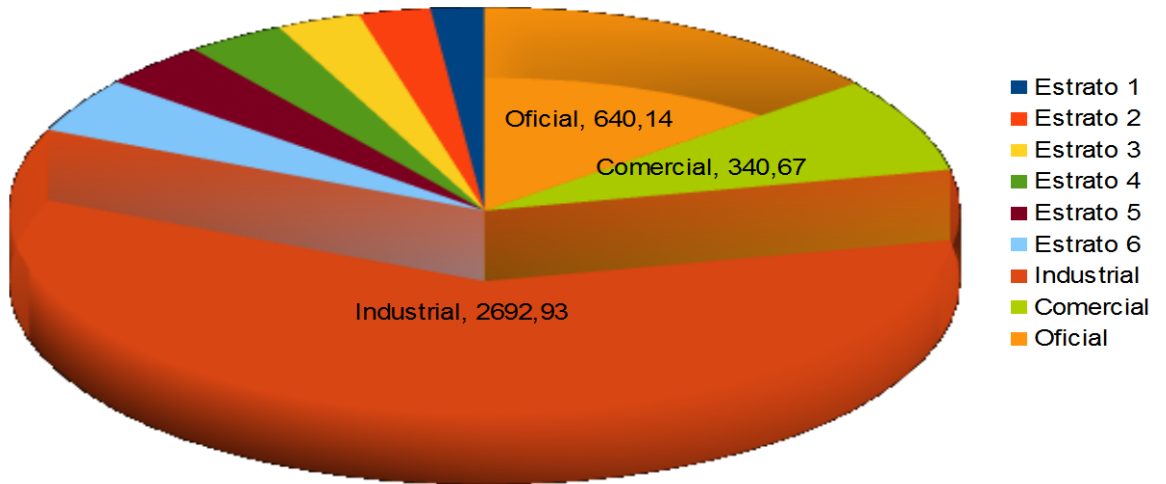
4.2. Niveles de Consumo

Tabla No. 4.2.1. Nivel Promedio de Consumo 2013

CONSUMO PROMEDIO	
Estrato 1	82,01
Estrato 2	109,88
Estrato 3	128,58
Estrato 4	150,75
Estrato 5	163,81
Estrato 6	198,09
Industrial	2.692,93
Comercial	340,67
Oficial	640,14

Fuente: Sui

Grafica No. 4.2.1. Nivel Promedio Consumo 2013



Fuente: Sui

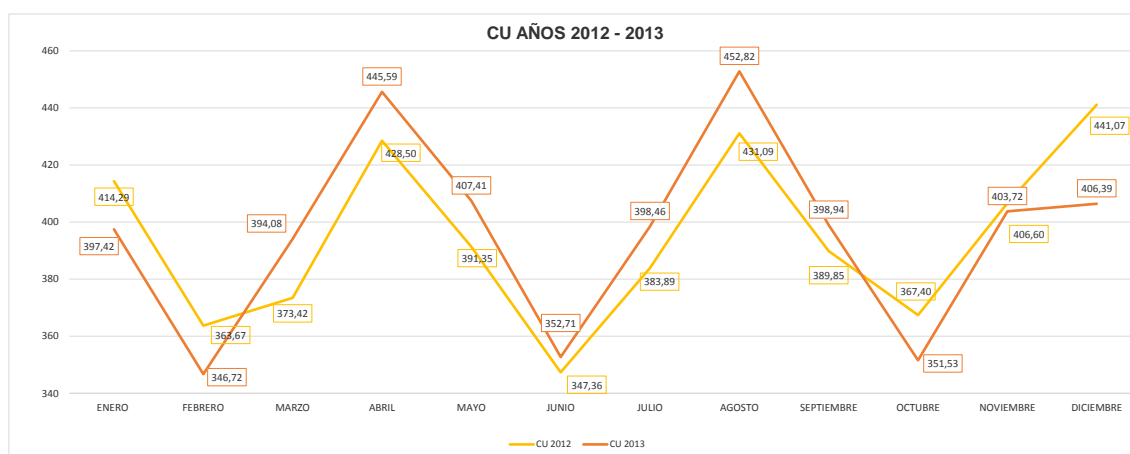
Es importante resaltar que a pesar de que la menor concentración de los usuarios se encuentra en el estrato 6 y el sector industrial, este último es el que maneja el consumo mas alto del mercado, manteniendo un promedio total en el 2013 de 2.692,93 KWh.

4.3. Aspectos Tarifarios

4.3.1. Costo Unitario de Prestación de Servicios – CU

El Costo Unitario de Prestación de Servicios – CU, de los años 2012 y 2013 de CEO S.A.S. ESP, que hace parte del ADD Occidente¹, se consolida en la gráfica 4.3.1.:

Gráfica 4.3.1. Costo Unitario de Prestación de Servicios – CU, Años 2012 -2013



Fuente: Información Publicada por la ESP

La gráfica anterior, muestra que a lo largo del año 2013, se presentó un incremento en el CU, lo cual obedece principalmente al comportamiento oscilante del componente de distribución.

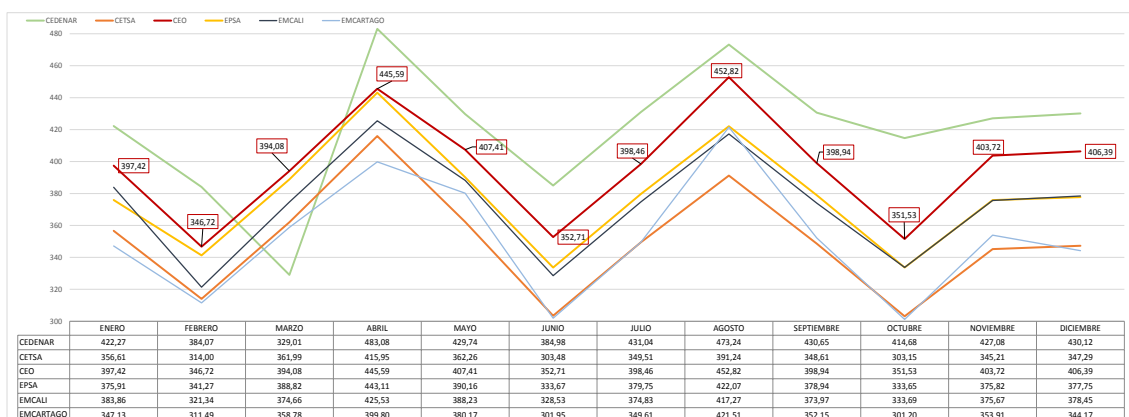
El CU promedio del 2013, corresponde a 396,32 \$/KWh, esto es, 1.44 \$/KWh, más que el CU promedio del año 2012, que se situaba en 394.88 \$/KWh.

4.3.2. Comportamiento del CU para el prestador con respecto a su ADD durante el 2013

La gráfica 4.3.2., detalla el valor del CU de las empresas que conforman el ADD Occidente y muestra los valores del CU para CEO S.A.S. ESP.

¹ ADD Occidente, creada a través de la Resolución 181347 del 27 de julio de 2010 del MME

Gráfica 4.3.2. Costo Unitario de Prestación de Servicios del ADD Occidente, Año 2013



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP de ADD Occidente

Los costos calculados por la compañía con base en la metodología establecida por la Resolución CREG 119 de 2007, es uno de los más altos entre las empresas que conforman esta ADD, especialmente para los meses de Abril y Agosto de 2013.

No obstante lo anterior, es necesario mencionar que estos CU no fueron los aplicados por la empresa, dado que la compañía desde Enero hasta Octubre de 2013, dio aplicación a lo establecido por la Resolución CREG 168 de 2008, disminuyendo las oscilaciones tan bruscas en el CU, lo cual se va a ver reflejado en el acápite de tarifas.

4.3.3. Análisis por componente del CU para los años 2012 – 2013

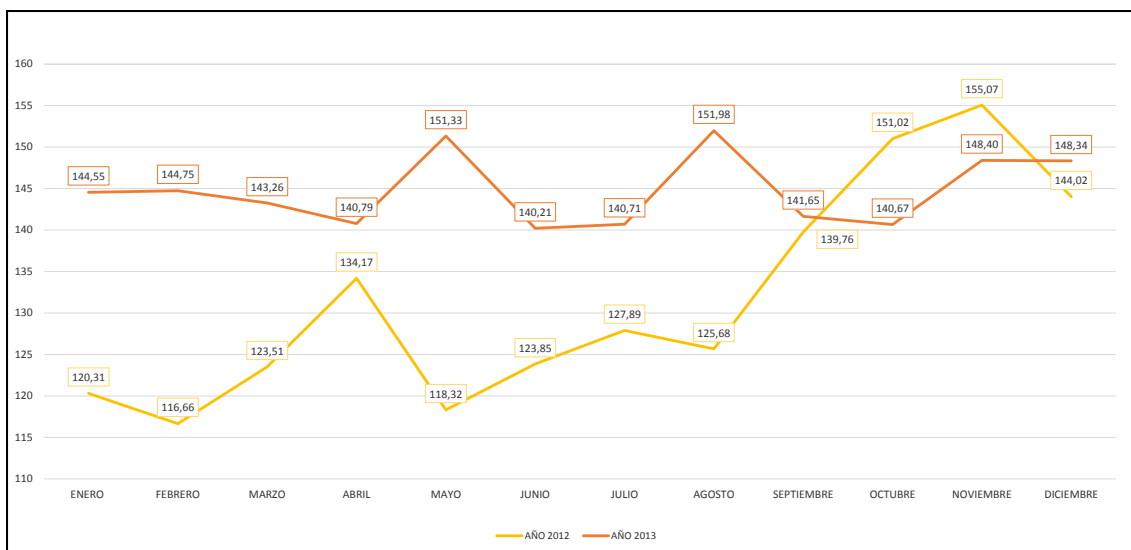
A continuación se efectúa un análisis del comportamiento de cada uno de los componentes del CU.

4.3.3.1. Componente Generación

El valor del componente de generación tiene tendencia creciente, tendencia que varió en los meses de Octubre y Noviembre. Este componente está sujeto al precio en bolsa y al precio de los contratos bilaterales de suministro de energía a largo plazo, por tanto, dependen de las condiciones hidrológicas y los precios de los combustibles utilizados para la generación de la energía eléctrica.

La gráfica 4.3.3.1.a., muestra el comportamiento de las compras de energía de la compañía del 2013 y su variación con respecto al 2012.

Gráfica 4.3.3.1.a. Comportamiento de la Compra de Energía Años 2012 – 2013

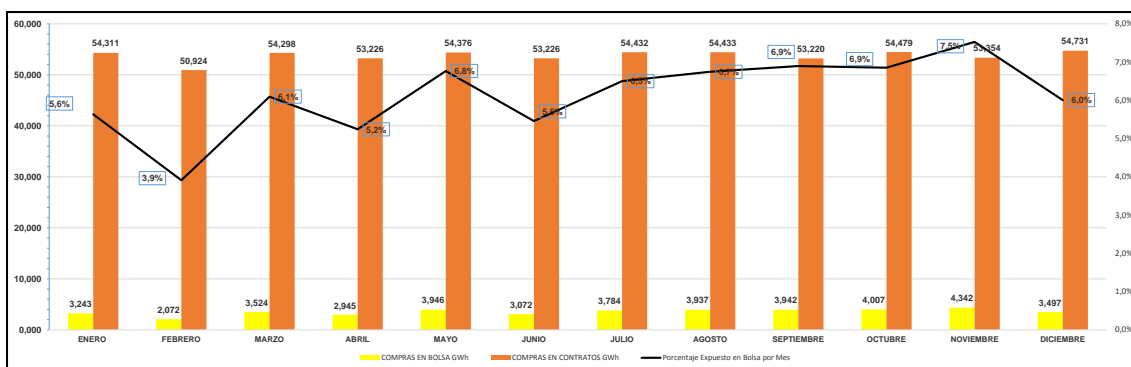


Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

El informe de Auditoría Externa de Gestión y Resultados – AEGR², señala que la empresa tiene como política interna efectuar compra de energía a través de contratos bilaterales de largo plazo, esto le ha permitido reducir la volatilidad de precios en este componente.

Los datos que muestra la gráfica 4.3.3.1.b., contiene los datos extraídos de las compras en bolsa y en contratos por el prestador mes a mes para el año 2013, las cuales ascienden a 687,32 GWh, de los cuales 42.31 GWh fueron adquiridos en bolsa, por tanto, la empresa durante el año estuvo expuesta en bolsa en un 6,2%.

Gráfica 4.3.1.b. Compra de Energía Mercado Regulado - 2013



Fuente: XM S.A. ESP

² Informe de Puntos Específicos Radicado sui_ane_2013_1_6622532_1441095.pdf.

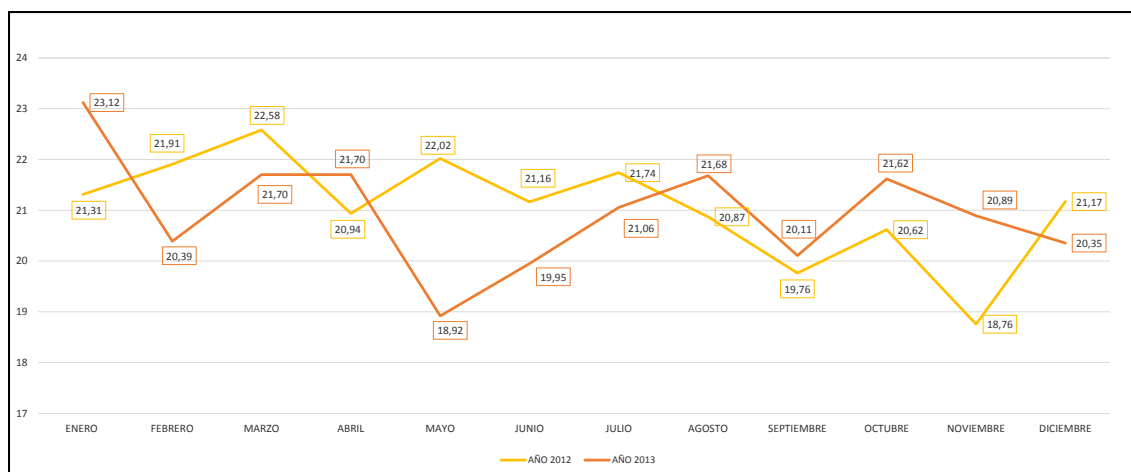
4.3.3.2. Componente Transmisión

Este componente representa el Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión, está dado en \$/KWh y es un valor único para todos los comercializadores con el cual se paga el transporte de energía desde las plantas de generación hasta las redes de transmisión regional (STR).

Este componente es calculado mes a mes por el operador del mercado y lo publica en la página web, para que las empresas lo incluyan en el CU. Su actualización obedece al comportamiento del Índice de Precios al Productor (IPP), el índice mencionado presentó una variación negativa del 0.49%, con respecto al año 2012 acorde con lo señalado por el Departamento Nacional de Estadística -DANE.

La gráfica 4.3.3.2., muestra el comportamiento del componente de transmisión donde se registra su mayor de valor 23.12 \$/KWh en enero y su menor valor de 18.92 \$/KWh en mayo del 2013.

Gráfica 4.3.3.2. Comportamiento del Componente de Transmisión Años 2012 – 2013

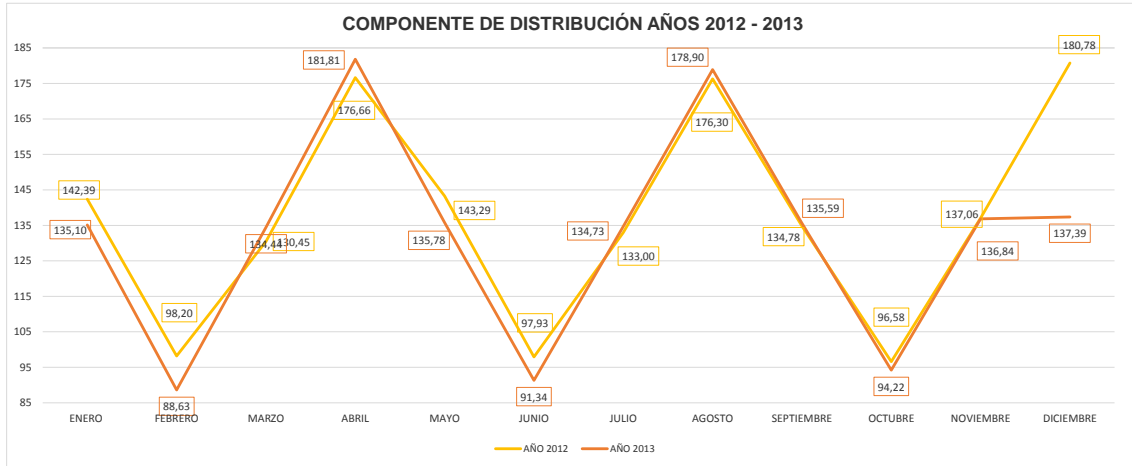


Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP y XM S.A. ESP

4.3.3.3. Componente Distribución D

Es el Liquidador y Administrador de Cuentas - LAC, quien mensualmente calcula el cargo de distribución único - Dtun acorde con lo establecido por la CREG, el cual es aplicado a todas las empresas que hacen parte de una misma ADD, para este caso, el ADD Occidente, en la gráfica 4.3.3.3., se aprecia el comportamiento de Dtun .

Gráfica 4.3.3.3. Comportamiento del Componente de Distribución Años 2012 – 2013



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

Como se puede observar, este componente presenta oscilaciones y es este comportamiento, una de las razones por las cuales el prestador determina calcular las tarifas de sus usuarios a través de la opción tarifaria o Resolución CREG 168 de 2008, por medio de la cual se permite a la empresa “financiar” el costo real CU y recuperarlo progresivamente con el fin de evitar altos picos en las tarifas de los usuarios, lo que se traduce en un precio más estable al usuario.

Por tanto, el prestador con el fin de mitigar el impacto de esta volatilidad mencionada se acogió al igual que en el año 2012 a la opción tarifaria y la aplicó entre enero y octubre de 2013.

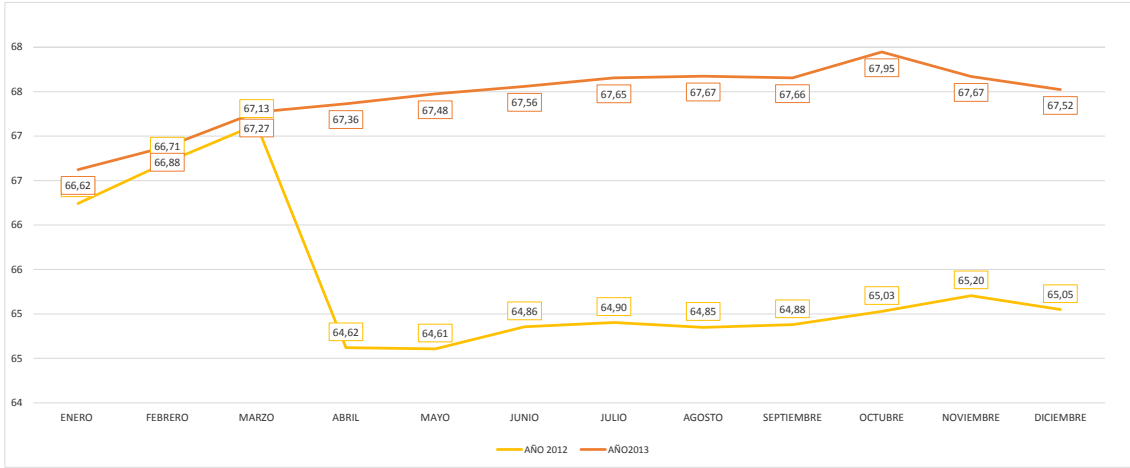
El porcentaje de variación aplicado por la compañía oscilo entre 0.5 y 2.0, el cual fue informado a la Superintendencia y al Regulador, tal como lo señala la Regulación.

4.3.3.4. Componente Comercialización C

El componente de comercialización, es remunerado mediante un cargo máximo por mercado (costo base de comercialización), que reconoce los costos de todos los procesos comerciales desde la lectura de contadores hasta el recaudo, atención al cliente, gestión de compra de energía, entre otros; tal como lo dispone la formula, este costo varía utilizando el consumo medio de cada mercado.

La empresa incluye los costos de la actividad de comercialización de energía eléctrica, y su variación en 2013 obedece principalmente a la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC), no obstante lo anterior, se observa una disminución con respecto a los valores de este componente del año 2012, el cual se detalla en la gráfica 4.3.3.4.

Gráfica 4.3.3.4. Comportamiento del Componente de Comercialización Años 2012 – 2013



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

De acuerdo con las directrices de la Superintendencia Delegada de Energía y Gas Combustible, se llevó a cabo visita al prestador en el primer semestre del año 2014, donde se encontró que el factor del Delta Ipse, empleado para cálculo del Costo de Comercialización, no fue incrementado para la vigencia del 2013, por lo tanto, el cálculo del mismo no se ajusta a la regulación.

Las diferencias encontradas se observan en la tabla 4.3.3.4.

Tabla 4.3.3.4. Diferencias en Costo de Comercialización

delta ipse 0.04		ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13	jul-13	ago-13	sep-13	oct-13	nov-13	dic-13
COSTO DE COMERCIALIZACION	Base												
Costo Comercializ.	Cv_{m,j}	66.6239	66.8846	67.2695	67.3646	67.4755	67.5586	67.6547	67.6749	67.6560	67.9475	67.6705	67.5235
Costo Base de Comercializ.	Cf_{m,j}	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Cm.j	C*_{m,j}	64.6983	64.8885	65.1784	65.3112	65.4743	65.6584	65.8154	65.8426	65.8970	66.0932	65.9181	65.7732
Consumo Facturado Medio	CFM_{m,j}	110.9633	110.9633	110.9633	110.9633	110.9633	110.9633	110.9633	110.9633	110.9633	110.9633	110.9633	110.9633
Costo mes de Contribuc.	CER_{m,j}	38.988.015	38.988.015	38.988.015	38.988.015	38.988.015	38.988.015	38.988.015	38.988.015	38.988.015	38.988.015	38.988.015	38.988.015
Costos Serv. CND-ASIC	CCD_{m,j}	27.499.023	29.349.033	33.651.137	32.127.117	29.207.561	27.714.680	27.898.989	26.386.744	26.931.922	27.020.106	26.716.600	27.065.259
Costo de Garantías	CG_{m,j}	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
delta ipse 0.05													
COSTO DE COMERCIALIZACION	Base												
Costo Comercializ.	Cv_{m,j}	65.9500	66.2087	66.5905	66.6842	66.7934	66.8746	66.9692	66.9890	66.9695	67.2590	66.9839	66.8384
Costo Base de Comercializ.	Cf_{m,j}	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Cm.j	C*_{m,j}	64.0243	64.2126	64.4994	64.6309	64.7922	64.9745	65.1299	65.1568	65.2105	65.4047	65.2315	65.0880
Consumo Facturado Medio	CFM_{m,j}	110.9633	110.9633	110.9633	110.9633	110.9633	110.9633	110.9633	110.9633	110.9633	110.9633	110.9633	110.9633
Costo mes de Contribuc.	CER_{m,j}	38.988.015	38.988.015	38.988.015	38.988.015	38.988.015	38.988.015	38.988.015	38.988.015	38.988.015	38.988.015	38.988.015	38.988.015
Costos Serv. CND-ASIC	CCD_{m,j}	27.499.023	29.349.033	33.651.137	32.127.117	29.207.561	27.714.680	27.898.989	26.386.744	26.931.922	27.020.106	26.716.600	27.065.259
Costo de Garantías	CG_{m,j}	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Costo Comercializ.	Cv_{m,j}	-0.6739	-0.6759	-0.6789	-0.6803	-0.6820	-0.6839	-0.6856	-0.6859	-0.6864	-0.6885	-0.6886	-0.6851

Fuente: Cálculos efectuados en visita

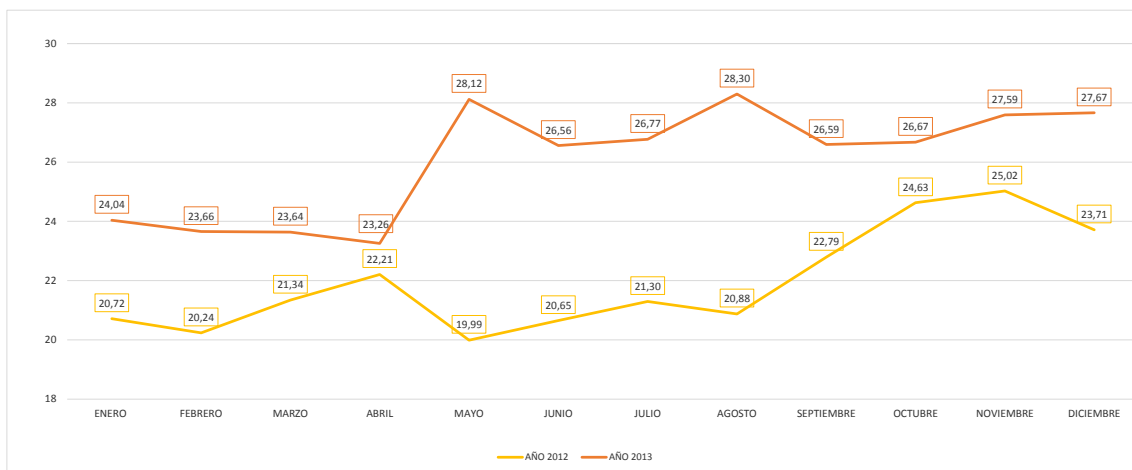
Este hecho fue puesto en conocimiento de acuerdo con los procedimientos internos de a la Dirección Técnica de Gestión de Energía a través del informe de gestión presentado.

4.3.3.5. Componente de Pérdidas

Las variables de la fórmula utilizada para el cálculo de las pérdidas, incluye los valores de los componentes generación y transmisión, por tanto la afectación de las mismas se trasladan a este componente. El promedio de pérdidas de los años 2012 ascendía a 21.96 \$/KWh y en el 2013 fue de 26,07 \$/KWh, esto muestra que se presentó un incremento del 18.74% con respecto a los valores de la vigencia del 2012.

La comparación del valor en \$/KWh, de este componente, se presenta mes a mes para los años 2012 y 2013, en la gráfica 4.3.3.5.

Gráfica 4.3.3.5. Comportamiento del Componente de Pérdidas Años 2012 - 2013



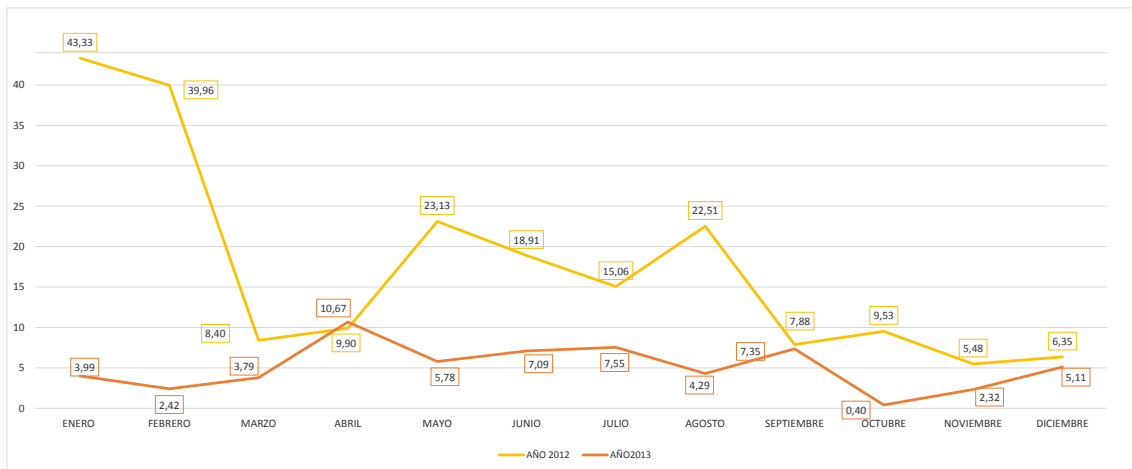
Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

4.3.3.6. Componente de Restricciones

Tal como lo establece las normas vigentes, las restricciones son limitaciones que tiene el Sistema Interconectado Nacional SIN, para atender los requerimientos de energía (líneas de transmisión fuera de servicio, limitaciones técnicas, entre otras), restricciones que dan lugar a generaciones de energía forzadas, fuera de mérito. Esta situación implica costos más altos que el generar energía en condiciones normales, esta situación fue muy significativa en la vigencia del 2012, dado que el promedio de las mismas estuvieron por encima del 17.54 \$/KWh, mientras que en el 2013 estas alcanzaron un promedio del 5.06 \$/KWh, al comparar estos dos valores implica una reducción del 71.12%.

La gráfica 4.3.3.6., detalla que su mayor valor 10.67 \$/KWh durante el año 2013, se presentó en el mes de abril, precio muy por debajo del mayor valor de enero de 2012 el cual se situaba en 43.33 \$/KWh.

Gráfica 4.3.3.6. Comportamiento del Componente de Restricciones Años 2012 – 2013

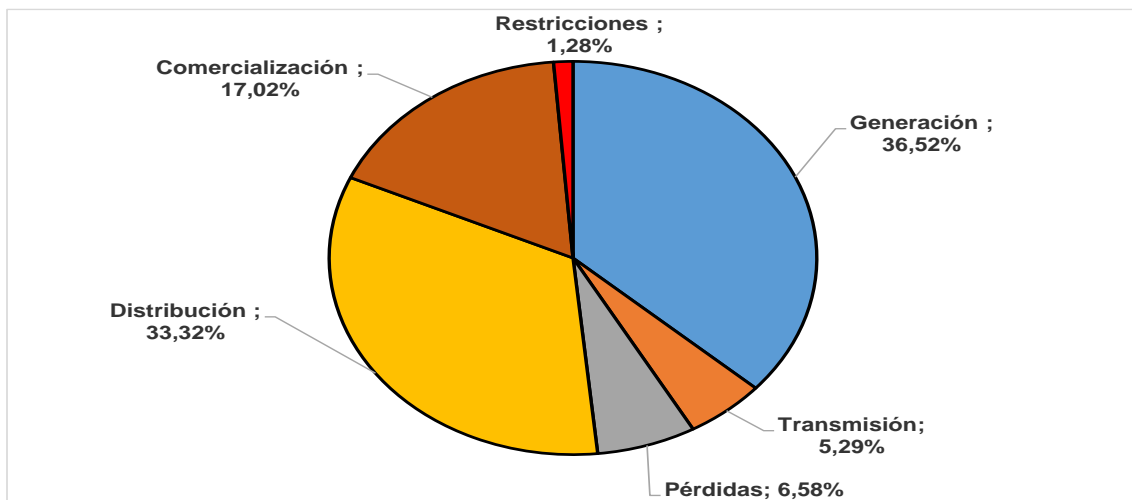


Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP

4.3.4. Porcentaje de participación por componente en el CU

La gráfica 4.3.4., presenta la participación promedio de cada uno de los componentes, dentro del CU, para el servicio de energía eléctrica de la compañía durante el 2013.

Gráfica 4.3.4. Participación de Componentes en el CU promedio de la Empresa



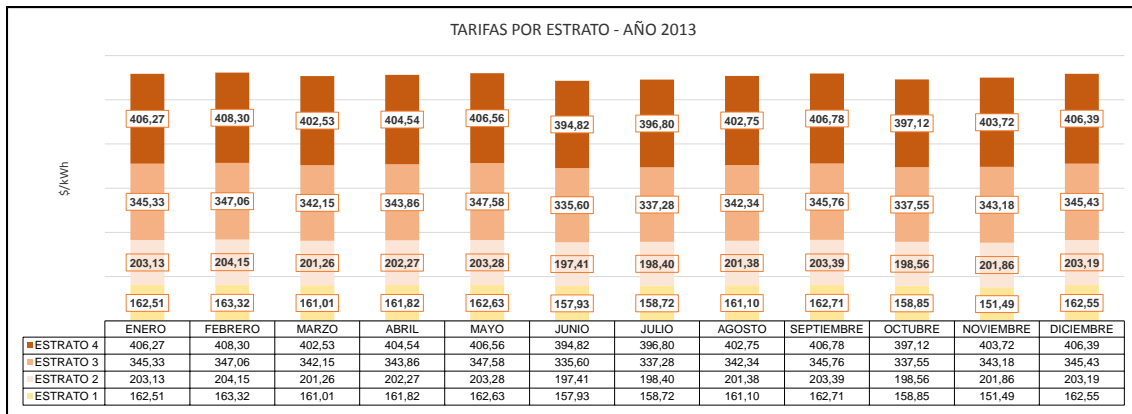
Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP

La participación se obtiene con el CU promedio calculado con la Resolución CREG 119 de 2007 el cual asciende a 396.32 \$/KWh, en la cual se observa que los componentes de generación y de distribución tienen un peso del 69,84% del Cu total.

4.3.5. Evolución de las Tarifas del año 201

Con base en la Resolución CREG 119 de 2007 la empresa calcula, el Costo Unitario de Prestación de Servicios – CU y dada las oscilaciones del componente de distribución, el prestador calcula nuevamente el CU a través de la Resolución CREG 168 de 2008. Las tarifas publicadas y aplicadas por el prestador durante el año 2013 para el sector residencial para los estratos 1, 2, 3, y 4.se muestran en la gráfica 4.3.5.

Gráfica 4.3.5. Tarifas Sector Residencial Año 2013



Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP

En cumplimiento a lo preceptuado en el artículo 1 de la Ley 1428 de 2010, el cual modificó el artículo 3 de la Ley 117 de 2006 en relación con la aplicación de los subsidios a los usuarios de los estratos 1 y 2 del servicio de energía eléctrica, se promulgó la Resolución CREG 186 de 2010, la cual fue acatada por el prestador cumpliendo los porcentajes de subsidios para los usuarios de estrato 1 y 2, en relación con sus consumos básicos o de subsistencia los cuales no exceden del 60% y 50% respectivamente.

Por otra parte, el subsidio del estrato no sobrepasa el 15%, porcentaje que está vigente desde la expedición de la Ley 142 de 1994.

4.4. Facturación

Se verificó el contenido de la factura emitida por la empresa CEO S.A.S ESP, la cual para la fecha de visita fue modificada en su presentación, implementando la compañía una estrategia de comunicación de puesta en conocimiento de los cambios a través de la página Web, con la ubicación de avisos en cada una de las oficinas comerciales, la reproducción de la información por medios audiovisuales ubicados de igual manera en las oficinas comerciales.

De la inspección visual al documento factura se valoraron los siguientes conceptos:

- **Nombre del suscriptor y dirección del inmueble receptor del servicio:** en el nuevo formato se detalla claramente en la parte superior izquierda, el nombre del suscriptor, su documento de identidad, una primera dirección que corresponde a la del suministro, el municipio y una segunda dirección que corresponde a la dirección de envío; cumpliendo de esta manera con las especificaciones requeridas.

- **Estrato socioeconómico y clase de uso del servicio:** este concepto se aprecia en el recuadro denominado Información Técnica, el cual detalla los datos de Ruta de reparto, Categoría (tipo de usuario), Nivel de Tensión, Transformador, Alimentador, Ciclo, Subcategoría. Carga instalada y Grupo.
- **Período por el cual se cobra el servicio, consumo correspondiente a ese período y valor:** al extremo derecho se ubica un recuadro denominado Periodo de Consumo, en el cual se detalla la fecha del periodo desde –hasta, fecha de pago oportuno y de suspensión.
- **Lectura anterior y actual del medidor de consumo:** en el recuadro detalle de la medición, se discriminan datos del medidor, tipo de energía, consumo promedio, lectura actual, lectura anterior y el consumo resultante.
- **Causa de la falta de lectura, en los casos en que no haya sido posible realizarla:** este aspecto no se logró evidenciar en las facturas aportadas, no obstante se refleja un ítem “Observación De La Lectura”, en el cual se especifica la condición del suministro.
- **Fechas máximas de pago oportuno, fecha de suspensión y/o corte del servicio:** al extremo derecho se ubica un recuadro denominado Periodo de Consumo, en el cual se detalla la fecha de pago oportuno y de suspensión, el ítem corte de servicio no se refleja en la factura.
- **Valor total de la factura:** el recuadro denominado Total a Pagar, refleja el valor consolidado de los conceptos a pagar; previamente se discriminan en un recuadro de Conceptos de Energía y otros conceptos el valor correspondiente a cada uno de ellos.
- **Consumo en unidades físicas de los últimos seis (6) períodos (facturaciones mensuales):** se evidencia un recuadro que refleja el consumo para los seis últimos periodos facturados, detallando el mes y el consumo correspondiente, así como el gráfico de barras.
- **Cargos expresamente autorizados por la comisión:** se refleja un recuadro denominado “Componentes Costo De Prestación Del Servicio” , el cual detalla cada uno de los componentes del CU, y el cargo correspondiente a cada uno de ellos y el costo unitario resultante.
- **Valor de las deudas atrasadas:** este ítem se encuentra dividido en la deuda financiada, la cual se detalla en el recuadro denominado “Estado de Financiación”, discriminando a que concepto corresponde el valor financiado, número de cuotas y el saldo pendiente. En cuanto a la deuda no financiada, la misma se refleja dentro del listado de conceptos consolidados al final de la factura con el nombre de “Deuda Capital”.
- **Cuantía de los intereses moratorios, y señalamiento de la tasa aplicada:** los intereses moratorios se calculan mes a mes sobre la deuda capital y los mismos se reflejan dentro del listado de conceptos consolidados al final de la factura con el nombre de “Deuda Intereses Capital”. La tasa aplicada se refleja dentro de la factura al extremo izquierdo como “Tasa Interés Mora”.

- **Monto de los subsidios, y la base de su liquidación:** el monto facturado por concepto de subsidio se refleja en el listado de “Conceptos Del Servicio De Energía” de forma negativa, sin embargo no se evidencia dentro del formato de la factura el detalle de la base de liquidación del mismo, así como el consumo de subsistencia establecido. Es importante resaltar que la factura de la compañía carece de esta información tanto en el formato anterior como en el actualmente utilizado.
- **Cuantía de la contribución de solidaridad y el porcentaje aplicado para su liquidación:** Este aspecto aplica para los usuarios de los sectores industriales, comerciales, y los de los estratos 5 y 6; al respecto encontramos que el mismo se refleja en el listado de “Conceptos Del Servicio De Energía”, liquidado como contribución en la facturación correspondiente a los estratos 5 y 6 y los clasificados como comerciales. En cuanto a los usuarios clasificados como Industriales no se refleja el cargo por contribución; de igual manera se observan usuarios clasificados con categoría Industrial y una subcategoría de Exento Contribución, por lo cual es necesario establecer si los mismos reúnen las condiciones de las que habla el numeral 89.7 del artículo 89 de la Ley 142 de 1994.
- En cuanto al porcentaje de Para su liquidación, este no se refleja en la factura, sin embargo al realizar el cálculo aritmético, este corresponde al 20% sobre el consumo.
- **Cobro de energía consumida dejada de facturar:** este concepto no se refleja discriminado en la facturación, no obstante la empresa realizó el aporte de documentos que muestran el procedimiento aplicado en estos procesos, por lo cual está sujeto a la verificación del material aportado. Desde Octubre de 2013 a Marzo de 2014 se adelantaron 2.667 procesos.
- **Cargos por concepto de reconexión o reinstalación:** en la facturación suministrada como muestra no se refleja este concepto, sin embargo la empresa realizó el aporte de documentos que detallan el valor correspondiente al cargo por reconexión para cada categoría de usuarios, así como las actas que sustentan tal cobro, por lo cual está sujeto a la verificación del material aportado. Desde Septiembre de 2013 a Marzo de 2014 llevan acumulado de 25.777 cobros por este concepto.
- **Otros cobros autorizados:** la factura solo refleja como otros conceptos, lo referente al cobro de Alumbrado Público, para usuarios residenciales y para usuarios industriales se observa el concepto de “Acuerdo Perdidas Reactiva” cuyo valor se detalla claramente.
- **Discriminación en facturas del valor de contribuciones y subsidios y otros:** los valores facturados por estos conceptos se ven reflejados en las facturas de las diferentes categorías de usuarios tal como se expresó en los numerales anteriores.
- **Motivación mediante las facturas emitidas, respecto de uso racional de energía y beneficios ambientales:** al respecto manifiesta la empresa que esto varía para cada período, sin embargo en la facturación del periodo actual, como quiera que se presenta un nuevo formato, se observa únicamente un instructivo de reconocimiento de la misma y los cambios que esta sufrió. De igual manera una guía dinámica de la red de puntos de pago. Adicionalmente aporta el arte de facturas de periodos anteriores (Agosto 2013 a Marzo de 2014) donde se

evidencia el cumplimiento del Decreto 3683 de 2003 del MME, respecto al uso racional de energía y beneficios ambientales.

- **Información de seguridad:** tal como se mencionó en el numeral anterior para este periodo no se refleja información al respecto. Adicionalmente aporta el arte de facturas de períodos anteriores (Agosto 2013 a Marzo de 2014) donde se evidencia el cumplimiento del artículo 35 del RETIE, respecto a la información de seguridad.
- **Página Web en la que se publica información sobre cambio de comercializador:** se verificó el contenido de la página Web de la compañía, y no se encontró la opción que suministrará la información sobre cambio de comercializador. Al respecto la empresa manifiesta que la página está siendo modificada y actualizada.
- **Estratificación Hogares de Bienestar Familiar:** La empresa manifiesta haber corregido la estratificación solamente en los hogares que han pasado el reporte a la compañía. Sin embargo no realizaron el aporte de evidencias del listado detallado de los suministros que se encuentran actualizados bajo esta modalidad en el sistema.

Subsidios y Contribuciones

En la visita efectuada en sede de la empresa, el balance de Subsidios y Contribuciones muestra que el prestador presenta a 30 de septiembre de 2013, un déficit por valor de \$10.546.640.000, dado que estaba pendiente de la conciliación del IV trimestre de 2013.

4.6. Atención al cliente

Atención En Oficinas Comerciales

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

Para la verificación de los aspectos antes mencionados, realizamos un recorrido por algunas de las oficinas comerciales donde obtuvimos la información que detallamos a continuación:

El área de influencia de la empresa es el departamento del Cauca, para efectos de manejo y organización de las labores propias de la prestación del servicio, se manejan tres zonas como lo son Sur, Centro y Norte, y para efectos de atención al usuario cuenta con 38 Oficinas de atención comercial en todo el departamento así:

Tabla 4.6.1. Puntos de Atención al Usuario

ZONA SUR	
Almaguer	Carrera 6 No. 4-06
Argelia	Calle 2 No. 4-05 Barrio Las Palmas
Balboa	Calle 5 No. 2-07 Barrio Bello Horizonte
Bolívar	Carrera 5 No. 7-51 Barrio Centro
El Bordo, Patía	Calle 5 Con Carrera 3 Esquina
Florencia	Carrera 4 No. 4-23
La Sierra	Calle 3 No. 3-67
La Vega	Calle 3 No. 9-11 Barrio Santa María
Mercaderes	Barrio Centro
Rosas	Barrio Centro
San Juan de Villalobos	Calle Principal Barrio Centro
San Sebastián	Calle Principal Barrio Centro

ZONA CENTRO	
Cajibío	Carrera 2 No. 6-22 Barrio Quindío
El Tambo	Calle 2 No. 4-12 Barrio Centro
Inzá	Carrera 5 No. 6-27 Barrio Santander
Jambaló	Barrio Olaya Herrera
Morales	Carrera 1 No. 4-02 Barrio Centro
Páez - Belalcázar	Parque Central Barrio Centro
Piendamó	Calle 6 No. 6a-23
Popayán	Carrera 8 Con Calle 1n Esquina
Puracé	Calle Central Barrio Centro
Silvia	Cra 3 No. 10-106 Barrio Centro
Sotará	Calle Principal Barrio Centro
Timbío	Calle 19 No. 19-09 Barrio Ospina Pérez
Totoró	Calle 3 No. 5-25 Barrio Centro Edificio CAM

ZONA NORTE	
Buenos Aires	Calle Principal Barrio Centro
Caldono	Calle 2 No. 4-16 Barrio Centro
Caloto	Calle 10 No. 5-26 Barrio Centro
Corinto	Calle 8 No. 9-50 Barrio Centro
Guachené	Carrera 6 No. 5-36 Barrio Las Palmas
Miranda	Carrera 6 No. 5-33 Barrio Central
Padilla	Carrera 5 No. 10-27 Barrio Carlos Lleras
Puerto Tejada	Calle 15 No. 18-44 Barrio Centro
Santander de Quilichao	Carrera 10 No. 5-55 Barrio Centro
Suárez	Carrera 4 No. 5-55 Barrio Central
Timba	Barrio Centro
Toribío	Barrio Centro
Villarica	Carrera 6 No. 3-59 Barrio Centro

Fuente: Empresa

Las oficinas comerciales de Popayán y Santander de Quilichao son las de más alta afluencia por lo cual cuentan con 5 agentes en el front, y para el desarrollo de las funciones propias del cargo, dividen las tareas por especialidades, asignando así agentes para los temas de recuperación de consumo, manejo de cartera, peticiones, quejas y reclamos, recepción de documentos y un orientador. De igual manera cuentan con un coordinador quien brinda soporte y apoyo a los agentes y verifica el cumplimiento de las políticas de la compañía.

Para las otras oficinas se maneja el esquema de dos agentes, uno en la atención integral de PQR's, y otro para el tema de recaudo.

Una Línea de Atención al Cliente con la que se pueden comunicar marcando 115 desde un teléfono fijo o al número 01 8000 51 1234, gestionando así rápidamente todos los requerimientos relacionados con la prestación del servicio de energía, reportar fallas, entre otras, las 24 horas del día, los 365 días del año.

Una Página Web con información de los procesos y campañas que adelanta la empresa, lo que permite a los clientes realizar de manera ágil y dinámica el pago de la factura, y consultar información referente a la prestación del servicio de energía eléctrica.

En cuanto a la atención de la reclamación escrita se cuenta con un grupo de profesionales que conforman el Back Office y de igual manera se divide el trabajo para el manejo de PQR's y recuperación de consumo.

La empresa atiende a través de Oficinas Móviles en veredas de difícil acceso, estas visitas son programadas y realizadas una vez al mes, se le informa a los usuarios previamente a través de perifoneo y radios locales, para que estén atentos.

En cuanto al manejo de la información detallada de peticiones y recursos presentados, del Trámite y las Respuestas que se dieron a las mismas, la empresa manifiesta contar con varias herramientas informáticas como lo son el Open Smart flex, y otras auxiliares, las cuales arrojan el detalle de todos los procesos adelantados. La empresa realizó el aporte del listado detallado de las PQR's en medio magnético y el mismo será verificado.

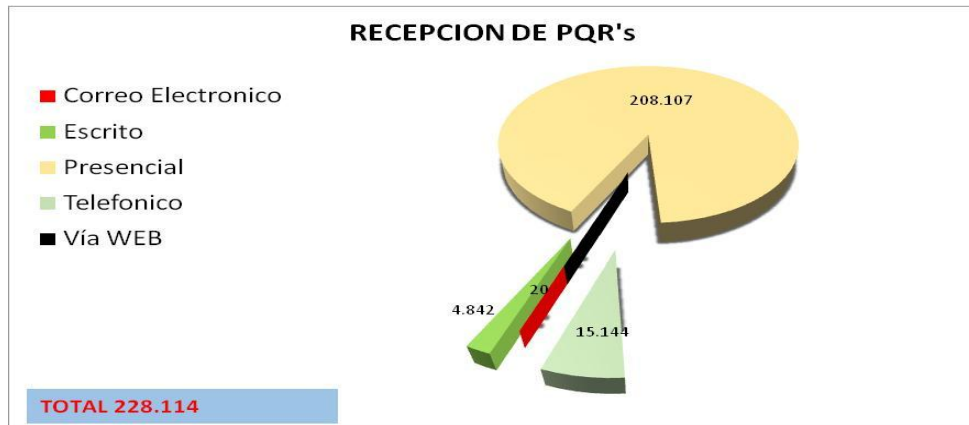
4.7. Peticiones Quejas y Reclamos

Se verificó que las Oficinas de Atención Comercial llevan una detallada relación de las peticiones y recursos presentados y del Trámite y las Respuestas que se dieron. El sistema de gestión comercial cuenta con un módulo de PQRS, el cual se encuentra debidamente parametrizado y ajustado con los términos y tiempos reglamentados. Es por esto que al momento de que un usuario presente algún recurso este es ingresado en el sistema y automáticamente se realiza el conteo de acuerdo a las tipificaciones dadas por los agentes, en quejas, reclamos y recursos y solicitudes, encontrando en el periodo comprendido entre Septiembre de 2013 a Marzo de 2014 92.884, 13.090 y 228.114 respectivamente.

Peticiones

A continuación se realiza un análisis de las peticiones presentadas por los usuarios de Octubre de 2013 a Abril de 2014.

Gráfica No. 4.7.1. Recepción de PQR's



Fuente: Empresa

Como se aprecia en la gráfica de un total de 228.114 peticiones presentadas entre Octubre de 2013 y Abril de 2014, se tiene que el medio presencial y/o verbal es el más utilizado por los usuarios de esta empresa, pues 208.107 usuarios presentaron presencialmente sus peticiones, lo que equivale al 91,22% del total.

Luego entonces, se tiene que es un porcentaje importante, pues es casi el total de las solicitudes recibidas.

Se tiene además que por medio Web se radicó 1 sola petición y a través de correo electrónico tan solo 20.

Por lo tanto, se advierte que la empresa debe dar mayor manejo a crear en la cultura de sus usuarios la idea de que por línea telefónica, correo electrónico y la pagina Web, también serán atendidas sus peticiones, lo que ayudara al mismo tiempo a descongestionar sus oficinas de atención al usuario.

Tipos de Peticiones

Tabla 4.7.1. Numero de Solicitudes

SOLICITUDES	No. DE SOLICITUDES
Actividad Null	1
Adición de Cliente	55
Atención Proceso Admón	1.191
Cambio Condiciones Facturación	312
Cambio de Capacidad Contratada	156
Cambio de Condiciones	1
Cambio de Datos Contrato	476
Cambio de Dirección a Producto	604
Cambio de Fecha de Conexión/Desconexión	9
Cambio de Fechas de Provisionalidad	6
Cesión de Derechos	1.749
Cobros Otros Ingresos	11
Consulta Titulares de Datos	12
Daño de Medidor y/o Acometida(SAC)	1.542
ERROR: SIN FLUJO	1
Estudio De Factibilidad Del Servicio(Prov)	221
Financiación de Deuda	3.964
Impresión de Pago Anticipado	866
Impresión Pago Parcial	53.262
Información Campañas	1.175
Información de Financiación	231
Información Denuncia por anomalías de terceros y propias	2.062
Información General	35.945
Inspección del Servicio(SAC)	150
Inst/cambio Medidor(SAC)	3.735
INSTALACIÓN DE PROTECCIONES Y OTROS ELEMENTOS	154
INSTALACIÓN O CAMBIO DE TRANSFORMADOR	685
INSTALACIÓN O CAMBIO POSTES	641
MANTENIMIENTO VARIOS	329
Mantenimientos Programados	245
Modificación Datos de Cliente	525
Nuevas Conexiones	838
Reinstalación	14
Retiro de Producto	812
REUBICACIÓN MEDIDOR(SAC)	1.470
REUBICACIÓN O RETIRO DE ESTRUCTURA	610
Revision de Diseños(Provision)	13
Revision de Obras(Provision)	6
REVISION DE RED	346
Revisión Suministro/Medidor(SAC)	1.076
Solicitud de Estado de Cuenta	102.894
Solicitud de Reconexión	1.414
Solicitud Desistimiento RAYCO	4
Solicitud Duplicado	4.389
Solicitud Información RAYCO	4
Solicitud Paz y Salvo	54
Suspensión Voluntaria	141
TALA Y PODAS DE ARBOLES	332
Traslado de Diferidos	1.215
Venta	2.166
Total general	228.114

Fuente: Empresa

Como se avista, la empresa maneja en su base de datos 50 tipos de peticiones, entre ellas las más recurridas por los usuarios son Solicitud de Estado de Cuenta con 102.894, lo que representa el 45,1% del total de peticiones recibidas.

En segundo lugar, se ubica la petición por Impresión de pago parcial, comúnmente utilizada por los usuarios cuando pagan solo lo que creen deber, mientras se resuelve un reclamo o recurso. Esta petición presentó en el intervalo señalado un número de 53.262, es decir, 23,4%.

Quejas

Causales

Gráfica 4.7.1. Recepción de PQR's



Fuente: Empresa

En total fueron 91.465 quejas recibidas, de las cuales el mayor número corresponde a falla en la prestación del servicio, con 71.623 radicados, lo que es igual al 78,3%, es decir un número importante de las quejas, pues ocupa mucho más de la mitad.

En orden descendente la queja que más se presentó por los usuarios de CEO S.A.S. ESP fue por Calidad del servicio con 16.661 quejas radicadas, es decir, 18,2%.

Y en el último lugar, se encuentra la causal por Condiciones de Seguridad o riesgo, con 3.181 quejas recibidas, lo que representa el 3,4%, restante.

Municipios

Tabla 4.7.2. Numero de reclamos por municipio

MUNICIPIOS	No. RECLAMOS	MUNICIPIOS	No. RECLAMOS
Almaguer	673	Padilla	725
Argelia	788	Paez	1.048
Balboa	1.863	Patia	1.580
Bolivar	2.392	Piendamó	3.564
Buenos Aires	2.043	Popayan	15.377
Cajibío	8.219	Puerto Tejada	875
Caldono	4.388	Purace	449
Caloto	2.208	Rosas	1.639
Corinto	1.720	San Sebastian	572
El Tambo	5.591	Santa Rosa	244
Florencia	472	Santander de Quilichao	9.322
Guachene	915	Silvia	907
Huila	3	Sotara	1.384
Inza	684	Suarez	2.183
Jambalo	627	Sucre	465
La Sierra	1.735	Timbio	2.062
La Vega	1.093	Toribio	4.044
Mercaderes	1.052	Totoro	1.444
Miranda	1.323	Valle del Cauca	58
Morales	4.868	Villa Rica	866
Total General		91465	

Fuente: Empresa

Como se aprecia, son 40 Municipios en los cuales la compañía CEO S.A.S. ESP, presta sus servicios, siendo Popayán la localidad donde se recepcionó el mayor número de quejas por ser la cabecera municipal, con 15.377 quejas radicadas, lo que equivale al 16,8%. Seguido se encuentran los Municipios de Santander de Quilichao y Cajibío con 9.322 y 8.219 quejas respectivamente. El Municipio con menor número de quejas recibidas es Huila con tan solo 3.

Reclamos

Tabla No. 4.7.3. Numero de reclamos por municipio

MUNICIPIO	No. DE RECLAMOS
ALMAGUER	29
ARGELIA	53
BALBOA	194
BOLÍVAR	209
BUENOS AIRES	264
CAJIBÍO	594
CALDONO	104
CALOTO	274
CORINTO	414
EL TAMBO	674
FLORENCIA	12
GUACHENÉ	173
INZÁ	255
JAMBALÓ	154
LA SIERRA	68
LA VEGA	55
MERCADERES	149
MIRANDA	222
MORALES	260
PADILLA	129
PAEZ	149
PATÍA	150
PIENDAMÓ	659
POPAYÁN	3.954
PUERTO TEJADA	221
PURACÉ	64
ROSAS	68
SAN SEBASTIÁN	23
SANTA ROSA	6
SANTANDER DE QUILICHAO	1.817
SILVIA	238
SOTARA	107
SUÁREZ	209
SUCRE	9
TIMBÍO	377
TORIBIO	303
TOTORÓ	152
VILLA RICA	298
Total general	13.090

Fuente: Empresa

Del período comprendido de Octubre de 2013 a Marzo de 2014, se presentaron un total de 13.090 Reclamos en 38 Municipios donde la empresa CEO S.A.S. ESP, comercializa el servicio público de energía eléctrica.

De estas municipalidades, Popayán fue la que recibió el mayor número de reclamos con un total de 3.954, lo que representa el 30,2% del total de los reclamos presentados. En segundo lugar se ubica el Municipio de Santander de Quilichao, con

1.817 reclamos, es decir, un 13,8%. En el último lugar, con el menor número de reclamos presentados, está el Municipio de Santa Rosa, con tan solo 6 reclamos presentados.

Medios de Recepción

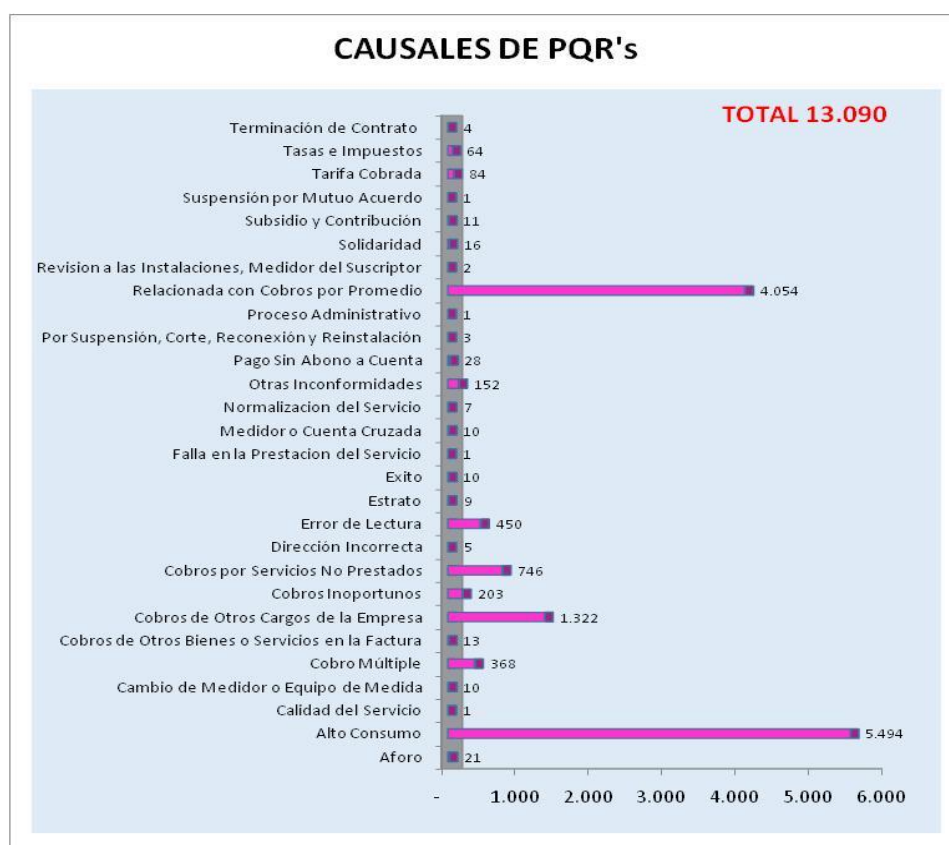
El medio de recepción de reclamos más usado es el presencial, con 10.498 usuarios que asistieron personalmente a las oficinas de atención al cliente a exponer sus inconformidades con las facturas.

Aunque distante, en segundo lugar se ubica el medio escrito. Y como medio casi no utilizado se tiene el correo electrónico con tan solo 4 reclamos enviados a través de este canal.

Tipos de Recepción

Como se avista, de Octubre de 2013 hasta Abril de 2014, se presentaron 12.380 Reclamos, 109 Recursos de Reposición y 601 Recursos de Reposición y en subsidio de Apelación.

Tabla No. 4.7.4. Causales de Reclamos y Recursos



Fuente: Empresa

Se tiene que entre los usuarios de CEO S.A.S. ESP, el mayor número de reclamos corresponde a Alto Consumo, con 5.494, es decir, el 41,9%. Cifra bastante importante, pues está sola causal se aproxima casi a la mitad del total de reclamos recibidos por la empresa.

En segundo lugar, se avista un número de 4.054 reclamos por Cobros por Promedios, lo que equivale a 30,9%.

Y, con el menor número de reclamos, se tienen las causales Calidad del Servicio, Falla en la Prestación del Servicio, Proceso Administrativo y Suspensión por Mutuo Acuerdo, con un solo reclamo recibido cada una.

Ahora bien, procedemos a incluir el análisis de PQR's, tomando como base la información cargada por la prestataria en el SUI de la siguiente manera:

CEO S.A.S. ESP, es la prestadora que ocupa el tercer lugar con un número de reclamos de 125.270, siendo la causa por la que presentan el mayor número de reclamos "Falla en la Prestación del Servicio", con 82.841 reclamos, que corresponden al 66,12% del total de los reclamos recibidos; es decir, más del cincuenta por ciento de los motivos por los cuales los clientes de la empresa no se encuentran conformes, por lo que debe prestarse especial atención a este suceso.

Con 20.371 reclamos recibidos la segunda causal recurrida es Calidad del Servicio, pues representa el 16,26% del total de lo recibido por la empresa de Enero a Julio de 2014.

Alto consumo, en la empresa CEO S.A.S. ESP, es la causa que ocupa el tercer lugar en esta empresa, con 7.050 reclamos presentados, que corresponden al 5,627%.

Tabla No. 4.7.5. Reclamos Enero - Julio 2014

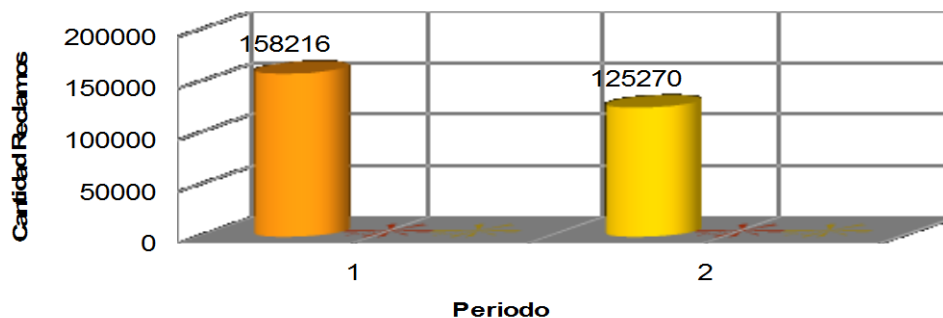
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.								
Reclamos Enero a Julio 2014								
Causal	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Total General
Aforo	7	5	4	1	1	2	2	22
Alto consumo	1.215	931	994	1.035	1.035	769	1.071	7.050
Calidad del servicio	2.445	3.076	3.193	3.054	2.879	2.750	2.974	20.371
Cambio de medidor o equipo de medida	10	8	14	11	18	26	22	109
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	1	0	1	0	3	13	17	35
cobro de otros cargos de la empresa	192	148	168	141	173	233	476	1.531
cobro multiple	79	52	41	44	51	69	95	431
Cobros inoportunos	41	33	49	51	42	38	44	298
Cobros por servicios no prestados	122	134	113	110	108	99	141	827
Condiciones de seguridad o riesgo	458	610	598	720	773	651	765	4.575
direccion incorrecta	0	0	0	0	0	0	1	1
Entrega y oportunidad de la factura	60	40	53	61	57	45	63	379
Error de lectura	81	83	61	70	86	84	105	570
Estrato	1	1	4	1	4	14	4	29
Falla en la prestacion de servicio	8.861	14.372	13.541	11.892	13.200	9.271	11.704	82.841
Inconformidad por conexión	3	3	3	3	1	1	2	16
Medidor o cuenta cruzada	4	3	3	3	6	11	9	39
Normalizacion del servicio	40	38	41	42	66	225	502	954
Otras inconformidades	47	80	68	65	51	37	48	396
Pago sin abono a cuenta	5	2		1	3	1	16	28
Por suspension, corte, reconexion y reinstalacion	23	19	23	33	60	58	31	247
Relacionada con cobros por promedio	713	565	540	569	704	545	573	4.209
Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario	3	6	15	9	5	9	10	57
Solidaridad	0	4	4	1	2	2	4	17
subsidios y contribuciones	1	5	3	4	6	3	0	22
tarifa cobrada	14	11	16	9	12	26	23	111
tasas e impuestos	16	10	14	14	6	11	23	94
Terminacion de contrato	1	1	0	0	2	3	4	11
Total general	14.443	20.240	19.564	17.944	19.354	14.996	18.729	125.270

Fuente: Empresa

Ahora bien, al cotejar el número de reclamos recibidos en CEO S.A.S. ESP, de Enero a Julio de 2014, con los reclamos recibidos en los mismos periodos del año inmediatamente anterior, se obtiene:

En el 2013 la empresa reportó en el SUI 158.216 reclamos por distintas causas; mientras que en los mismos periodos del año 2014, se recibieron 125.270, quiere decir que los reclamos disminuyeron un 20,82%.

Gráfico 4.7.6. Comparativo Reclamos Enero a Julio 2013 vs 2014



Fuente: Sui

De otro modo se tiene, que en el 2014 el número total de usuarios que reporta la empresa en el SUI es de 306.979, y el número de reclamos hasta Julio de 2014 fue de 125.270, lo que significa que el 40,81%, de sus usuarios se ha mostrado inconforme con el servicio prestado por la empresa, lo que muestra un número bastante importante de usuarios que no están a gusto con la prestación del servicio de energía eléctrica por parte de la empresa CEO S.A.S. ESP

- **Atención al Usuario**

Se evidenció que la atención en las oficinas comerciales principales se inicia cuando el cliente ingresa al establecimiento y siendo guiado por el agente orientador, retira un ticket para solicitud de turno (Digiturno). Manejan un promedio de espera de 12 minutos y de atención 20 minutos, con tendencia a ser mayor.

Muy a pesar de que contábamos con un formato para valorar el grado de satisfacción de los usuarios, al momento de realizar la visita se notó baja afluencia de los mismos, esto se podría justificar debido a que fue realizada previa a la fecha del reparto de la facturación, por lo tanto la muestra obtenida no es significativa para obtener un concepto sobre los tiempos de atención ni satisfacción general de los usuarios, sin embargo se encuentran en los anexos.

Se visitaron las oficinas de Popayán, Santander de Quilichao, Morales, Piendamó, El Bordo, Rosas y La Sierra; donde pudimos determinar el acondicionamiento de las oficinas de atención, que para el caso de Morales, Piendamó y La Sierra, presentan unas condiciones físicas muy deficientes; no reflejan una imagen corporativa definida, los muebles dispuestos para la atención y comodidad del usuario son insuficientes. Sin embargo manifiestan los funcionarios responsables que la empresa adelanta acciones con el fin de dar un ambiente de agradabilidad en todas las Oficina de atención comercial y cuentan en la actualidad con un contratista exclusivo para la adquisición de inmuebles en la modalidad de arrendamiento en los que se puedan implementar las condiciones requeridas.

Para el caso de las oficinas de Popayán y Santander de Quilichao, estas cuentan con un ambiente acorde a su fin, cuentan con espacio suficiente para la comodidad y disposición de mobiliario, sillas confortables para los usuarios, buena luminosidad, cuentan con un buzón de sugerencias, poseen medios audiovisuales para reproducir campañas educativas sobre el buen uso de la energía, conocimiento de la factura, información de seguridad, servicios que presta la compañía, entre otros.

- **Aviso De Interrupciones**

Al respecto la empresa manifiesta contar con una programa planificado de interrupciones del servicio, los cuales son informados de forma oportuna a todos los usuarios afectados con una antelación de 72 horas, a través de los medios de comunicación masivos como radio, prensa de amplia circulación, pagina Web y la línea de atención 115. Realiza el aporte de documentos que respaldan tales afirmaciones con ejemplares de la prensa escrita, pagos de pautas radiales, y las publicaciones en la página Web.

- **Uso Racional De La Energía**

Dentro del desarrollo de la actividad comercial de la empresa ha diseñado programas educativos dirigidos a los usuarios, tendientes a crear una cultura del uso razonable del servicio de energía eléctrica. Esta estrategia se adelanta mediante folletos alusivos al tema, medios audiovisuales como la televisión en las oficinas comerciales de mayor afluencia, donde se reproducen videos educativos, programas radiales con el personaje “Bombillín”, imágenes alusivas al uso adecuado de la energía y recomendaciones de seguridad al reverso de las facturas, información contenida en la página Web, entre otras.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	27%	20%	No Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	1129	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	53	149	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	37	63	No Cumple
Razón Corriente – Veces	1,38	0,79	No Cumple

La empresa no cumple con cuatros de los referentes establecidos para el mercado, según la normativa establecida por la comisión de regulación para energía y gas combustible (CREG), en su resolución 072 de 2002, modificada por la resolución 034 de 2004; la comparación se efectuó con los referentes calculados por la SSPD para el año 2012; dentro de estos indicadores los que se encuentra más críticos, es el de razón corriente y rotación de cuentas por cobrar

6. ACCIONES DE LA SSPD

Actualmente la empresa prestadora tiene suscrito un Acuerdo de Mejoramiento con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, por tal razón, es compromiso de la ESP remitir informes trimestrales a la SSPD.

De tal manera, la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible, a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía realiza seguimiento continuo al proceso de mejoramiento de la prestación del servicio, en cumplimiento de las funciones de vigilancia, inspección y control asignadas por la Ley.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La evaluación integral se realiza, con base en la información del plan contable Servicio de energía sistema interconectado nacional (SIN) reporte anual, para poder ser comparado con el año 2012.

CEO S.A.S. ESP realiza cierres contables semestrales, lo que alteraría la consolidación de información anual en cuanto a la cuenta dividendos por pagar en el pasivo y la cuenta utilidades del ejercicio en el patrimonio.

El auditor en su informe de viabilidad financiera concluye:

“Del análisis de las cifras presentadas en la proyección a cinco años; no evidenciamos la existencia de riesgos que puedan comprometer la viabilidad financiera, mientras se continúen cumpliendo los proyectos de inversión programados a la vigencia, la legalización de usuarios, el control de pérdidas de energía y el mejoramiento de los indicadores de confiabilidad.”

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

Luego de la visita comercial, se concluye que hay una serie de hallazgos y recomendaciones en diferentes aspectos, tales como las siguientes:

Hallazgos

Proceso Recuperación De Consumo

El capítulo décimo del Contrato de Condiciones Uniformes de la empresa establece el procedimiento para la recuperación de energía consumida dejada de facturar, manifestando que en el marco del procedimiento a seguir para el cobro de la cantidad de energía eléctrica consumida por un determinado suscriptor y/o usuario, cuando el equipo de medida o las conexiones eléctricas que hacen parte de una instalación eléctrica, presenten anomalías y/o irregularidades que impida su normal funcionamiento y/o el registro parcial o total de la energía consumida, se aplicará el siguiente procedimiento:

Para demostrar la existencia de energía consumida no facturada, se recaudarán por parte de LA COMPAÑIA una serie de pruebas sumarias, las cuales se producirán al cerciorarse del adecuado funcionamiento de los equipos de medida y las instalaciones eléctricas del SUSCRIPTOR Y/O USUARIO; en el evento de detectar cualquier circunstancia constitutiva de una anomalía o irregularidad en las conexiones y/o equipos de medida según el contrato de condiciones uniformes, la COMPAÑIA procederá a adelantar la correspondiente actuación tendiente a establecer la existencia o no de los hechos que dan origen a la energía consumida dejada de facturar para lo cual se procederá de la siguiente forma:

Con base en las pruebas sumarias practicadas y previo análisis de las mismas, LA COMPAÑIA podrá dar inicio a la correspondiente actuación administrativa mediante la expedición de un Pliego de Cargos, el cual será comunicado al usuario y/o suscriptor y/o propietario y se le informará como mínimo, lo siguiente:

- 1.) los hechos a investigar y que constituyen una presunta anomalía o irregularidad en las conexiones y/o equipos de medida;
- 2.) las pruebas sumarias practicadas y el resultado de las mismas;
- 3.) el procedimiento que se desarrollará para establecer si existe o no anomalía o irregularidad en las conexiones y/o equipos de medida;
- 4.) el derecho que tiene a presentar descargos y cualquier eximente de responsabilidad frente a las presuntas anomalías o irregularidad, indicándole las oportunidades de defensa con las que cuenta;
- 5.) el derecho que tiene a controvertir las pruebas practicadas y solicitar nuevas pruebas

- 1.- *Inicio de la Actuación:*
- 2.- *Descargos:*
- 3.- *Auto de Pruebas:*
- 4.- *Decisión Empresarial:*
- 5.- *Notificación de la Decisión Empresarial:*
- 6.- *Vía Gubernativa*

Hallazgo: Violaciones al Debido Proceso

Al realizar la verificación de cumplimiento de la leyes y regulación vigente en esta materia, encontramos que efectivamente el proceso descrito en el CCU, se encuentra ajustado a la normatividad vigente, sin embargo al entrar a detallar casos puntuales y la descripción de hechos en los diferentes recursos presentados por los usuarios en sede de Apelación encontramos que la empresa viola continuamente el Debido Proceso, consagrado como derecho fundamental en el art, 29 de nuestra Constitución Política.

En un primer momento, es decir en el levantamiento del acta de inspección, no se le garantizan los derechos al usuario, en muchas ocasiones la ejecución de los trabajos se desarrolla sin la presencia de la persona responsable del servicio o el inmueble, siendo el funcionario o contratista quien diligencia por completo el contenido del acta y manifiesta falsamente que el usuario se negó a firmar.

1°.En el Acta de Revisión

- No actúa el testigo idóneo e imparcial al que el usuario tiene derecho.
- El testigo es reemplazado por un Empleado-Contratista de la Empresa.

1-1.En el Acta de Censo de Carga

- Efectúan un Censo de carga innecesario, con el fin de establecer la proyección de la carga a utilizar por el usuario; es irrelevante, porque va en contravía a la medición real del contador.

Hallazgo: Las liquidaciones por censo de carga no se ajustan a la realidad del consumo del usuario.

Recomendación: La aplicación del CCA Artículo 66.-Perdida de Fuerza Ejecutoria.- Numeral 2.-Cuando desaparecen fundamentos de hechos y de derechos.
Aplicación del CCA Artículo 69.-Causales de Revocatoria.-Numerales 1, 2,3.

No existe garantía en la cadena de custodia para retiro de medidores y su envío a los laboratorios de calibración, las condiciones de transporte y almacenamiento afectan la real condición del equipo de medida, lo que afecta el posterior resultado de laboratorio.

Respecto a los resultados de calibración encontramos que en muchas ocasiones son incoherentes en su contenido y a la hora de realizar el análisis de las pruebas recaudadas los funcionarios responsables de la iniciación de los procesos desvaloran tales resultados y proceden con el inicio de la actuación.

2°.Examen Técnico en Laboratorio=Calibración

No embalan el contador-medidor en un contenedor especial de icopor presurizado como lo ordena la norma Icontec, y evitar con el manipuleo del mismo descalibración.

- No presentan al usuario el certificado de acreditación expedido por la SIC del laboratorio que efectúa el examen técnico o calibración de los medidores.

- No presentan al usuario el certificado de acreditación expedido por la SIC del medidor; tanto del reemplazado como del nuevo instalado.
- No efectúan el examen técnico o calibración del medidor ante el usuario, para efectuarla debe de ser notificado de su realización y presencia en la misma.

Hallazgo: Esta actuación no es válida, por la no acreditación del certificado de la SIC.

Recomendación: Cumplir físicamente con la presentación de la acreditación del certificado y no solo mencionarlo, ya que esto es un elemento probatorio de calidad y seguridad.

3°.- Fotografías y Videos

Estas(os) son tomadas(os) para registrar la circunstancia del indicio a sindicar, pero sin claridad y diafanidad.

- No se toman el mismo día, antes de desarrollar la Inspección o revisión técnica.
- Son montadas, editadas, re matizadas posteriormente, e intentan incluirla en las pruebas sumatorias posteriormente con ampliación de términos del periodo a su acomodo.
- No son Originales las fotos presentadas en la sumatoria probatoria.

Hallazgo: En esta actuación se acomodan las pruebas

Recomendación: Actuar conforme al CPC Artículo 177

4°.-Lecturas y Mediciones

- Las lecturas y mediciones se efectúan conforme a los Artículos 9 y 146 de la Ley 142-1994, desarrollada por sus Empleados-Contratistas que materializan la Revisión Previa al concretarse mes X mes, Periodo X Periodo.

Hallazgo: Violación de la Propiedad Privada y la Privacidad por el acoso de revisiones.

Recomendación: Respetar las campañas de rebaja de consumos, promocionada por la empresa misma, respetar la constitución y las leyes.

5°.-Y Cualquier otra que resulte Pertinente

- Pretenden hacer valer los Sticker como sellos de seguridad.
- Pretenden cargarle el deterioro causado por la salinidad del medio ambiente a que están sometidos los medidores como causado por el usuario.

Muy a pesar de haber transcurrido un tiempo superior a los cinco (5) meses que la ley le otorga al prestador para recuperar consumos, según Art 150 de la Ley 142 de 1994, la empresa decide dar inicio a la actuación con pleno conocimiento de haber perdido el derecho.

Procede a terminar de manera anticipada a los procesos de recuperación de consumo mediante la figura del acuerdo de pago, no habiendo brindado al usuario la oportunidad de agotar un proceso y haber sido vencido en él.

Dentro del proceso de notificación, no se garantiza la entrega efectiva de los diferentes documentos que se generan y no se encuentran dentro de los expedientes los soporte emitidos por la respectiva empresa de mensajería detallando la causal de no entrega, y muy a pesar de esto, se agotan los procesos quedando en firme sin permitirle al usuario hacer uso de su derecho de defensa.

De tal suerte que se hace necesario realizar la apertura de investigación a la empresa CEO S.A.S. ESP, por presunta violación al Debido Proceso, dentro de la actuación administrativa de recuperación de consumos.

Liquidación de Intereses por mora

La factura de servicio emitida informa una tasa de interés por mora de 2,18%, refleja un valor liquidado por este concepto de \$ 10.312,67, de igual manera refleja los conceptos de deuda interés capital y deuda capital. Al realizar los cálculos con la información que suministra la factura, no coincide el resultado, por lo cual se considera necesario iniciar una investigación sobre la aplicación y forma de liquidar el interés moratorio del que trata el artículo 96 de la Ley 142 de 1994.

Compañía Energética de Occidente

Factura No. 36254699
18/03/2014
8055678

Nombre: CENTRO RECREACIONAL
Cédula: -47344
Dirección: Cra Vía A. Quintero - 266036393
Municipio: VILLA RICA
Cra Vía A. Quintero - 266036393 - VILLA RICA

Observación de Lectura:
Indicadores de Calidad:
Duración de interrupciones: 5.35
Consumo: 691.58 kWh
COP (kWh): 342.67

Indicador	Medida	Clase	Factor	Clase
Medida	10274887ECBA	8	1	Normal

Consumo	Consumo Norm. (kWh)	Arrears	Leads	Actual	Consumo
Energía Activada (kWh)	486	6577	7925	1248	

Últimos 6 Consumos (kWh):
Feb-14: 1049
Ene-14: 388
Dic-13: 288
Nov-13: 366
Oct-13: 313
Sep-13: 404

Conceptos del Servicio de Energía:

Cargos	Cantidad	Valor Unit.	Subtotal (\$)
Consumo Energía (kWh)	1248	394.6022	492,444.74
Contribución			98,492.35
Interés Por Mora			52,322.97
Interés Dinámico			36.82

OTROS CONCEPTOS:

Plan de Prestación	Costos Penal.	Sellos	Total Conceptos
			\$602,300
			\$0
			\$0
			\$5,432
			\$010,156.68
TOTAL A PAGAR			\$1,277,300

Factura No. 36254699
Pag. 308

Reclamaciones

Como quiera que las causales de reclamación con más altos índices, es la falla en la prestación del servicio, seguida de la calidad del servicio y consumo por promedio, se considera pertinente investigar casos puntuales en cada una de las tipología descritas, sobre la base de los artículos 136, 137 y 146 de la Ley 142 de 1994.

Conclusiones

De la visita realizada a CEO S.A.S. ESP, y sin haber realizado un análisis exhaustivo de la documentación aportada como soporte para la afirmaciones de la empresa en cuanto al cumplimiento de la obligaciones como prestador del servicio de energía eléctrica en el departamento del Cauca, podemos concluir que la empresa ha venido evolucionando en la calidad de la prestación del servicio.

En el aspecto comercial, encontramos una compañía que trabaja por prestar un servicio con calidad, viene implementando campañas de normalización del servicio asumiendo los costos de los equipos de medida como estrategia para minimizar el impacto en el costo del servicio y ganar la fidelización de los usuarios. La expansión

del servicio ha permitido llevar la energía a muchas localidades brindando calidad de vida a sus habitantes.

Las campañas de sensibilización y socialización de los temas del servicio de energía han permitido concientizar a los usuarios en lo referente al uso racional del servicio, los beneficios ambientales, y la necesidad de pagar el servicio oportunamente para mantener la continuidad del mismo con calidad.

Muy a pesar de no haber podido visitar todas las oficinas de atención o por lo menos la mitad de ellas, percibimos que todas las acciones van encaminadas a mejorar la atención, los funcionarios mantienen una imagen corporativa en su presentación, cuentan con la infraestructura tecnológica necesaria para la adecuada atención, no obstante las condiciones físicas de los inmuebles destinados a la atención no son las adecuadas, su infraestructura está deteriorada, no mantienen una imagen corporativa ni en fachada ni en el interior, el mobiliario no brinda comodidad al usuario, en las oficinas visitadas no se observó la disposición para la atención prioritaria, desde el acceso al recinto hasta el interior del mismo.

En cuanto al grado de conocimiento de los funcionarios dispuestos para la atención al usuario, encontramos que sus conocimientos son deficientes, ya que en su mayoría desconocen información básica sobre la compañía que representan, temas normativos sobre los cuales se desarrolla la labor que ejercen diariamente son de poco manejo. De igual manera los funcionarios de atención al usuario en los diferentes canales, no unifican la información respecto de las capacitaciones o jornadas de actualización programadas por la compañía.

En lo referente a los tiempos de atención encontramos que solo para las dos oficinas principales se maneja digiturno, el cual arroja los tiempos de espera y de atención; sin embargo las otras oficinas no cuentan con esta herramienta, y de la visita no se obtuvo un dato confiable por la nula o muy baja afluencia de usuarios, debido a que la facturación del periodo no había sido distribuida.

En lo referente a la facturación, nos encontramos con la implementación de un nuevo diseño del documento factura, adoptándose una nueva imagen y redistribución de los conceptos facturados, información del suministro, fechas, lecturas etc.; por lo cual la compañía adelanta estrategias de puesta en conocimiento de la misma a través de los diferentes medios, audiovisuales, página web, avisos en las oficinas comerciales, y la factura misma. Sin embargo al realizar el análisis de su contenido se detectaron deficiencias en cuanto a la información mínima requerida en los aspectos de contribuciones y subsidios, clasificación de los usuarios y en lo referente a la motivación sobre el uso racional de la energía, información de seguridad y beneficios ambientales.

Otro aspecto a verificar fue los avisos por interrupción del servicio en forma oportuna, encontrando que la empresa pone en conocimiento de los usuarios las programaciones de interrupciones utilizando los medios de comunicación de prensa escrita, radio, página Web y la línea de atención.

Los aspectos normativos están sujetos a verificación del aporte de documentos que demuestran el cumplimiento de los mismos.

CEO S.A.S. ESP, en conjunto es una empresa que está encaminada a satisfacer a los diferentes mercados con un servicio de alta calidad, todas las acciones y estrategias implementadas tienen como objetivo llegar a todas las comunidades del departamento

del Cauca, como la compañía de distribución y comercialización de energía eléctrica más eficiente.

No obstante, muchos de los aspectos a verificar en la visita realizada, están sujetos al análisis de una serie de información y documentos suministrados por la compañía con los cuales pretenden demostrar el cumplimiento de los deberes y obligaciones como empresa distribuidora y comercializadora del servicio de energía eléctrica en el departamento del Cauca. De tal suerte que el enriquecimiento del presente informe se realizara una vez se haya culminado la inspección de los aportes antes mencionados.

RECOMENDACIONES

De los aspectos que alcanzamos a verificar en el área comercial de CEO S.A.S. ESP, encontramos necesario fortalecer las labores de adecuación de las oficinas de atención de forma general, se considera que en la actualidad el canal presencial se constituye en el más importante punto de contacto entre el usuario y la compañía y se requiere la implementación de estrategias que logren fortalecerlo y potenciarlo, para lo cual es necesario adecuar las oficinas de tal manera que los usuarios esperen cómodamente y permanezcan sentados o realizan fila mientras esperan su turno para ser atendidos. En este espacio se debe incluir un área libre para personas con discapacidad lo suficientemente amplia para ubicar y manipular sillas de ruedas o accesorios para movilidad; así mismo sillas o fila (s) prioritaria (s) destinada para adultos mayores, mujeres embarazadas, y población vulnerable en general. De igual manera realizar adecuaciones para el acceso al punto de atención, (andenes, rampas, escaleras, puertas).

Las oficinas de atención deben manejar una imagen corporativa que le permita al usuario identificarla, esto genera confianza para adelantar los diferentes trámites sobre todo lo referente a recaudos.

Otro aspecto a fortalecer es el grado de conocimientos e idoneidad de los funcionarios del área de atención, los cuales cuentan con una actitud muy apropiada para esta labor, sin embargo se percibe desconocimiento en muchos conceptos básicos normativos, temas propios de la actividad que realiza la compañía, manejo y conocimiento del contenido de su contrato de condiciones uniformes, elementos que consideramos básicos para quienes vienen a ser el canal de relación empresa-usuario, ya que si bien es cierto el esquema de atención por especialidades permite obtener una ágil y mejor atención, no es menos cierto que es fundamental un conocimiento integral de los temas del sector en el cual se desarrolla la actividad de la compañía, además de ser la herramienta más útil a la hora de ofrecer calidad, eficiencia y confiabilidad.

De tal manera que es recomendable replantear el contenido de las capacitaciones programadas con el propósito de formar una agente de atención integral y con un amplio conocimiento de la empresa que representan, de los diferentes mercados que atiende, las normas que regulan el sector energético, leyes y reglamentación para el manejo de los diferentes procesos (PQR's o Administrativos) y la relación usuario-empresa, como lo viene a ser el CCU.

Para aspectos tarifarios, se concluye que la empresa CEO S.A.S. ESP:

La empresa durante los primeros diez meses del año 2013, la empresa se acoge a la Resolución CREG 168 de 2008 de la opción tarifaria la cual le permite a la empresa "financiar" el costo real CU y recuperarlo progresivamente con el fin de evitar altos

picos en las tarifas de los usuarios, lo que se traduce en un precio más estable, para el usuario.

La determinación de acogerse el prestador a la Resolución CREG 168 de 2008, se dio por el comportamiento del componente de distribución que para la ADD Occidente presentó variaciones abruptas.

Acorde con la visita efectuada, el componente de comercialización y específicamente el delta Ipse, no fue actualizado acorde con lo dispuesto en la Regulación, por lo anterior se presenta una diferencia que oscila entre 0.67 y 0,68 \$/KWh, a favor de los usuarios de estratos 3, 4, 5 y 6 y de los usuarios industriales, oficiales y comerciales.

Al igual que los años anteriores, la empresa en el 2013 presenta un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y contribuciones, que a 30 de septiembre alcanzó un déficit por \$10.546 millones.