

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE
SANTANDER S.A. E.S.P.**



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

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

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. ANÁLISIS AÑO 2013

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

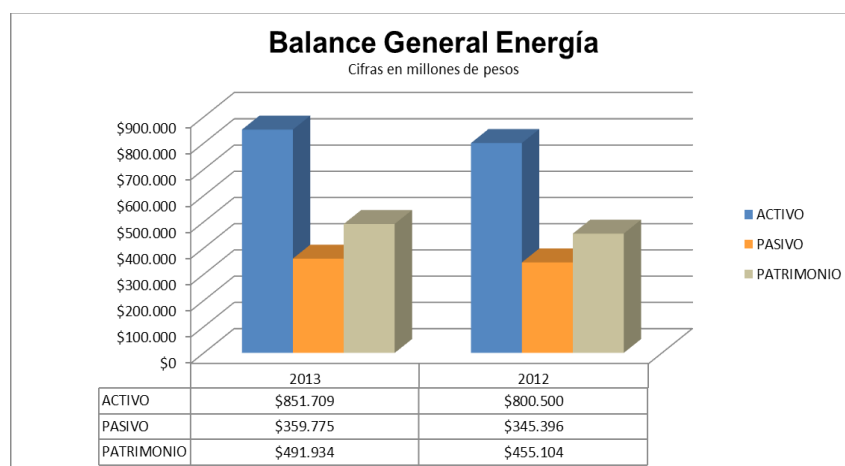
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P., CENS S.A. E.S.P., se constituyó en el año 2010 para desarrollar las actividades de transmisión, comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el sistema interconectado Nacional. La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$ 7.591 millones, tiene su sede principal en la ciudad de Cúcuta. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día agosto 14 de 2014.

Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Simple
Razón social	Centrales Eléctricas Del Norte De Santander S.A. E.S.P.
Sigla	CENS S.A. E.S.P.
Nombre del gerente	Luis Alberto Rangel Becerra
Actividad desarrollada	Transmisión Comercialización y Distribución
Año de entrada en operación	1952
Mercado que atiende	Departamento del Norte de Santander en 40 municipios, en Bolívar municipio de morales y en el departamento del Cesar en 6 municipios

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Balance General



Fuente: SUI

BALANCE GENERAL	2013	2012	VAR
Activo	\$851.708.888.718	\$800.499.783.559	6,40%
Activo Corriente	\$148.003.348.186	\$130.492.326.068	13,42%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$247.743.333.424	\$229.890.796.450	7,77%
Inversiones	\$2.036.435.208	\$2.076.322.425	-1,92%
Pasivo	\$359.775.332.680	\$345.395.546.309	4,16%
Pasivo Corriente	\$117.256.818.791	\$91.210.550.815	28,56%
Obligaciones Financieras	\$0	\$80.845.622.000	-100,00%
Patrimonio	\$491.933.556.038	\$455.104.237.250	8,09%
Capital Suscrito y Pagado	\$7.591.149.725	\$7.591.149.725	

Fuente: SUI cifras en Pesos

En el año 2013, los activos de la empresa ascendieron a \$851.709 millones, presentando un incremento de 6,40% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Inversiones: Esta cuenta pasó de \$2.076 millones en diciembre 2012 a \$2.036 millones a diciembre de 2013, como consecuencia del menor valor de inversiones administración de liquidez - renta variable por \$27 millones y causación de provisión para protección de inversiones.

Deudores: A diciembre de 2013 esta cuenta se posicionó en \$92.762 millones decreciendo en \$2.965 millones en comparación con el mismo periodo de la vigencia anterior. De este rubro, el 60% corresponde a cuentas por cobrar de la prestación del servicio público de energía, ya descontada la provisión y el 16% corresponde anticipos o saldos a favor por impuestos y contribuciones.

Propiedad Planta y equipo: Con una participación a diciembre de 2013 del 29,09% se posiciona en \$247.743 millones, presentando un aumento del 7,77% con relación al año anterior, el detalle de la información se encuentra en la siguiente tabla:

BALANCE GENERAL	2013	2012	VAR
Activo	\$851.708.888.718	\$800.499.783.559	6,40%
Activo Corriente	\$148.003.348.186	\$130.492.326.068	13,42%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$247.743.333.424	\$229.890.796.450	7,77%
Inversiones	\$2.036.435.208	\$2.076.322.425	-1,92%
Pasivo	\$359.775.332.680	\$345.395.546.309	4,16%
Pasivo Corriente	\$117.256.818.791	\$91.210.550.815	28,56%
Obligaciones Financieras	\$0	\$80.845.622.000	-100,00%
Patrimonio	\$491.933.556.038	\$455.104.237.250	8,09%
Capital Suscrito y Pagado	\$7.591.149.725	\$7.591.149.725	

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTÓRICO	DEPRECIACIÓN	PROVISIÓN PARA PROTECCIÓN DE ACTIVOS	VALOR CUETNA 16, PROP, PLANTA Y EQUIPO	VALORIZACIONES	VALOR EN LIBROS
Terrenos	\$1.033.276.494		-\$11.970.657	\$1.021.305.837	\$4.806.398.357	\$5.827.704.194
Construcciones en Curso	\$25.281.326.472			\$25.281.326.472	\$0	\$25.281.326.472
Maquinaria, Planta y Equipo en Montaje	\$2.611.810.180			\$2.611.810.180		\$2.611.810.180
Bienes Muebles en Bodega	\$3.667.562.641			\$3.667.562.641		\$3.667.562.641
Propiedades, Planta y Equipo en Mantenimiento	\$1.876.826.692			\$1.876.826.692		\$1.876.826.692
Propiedades, Planta y Equipo No Explotados	\$5.131.518.524			\$5.131.518.524		\$5.131.518.524
Edificaciones	\$24.381.430.858	-\$8.492.284.068	-\$193.463.760	\$15.695.683.030	\$19.644.174.447	\$35.339.857.477
Plantas, Ductos y Túneles	\$64.506.356.796	-\$45.662.623.213		\$18.843.733.583	\$36.626.285.737	\$55.470.019.320
Redes, Líneas y Cables	\$300.623.452.117	-\$154.056.947.835		\$146.566.504.282	\$359.257.481.712	\$505.823.985.994
Maquinaria y Equipo	\$4.217.788.655	-\$2.032.146.046	-\$265.670.366	\$1.919.972.243	\$789.825.572	\$2.709.797.815
Muebles, Enseres y Equipos de Oficina	\$5.005.105.728	-\$2.189.849.765	-\$401.444.045	\$2.413.811.918	\$1.013.412.398	\$3.427.224.316
Equipos de Comunicación y Computación	\$6.207.910.090	-\$4.802.773.119	-\$331.914.019	\$1.073.222.872	\$383.422.348	\$1.456.645.220
Equipos de Transporte, Tracción y Elevación	\$5.560.779.117	-\$3.458.770.881	-\$115.205.037	\$1.986.803.199	\$2.599.206.188	\$4.586.009.387
Depreciación Diferida	\$19.653.251.951	\$0		\$19.653.251.951		\$19.653.251.951
TOTALES	\$469.758.396.315	-\$220.695.395.007	-\$1.319.667.884	\$274.743.333.424	\$425.120.206.759	\$672.863.540.183

Fuente: SUI cifras en Pesos

Otros activos: corresponde al rubro más representativo dentro del activo con una participación del 51,36%, compuesta por: gastos pagados por anticipado: \$653 millones, cargos diferidos: \$10.281 millones, bienes entregados a terceros: \$83 millones, intangibles: \$1.264 millones y valorizaciones: \$425.158 millones.

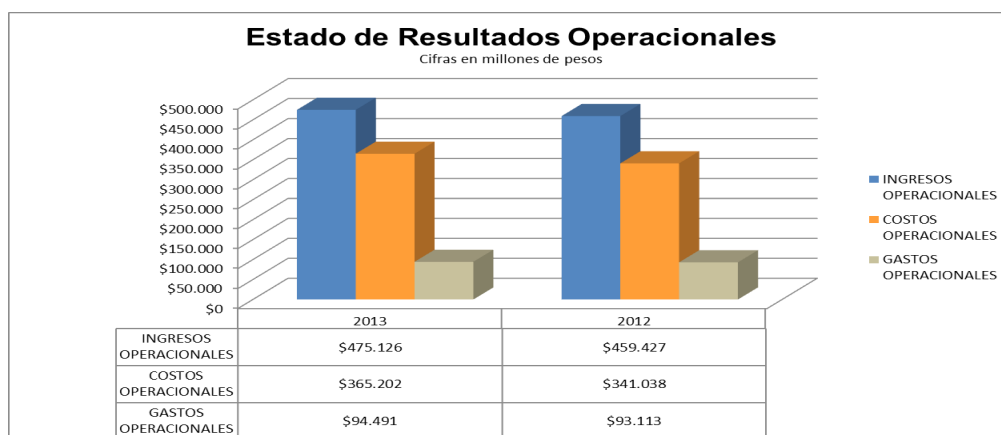
El Pasivo a diciembre 31 de 2013, se ubica en \$359.775 millones, presentando un crecimiento de 4,16% equivalente a \$14.380 millones con relación al mismo periodo del año anterior; la composición del pasivo se encuentra de la siguiente manera: operaciones de crédito público: \$70.694 millones, cuentas por pagar: \$87.276 millones, obligaciones laborales: \$4.919 millones, pasivos estimados y provisiones: \$164.877 millones otros pasivos: \$32.010 millones.

Del pasivo, cabe resaltar los valores por pasivos estimados y provisiones, cuentas por pagar y operaciones de crédito público, con participaciones porcentuales del 46%, 24% y 20% respectivamente.

Las provisiones para pensiones de jubilación y cálculo actuarial, ascienden a \$145.548 millones, siendo este el pasivo más representativo con una participación porcentual del 40,46%.

A diciembre de 2013 el patrimonio presentó un ascenso de \$36.829 millones con respecto a diciembre de 2012, posicionándose en \$491.934 millones. Este aumento está relacionado con incrementos de las utilidades, el superávit por valorización y las reservas.

2.2. Estado de Resultados



Fuente: SUI

ESTADO DE RESULTADOS	2013	2012	VAR
Ingresos Operacionales	\$475.126.084.787	\$459.426.989.028	3,42%
Costos Operacionales	\$365.201.826.686	\$341.037.751.613	7,09%
Gastos Operacionales	\$94.491.455.319	\$93.113.189.082	1,48%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$15.432.802.782	\$25.276.048.333	-38,94%
Otros Ingresos	\$38.874.028.209	\$20.321.965.245	91,29%
Otros Gastos	\$7.155.216.345	\$8.518.679.209	-16,01%
Gastos de Intereses	\$5.963.269.367	\$5.149.872.000	15,79%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$47.151.614.646	\$37.079.334.369	27,16%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de transmisión, comercialización y distribución. Para diciembre de 2013 fueron de \$475.126 millones, presentando un aumento del 3,42% con respecto a diciembre de 2012 representados de la siguiente manera: \$9.242 millones al negocio de transmisión, \$42.109 millones negocio de distribución y \$423.330 millones al negocio de comercialización.

Los costos operacionales representan el 76,9% de los ingresos operacionales de diciembre de 2013, aumentándose en 7,09% con respecto al año 2012 pasando de \$341.038 millones en el 2012 a \$365.202 millones en 2013. De estos costos operacionales sobresalen los costos de bienes y servicios, cuyo monto fue de \$270.674 millones, equivalente al 74% 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 \$200.834 millones.

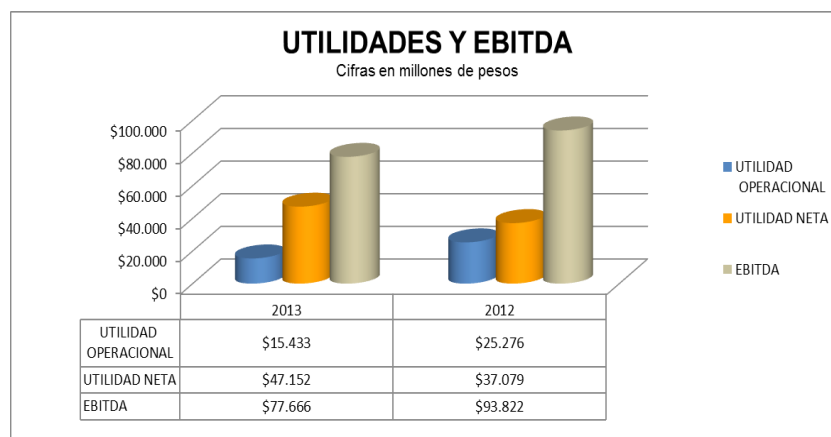
Los gastos a diciembre de 2013 crecieron 0,01%, pasando de \$101.632 millones a \$101.647 millones, siendo su composición la siguiente: Gastos administrativos 63%; Provisiones, depreciaciones y amortizaciones 30% y Otros gastos 7%. Los gastos de administración aumentaron \$1.677 millones, ubicándose en \$63.922 millones a diciembre de 2013, de los cuales \$40.286 millones corresponden a gastos de personal, \$14.123 millones gastos generales y \$9.513 millones a erogaciones por impuestos, contribuciones y tasas.

Las cuentas de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2013 decrecieron \$298 millones, posicionándose en 30.570 millones, de este rubro se destacan, las provisiones para deudores \$3.167 millones, provisión para obligaciones fiscales \$17.690 millones y provisión para contingencias con \$8.068 millones.

Los otros ingresos para la vigencia 2013 suman \$38.874 millones, mejorando en \$18.552 millones la cifra de la vigencia 2012, están compuestos por: \$4.119 millones financieros y \$34.755 millones extraordinarios.

Los gastos no operacionales ascienden a \$7.155 millones, siendo los más importantes los gastos por intereses de la deuda pública a corto y largo plazo con el 83%.

2.3. Utilidades y Ebitda



Fuente: SUI

CENS S.A. E.S.P. a diciembre de 2013 presentó una utilidad neta de \$47.152 millones incrementando el resultado de 2012 en \$10.072 millones, este mayor valor esta evidenciado por el repunte de los otros ingresos especialmente por la cuenta de recuperaciones que en 2013 fue de \$21.684 millones. El Ebitda de la compañía a 2013 alcanzó los \$77.666 millones desmejorando con respecto al año anterior \$16.156 millones, con relación a este desmejoramiento las compras energía fueron las que ocasionaron alza en los costos y por ende disminución en el Ebitda.

2.4. Indicadores

INDICADORES	2013	2012
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente- Veces	1,26	1,43
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	56	70
Rotación de Cuentas por Pagar- Días	53	44
Activo Corriente Sobre Activo Total	17%	16%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	42%	43%
Patrimonio Sobre Activo	58%	57%
Pasivo Corriente Sobre Pasivo Total	33%	26%
Cobertura de Intereses- Veces	11,75	11,36
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	\$77.665.969.730	\$93.821.615.354
Margen Operacional	16%	20%
Rentabilidad de Activos	9%	12%
Rentabilidad de Patrimonio	11%	13%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2013 es de 1,26 veces, indicador que presenta un decrecimiento de 0,17 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, indicando que la empresa tiene 1,26 pesos en su activo corriente para cubrir cada peso que adeuda de pasivo corriente.

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó un decrecimiento de 14 días pasando de 70 días en 2012 a 56 días en 2013; la empresa tarda 53 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando en 9 días con respecto a 2012.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2013 es de 42%, evidenciando un menor valor de 1% con respecto a 2012, cuyo porcentaje era del 43%; el Pasivo corriente representa el 32,6% del total de los Pasivos, por lo que el 67,4% restante pertenece a Pasivos de largo plazo que en mayor porcentaje corresponden a provisiones para pensiones.

Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2013 fue de 16%, decreciendo en 4% con

base al año anterior, ocasionado este, por el mayor valor en los costos de bienes y servicios; La rentabilidades de los activos y patrimonio se posicionaron en 9% y 11% respectivamente al final del ejercicio del año 2013.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

3.1 Descripción de la Infraestructura

De acuerdo con lo reportado en los Formatos 4 y 5 de la resolución compilatoria SSPD 20102400008055 de 2010 al Sistema Único de Información – SUI, a continuación se realiza un análisis de la infraestructura de la empresa y se presenta una evolución de sus activos correspondientes a transformadores, circuitos y subestaciones. Adicionalmente se muestra las características de los 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 CENS

NUMERO DE TRAFOS	NUMERO DE CIRCUITOS	SUMA CAPACIDAD DE TRAFOS	SUMA USUARIOS CONECTADOS	DEMANDA MESUAL	AÑO
15143	111	604967	394123	79174635	2011
15822	118	735984,5	406803	106371484	2012
15967	118	759799,5	420216	103125914	2013

Fuente: SUI

Con respecto a la Tabla anterior se observa que para diciembre de 2013 la Empresa CENS tiene reportados 15967 transformadores en todo su mercado con 118 circuitos reportados y 420216 usuarios conectados a los transformadores. Adicionalmente se presenta la suma de la capacidad de los transformadores la cual corresponde a 759.799,5 KVA y una demanda mensual de 103 GWh aproximadamente.

Según lo reportado por el AEGR, CENS atiende en su infraestructura tensiones de 34.5 Kv, 13.8 Kv, 220 v y 110 v, con personal debidamente calificado. Igualmente cuenta con líneas de trabajo, una que atiende las redes energizadas y otra que se encarga de las redes des-energizadas. Centrales Eléctricas de Norte de Santander, cuenta con una infraestructura eléctrica conformada por 103 circuitos primarios en el nivel de tensión 13,8 Kv, 15 circuitos a nivel de 34,5 Kv, 13 circuitos de alta tensión en 115 Kv y un circuito que corresponde a 230 Kv

Según el informe del AEGR, la capacidad instalada al cierre de 2013 con que cuenta CENS para atender sus clientes es de 826,6 MVA. El número de transformadores de distribución con corte a diciembre de 2013 es de 16.652 y el número total de km de línea en los diferentes niveles de tensión es de 21.769 km.

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

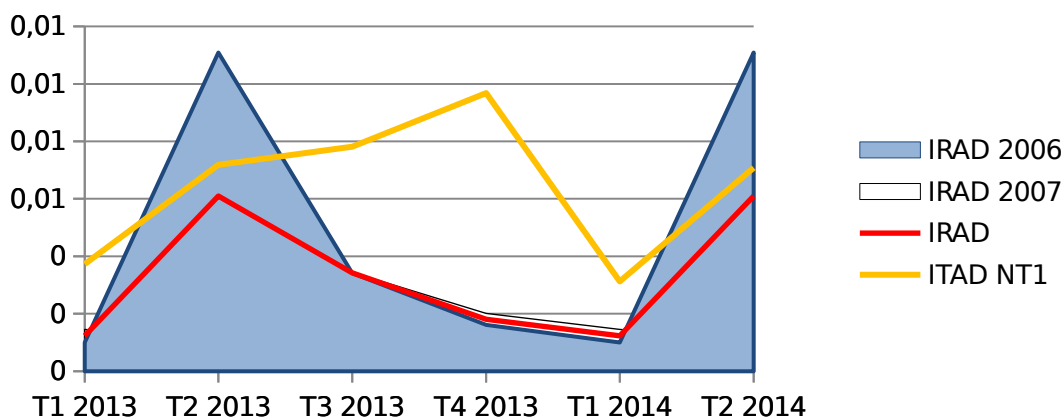
porcentaje medio de energía que los clientes dejan de consumir debido a las interrupciones en la prestación del servicio.

Con relación a lo anterior, se encontró que la empresa ya ingresó a este nuevo esquema. En la Resolución 169 de 2010 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P.

Las gráficas 3.2.1 y 3.3.2 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.

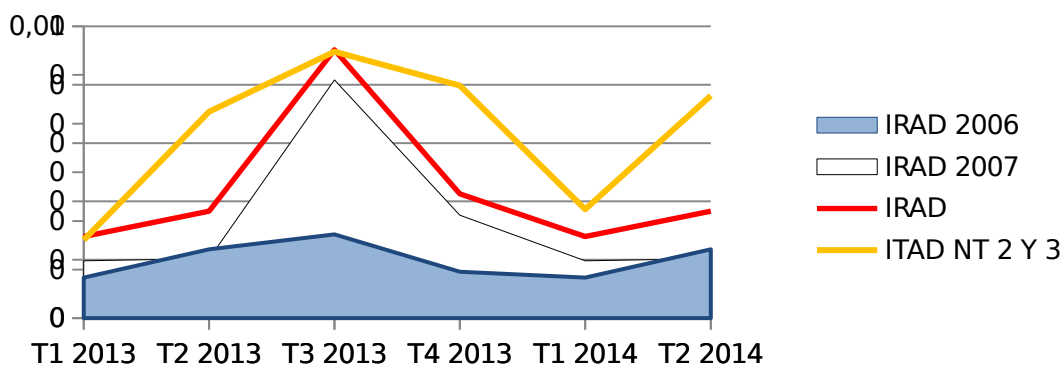
Para el nivel de tensión 1, se puede observar que durante el año 2013, el ITAD se mantuvo por encima de la línea del IRAD e incluso entre los trimestres 3 y 4, estuvo por fuera de la banda de indiferencia. Situación que se mantiene para los niveles de tensión 2 y 3.

Gráfica 3.2.1 Análisis ITAD para Nivel de Tensión 1



Fuente: SUI – DTGE

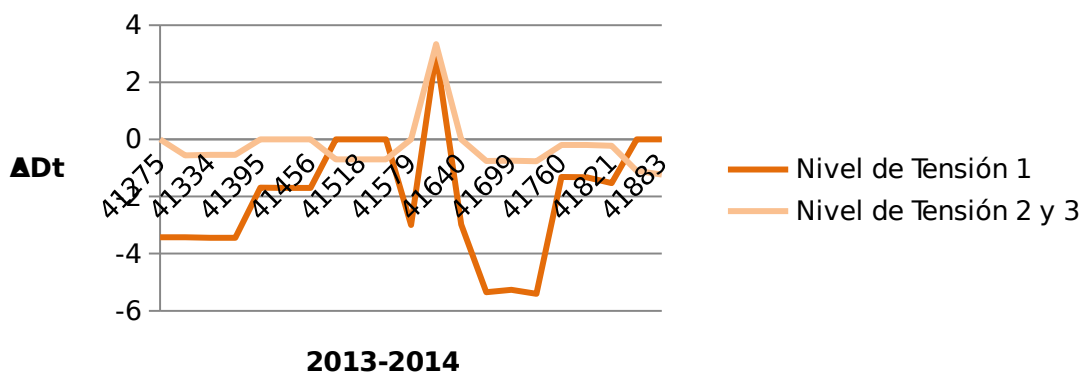
Gráfica 3.2.2 Análisis ITAD para Niveles de tensión 2 y 3



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

Para esta variación trimestral de la calidad, se puede observar que para el nivel 1, se mantiene una tendencia negativa en un 71% del tiempo total de prestación de servicio, así como para los niveles 2 y 3 esta tendencia negativa alcanza un 66,6% del total.

Como conclusión general, se evidencia que Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P., no ha tenido un buen comportamiento de acuerdo a lo establecido en la regulación, toda vez que la variable ΔDt tomó valores negativos durante varios períodos.

3.3 Calidad de la Potencia

En atención al tema de calidad de la potencia eléctrica, CPE en el mercado atendido por La CENS, la Superintendencia generó un proyecto para el año 2014 por medio del cual evaluará la CPE en diferentes subestaciones eléctricas de esta empresa. Trabajo que se ejecutará a través de una firma especializada en análisis de calidad de la energía, y de la cual se espera poder tener una mejor radiografía de este sistema.

Según la auditoría externa de gestión y resultados, Centrales Eléctricas de Norte de Santander ha estado cumpliendo con los reportes de la información semanal a la CREG tal como lo han establecido las resoluciones CREG 097/2008 y 024/2005, en los formatos establecidos para ello.

La empresa realizó el reporte de los 165 circuitos correspondientes a los PST (Percibility Short Time) almacenado en archivo con formato CEL_Semana_j_PM.csv y ha reportado los eventos de tensión a través del formato ET_Semana_j_PM.csv. Asimismo, envió semanalmente a la CREG el archivo comprimido tipo Zip con los archivos csv correspondientes a las 1008 medidas y los eventos de tensión para cada semana.

Desde la primera semana hasta la semana 15 no se realizaron los reportes de los circuitos PLZ263B1, PLZ306B1, PLZ283B1, debido a daño en los PT's. Así mismo no se hace el reporte de los puntos PAMTOLEDO, TOLLABATECA y TOLTOLEDO por daño en los equipos de propiedad de ISA. Situación que se ha presentado desde la semana 16 hasta la semana 36.

Se recomienda realizar las acciones correctivas en los PT's para cumplir a cabalidad con el reporte de información.

Por otra parte, en relación con el tema de la supervisión de activos en tiempo real, XM informó a esta Superintendencia, mediante comunicación con radicado SSPD 20135290623032 de 29-09-2013, que para noviembre del año de 2013 la empresa CENS S.A ES.P., contaba con un 100 % 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.

Aclarando, 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.

3.4 Inversión

3.4.1 Ejecución de los Proyectos de Inversión

Para el año 2013 el prestador reportó al Sistema Único de Información – SUI un total de 545 proyectos de inversión. De estos se destacan los siguientes treinta proyectos, los cuales representaron los costos más altos:

Tabla 3.4.1.1 Proyectos de Inversión

No	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINAL	VALOR DEL PROYECTO (millones)	PORC DEL AVANCE	OBSERVACIONES
1	REMODELACION Y EXPANSION DE REDES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS EN LA ZONA 1	07/06/13	31/12/13	2089.493732	76%	NINGUNA
2	REMODELACION DE REDES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS EN EL AREA DE INFLUENCIA DE CENS	12/04/12	30/04/13	2001.684042	28%	se reporte porcentaje faltante de contrato general 35 porciento
3	Construcción de redes eléctricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificación rural asignación DNP Fondo Nacional de Regalías	30/07/13	30/11/13	1904.406536	100%	se energizaron las veredas Paraíso Plañadas Las Cuadras El Tesoro El Mosquito La Capilla Pamplona y la Gamuza
4	PROCESO DE Reposición DE POSTES DE MEDIA Y BAJA Tensión PARA ATENDER LAS SOLICITUDES DE LOS USUARIOS POR PETICIONES QUEJAS Y RECLAMOS EN CUCUTA Y SU área METROPOLITANA	30/07/13	31/12/13	1657.667103	100%	SE ATENDIERON 117 PETICIONES QUEJAS Y RECLAMOS DE CUCUTA Y SU área METROPOLITANA QUEDA UN SALDO 1 348 036
5	Reconstrucción a transformador de potencia 3040 MVA 11500034500 V de CENS	12/09/13		999	90%	El Servicio de reparación se contrata mediante Aceptación de Oferta 9002012 suscrita con la firma Industrias Explorer SAS La fecha de inicio corresponde a la suscripción del contrato
6	Remodelación de Redes de Baja Tensión y traslado de las cajas de distribución de acometidas al vano en circuitos ya remodelados según CONTRATO 3620502012	01/01/13	31/12/13	651.740398	24%	Ninguna
7	Obra civil obras de cimentación y estabilización de equipos de subestaciones pertenecientes CENS SA ESP	19/11/13		627.204973	99%	Mediante las Aceptación de Oferta 1678 1756 1757 1715 15952013
8	Remodelación de Redes de Baja Tensión y traslado de las cajas de distribución de acometidas al vano en circuitos ya remodelados según CONTRATO 350015732013	01/01/13	31/12/13	618.777282	22%	Ninguna
9	REMODELACION Y EXPANSION DE REDES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS EN LA ZONA 1	07/06/13	31/12/13	602.021351	49%	NINGUNA
10	Remodelación de Redes de Baja Tensión y traslado de las cajas de distribución de acometidas al vano en circuitos ya remodelados según CONTRATO 35000512012 y 350015742013	01/01/13	31/12/13	580.512697	21%	Ninguna
11	Construcción de redes eléctricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificación rural Recursos Propios	26/04/13	31/10/13	506.384691	49%	se energizaron las veredas Burgoa El Carbón Tapucha y La Honda
12	Obra civil obras de cimentación y estabilización de equipos de subestaciones pertenecientes CENS SA ESP	20/09/13		476.181513	99%	Mediante las Aceptación de Oferta 1678 1756 1757 1715 15952013
13	REMODELACION Y EXPANSION DE REDES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS EN LA ZONA 2	07/06/13	31/12/13	455.052206	44%	NINGUNA
14	Construcción de redes eléctricas y acometidas domiciliarias para el proyecto de electrificación rural Recursos Propios	26/04/13	31/10/13	413.375258	40%	se energizaron las veredas Providencia Musgos y Pate vaca
15	PROCESO DE Reposición DE POSTES DE MEDIA Y BAJA Tensión PARA ATENDER LAS SOLICITUDES DE LOS USUARIOS POR PETICIONES QUEJAS Y RECLAMOS EN CUCUTA Y SU área METROPOLITANA	30/07/13	31/12/13	412.435718	100%	SE ATENDIERON 117 PETICIONES QUEJAS Y RECLAMOS DE CUCUTA Y SU área METROPOLITANA QUEDA UN SALDO 1 348 036
16	REMODELACION Y EXPANSION DE REDES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS EN LA ZONA 2	07/06/13	31/12/13	412.360412	40%	NINGUNA

No	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINAL	VALOR DEL PROYECTO (millones)	PORC DEL AVANCE	OBSERVACIONES
17	Compraventa de celdas a 13800 V en desarrollo del Plan Empresarial de Contratación 2013	30/11/13	20/12/13	391.167088	78%	Los equipos fueron adquiridos mediante Aceptación de Oferta 14762013 suscrita con la firma Siemens SA Los equipos se encuentran en stock en la subestación Ocaña y serán implementados en la programación de reposición de equipos en el año 2014 La fecha de inicio corresponde a la suscripción del contrato de compraventa
18	Expansión de redes zona 1 Sardinata	01/01/13	30/04/13	381.894844	60%	ejecutado en vigencia 2013 Sispro
19	Obra civil obras de cimentación y estabilización de equipos de subestaciones pertenecientes CENS SA ESP	16/10/13	16/12/13	323.01253	20%	Mediante las Aceptación de Oferta 1678 1756 1757 1715 15952013
20	Compraventa de equipos de medida para subestaciones rurales a 3450013800 V en desarrollo del Plan Empresarial de Contratación	21/12/13		255.682573	99%	Los equipos son adquiridos mediante Aceptación de Oferta 17352013 suscrita con la firma KINESIS La fecha de inicio corresponde a la suscripción del contrato de compraventa Los equipos son adquiridos mediante Aceptación de Oferta 17342013 suscrita con la firma ACJ La fecha de inicio corresponde a la suscripción del contrato de compraventa
21	COMPRAVENTA DE RECONECTADORES DE 13200 V	28/05/12	22/10/12	245.979375	100%	Ninguna
22	REMODELACION DE REDES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS EN EL AREA DE INFLUENCIA DE CENS	01/01/13	30/04/13	243.109334	21%	ejecutado en vigencia 2013 electroingeniería
23	REMODELACION Y EXPANSION DE REDES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS EN LA ZONA 1	07/06/13	31/12/13	242.061064	9%	NINGUNA
24	Remodelación de Redes de Baja Tensión y traslado de las cajas de distribución de acometidas al vano en circuitos ya remodelados según CONTRATO 3620502012	01/01/13	31/12/13	219.210657	8%	Ninguna
25	REMODELACION DE REDES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS EN EL AREA DE INFLUENCIA DE CENS	01/01/13	30/04/13	204.087765	17%	ejecutado en vigencia 2013 electroingeniería
26	REMODELACION DE REDES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS EN EL AREA DE INFLUENCIA DE CENS	01/01/13	30/04/13	183.92303	16%	ejecutado en vigencia 2013 electroingeniería
27	PROCESO DE Reposición DE POSTES DE MEDIA Y BAJA Tensión PARA ATENDER LAS SOLICITUDES DE LOS USUARIOS POR PETICIONES QUEJAS Y RECLAMOS EN LA ZONA 2	21/10/13	31/12/13	183.363807	1%	NO SE HA REPORTADO AVANCE TOTAL PORQUE ESTA EN PROCESO DE LIQUIDACION Y NO SE HA ENTREGADO BALANCE DE MATERIALES SUMINISTRADOS POR CENS
28	25 DETECTORES DE AUSENCIA Y PRESENCIA DE TENSION 13800 V	17/10/13	10/12/13	180.61175	100%	Ninguna
29	REMODELACION DE REDES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS EN EL AREA DE INFLUENCIA DE CENS	01/01/13	30/04/13	160.060135	14%	ejecutado en vigencia 2013 electroingeniería
30	REMODELACION Y EXPANSION DE REDES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS EN LA ZONA 1	07/06/13	31/12/13	151.17044	5%	NINGUNA

Fuente: Sistema Único de Información - SUI

Los objetivos de estos proyectos son entre otros: aumentar la confiabilidad del sistema, ampliar la cobertura del servicio y mejorar la calidad de la potencia. El total de la inversión asociada a estos treinta proyectos es de \$17.773,63 Millones de pesos.

De los proyectos que estuvieron planeados finalizarlos a diciembre de 2013 la empresa tuvo un porcentaje de cumplimiento del 50.96%.

3.4.2 Cobertura y Restricciones del Servicio de Energía Eléctrica

De acuerdo con lo expuesto en el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017 – PIEC de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, el índice de cobertura del servicio de energía eléctrica para el departamento de Norte de Santander, alcanzó el 96,54% en el año 2013, distribuido tal y como se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 3.4.2.1 Índice de Cobertura 2013

Departamento	ICEE cabecera municipal	ICEE resto	ICEE Total
Norte de Santander	99,83%	83,92%	96,54%

Fuente: UPME

Así mismo, el plan expuesto señala que para el año 2017 es posible alcanzar el 99,68% de la cobertura a través de inversiones realizadas por el Operador de Red, las cuales serían remuneradas vía tarifa, además se lograría el 100% de la cobertura con proyectos asociados a recursos provenientes de los fondos FAER y FAZNI.

Departamento	ICCE_Base	Incremento con tarifa Actual	Incremento con FAER	Incremento con FAZNI	Cobertura total Alcanzable a 2017
Norte de Santander	96,54%	0,14%	2,83%	0,24%	100,00%

Fuente: UPME

Durante el año 2014 la SSPD efectúa visitas técnicas de inspección a un muestro de subestaciones pertenecientes a los sistemas de distribución de distintos operadores de red, lo anterior con el fin de evaluar el estado de estas y el cumplimiento de aspectos RETIE que puedan eventualmente generar un peligro inminente o un riesgo sobre la prestación del servicio.

3.5.1. Accidentes de Origen Eléctrico

De acuerdo a lo reportado en el Sistema Único de Información SUI, CENS S.A. E.S.P., 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 realizó la empresa CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P., durante 2013.

3.6.1. Proceso de Mantenimiento de Redes

Podas de Árboles:

Para el año 2013, se intervinieron 90200 árboles, lo que significó la ejecución del 101%.

En las áreas rurales del área metropolitana de Cúcuta y sus regionales, se programó la poda de 1270 km de redes, la ejecución al final del año fue de 2666 km, llegándose a un 203% de ejecución en este ítem.

Cambio de postería:

En este ítem, se ha realizado el cambio de postería de madera en zonas urbanas y rurales. Durante 2013, se presupuestó el cambio de 1200 postes, al final de este mismo año, se realizó el cambio de 1643 postes en fibra de vidrio y metálicos, alcanzando un 163% de la ejecución presupuestada.

Realización de Mantenimiento de Circuitos en Media Tensión:

Para cumplir este ítem, se realizaron las siguientes actividades a lo largo del recorrido de circuitos de media tensión:

Cambio de aislamiento,
Poda de árboles,
Cambio de DPS
Limpieza de estructuras.

El recorrido en media tensión previsto para el 2013 fue de 1.757 km, al finalizar el año se ejecutaron 1665 km, con un porcentaje de ejecución del 95%.

Mejoramiento de los Sistemas de Puesta a Tierra:

Transformadores urbanos: Cantidad Planeada 137, Ejecutado 101 (76% ejecutado).
Transformadores rurales: Cantidad Planeada 380, Ejecutado 406 (106% ejecutado).

El apoyo dado por el grupo de Líneas Energizadas a otros proyectos permitió que no se diera cumplimiento al programa establecido.

Cambio y/o Recuperación de Postería en Concreto:

Como meta propuesta por CENS para este ítem, se propuso el cambio y/o recuperación de 650 postes, al finalizar el año se ejecutó el cambio de 740 postes, con un porcentaje de ejecución de 111%.

Cambio en instalación de DPS y cortacircuitos:

Se hizo un plan de trabajo para cumplir con 2.890. Se utilizó para ello la detección de puntos calientes a través de la cámara termo gráfica, cámara fotográfica y GPS (Sistema de posicionamiento Global). Al finalizar el período de 2013 se realizó el cambio en 4110 con ejecución de 142%.

Mantenimiento de las Redes de Energía con el Equipos de Líneas Energizadas:

La proyección establecida para la vigencia del 2013 se fijó en intervenir 2.200 estructuras llegándose al final del año con la ejecución en 2.487 para una ejecución de 114%.

Termografía:

Para el año 2013 se ha programado determinar 95 termografías que permita encontrar anomalías, de las cuales, al finalizar el año se realizó 103 con ejecución del 108%.

3.6.2 Proceso de Mantenimiento de Subestaciones y Líneas

A continuación se relaciona la cantidad de actividades a ejecutar en el 2013 que involucran desconexiones de los activos del sistema de transmisión y distribución, programados para la ejecución de las actividades de mantenimiento y/o reposición de equipos, con su ejecución.

Tabla 3.4.2.1 Actividades a ejecutar en 2013

NOMBRE DE LA ACCION	DESCRIPCION DE LA ACCION (ACTIVIDADES O TAREAS)	UNIDADES DE MEDIDA DE LA ACCION O ACTIVIDAD	ASPIRACION (META) DE LA ACCION O ACTIVIDADE	ACTIVIADES CUMPLIDAS	% DE EJECUCIÓN
MANTENIMIENTO PREVENTIVO SUBESTACIONES	Intervenciones de mantenimiento	Numero de Mantenimientos	65	60	92%
	Ejecución de pruebas fisicoquímicas y cromatograficas	Numero de Transformadores Intervenido	60	60	100%
	Mantenimiento exterior (pintura) a transformadores de potencias	Numero de Transformadores Intervenido	3	No ha informacion	
	Tratamiento aceites transformadores de potencia	Numero de tratamientos de aceites ejecutados	2	2	100%
	Mantenimiento a conmutadores baja carga	Numero de Mantenimientos sa OLTC ejecutados	2	2	100%
	Ejecución de termografica en subestaciones	Numero de Analisis Realizados	50	60	120%
MANTENIMIENTO DELINEAS DE TRANSMISION	Recuperación y/o realse de bases de concreto en estructuras metalicas asociadas al STR	Numero de Estructuras Intervenido	5	7	140%
	Conexionado directo del cable de guarda del sistema de transmision a un sistema de puest a tierra	Numero de Sistemas de Puesta a Tierra Habilitados	10	10	100%
	Revisión en intervención de circuitos asociados al STR	Numero de Circuitos Intervenido	10	10	100%

4. ASPECTOS COMERCIALES

4.1. Estructura del mercado

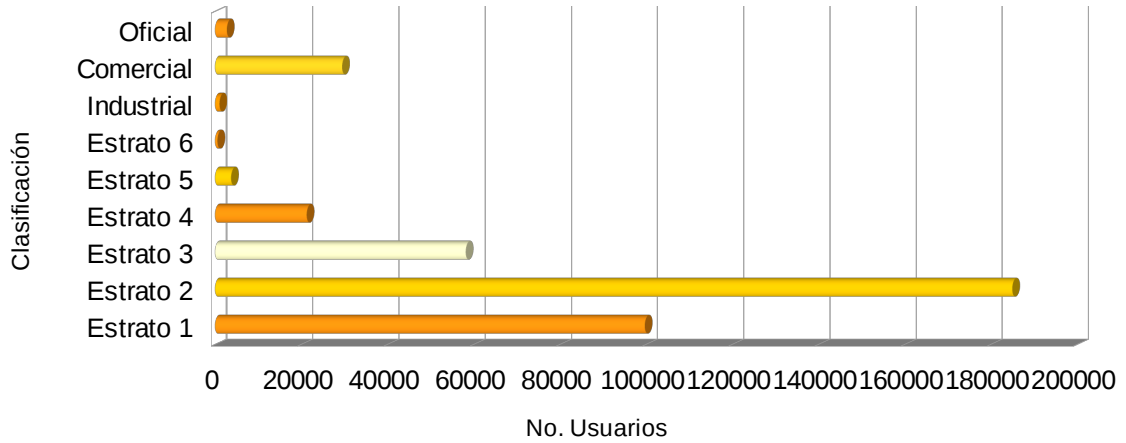
Tabla 4.1.1. Cantidad de Suscriptores por Clasificación 2013

MERCADO		
Estrato 1	99.719	24,82%
Estrato 2	184.985	46,05%
Estrato 3	58.169	14,48%
Estrato 4	21.274	5,30%
Estrato 5	3.734	0,93%
Estrato 6	568	0,14%
Industrial	1.040	0,26%
Comercial	29.500	7,34%
Oficial	2.744	0,68%
Total Usuarios	401.733	100%

Fuente: SUI¹

¹ Se presenta diferencia entre este cifra y la de usuarios conectados a los transformadores de distribución (numeral 3.1, 420.216 usuarios) , se explica en que en dicha tabla se incluye el promedio anual y los conectados de otros operadores de red, el cual difiere de los usuarios al cierre de

Grafica No. 4.1.1. ESTRUCTURA DE MERCADO 2013



Fuente: SUI

Para el 2013 la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander 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 70,87% del total. Por otra parte la menor concentración se encuentra en el estrato 6 con 0,14% y el sector industrial con 0,26%.

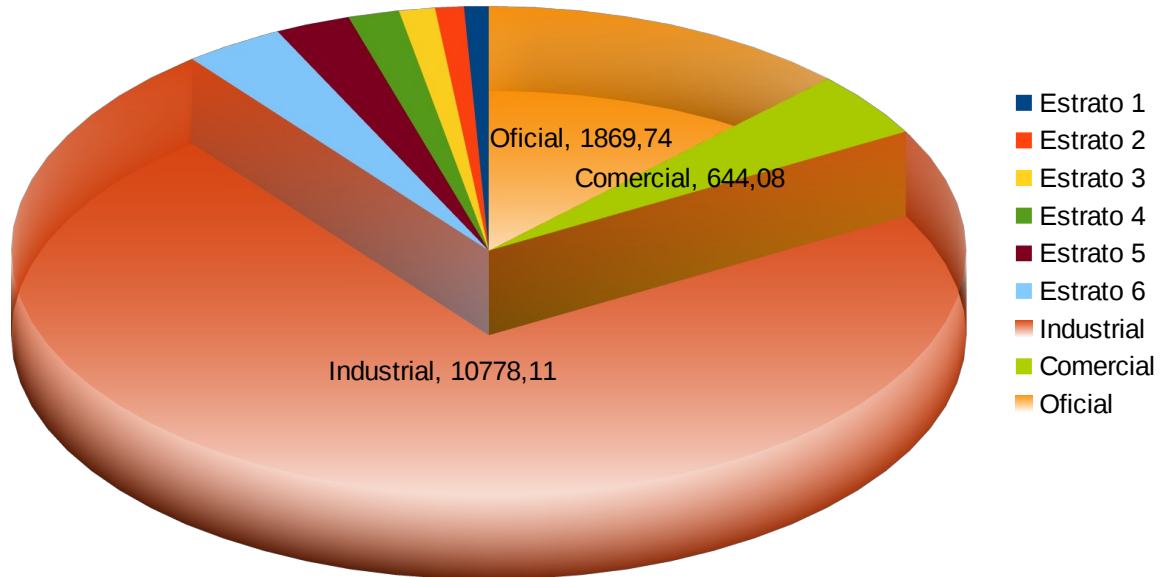
4.2. Niveles de Consumo

Tabla No. 4.2.1. Nivel Promedio de Consumo 2013

CONSUMO PROMEDIO	
Estrato 1	122,77
Estrato 2	144,74
Estrato 3	180,99
Estrato 4	257,99
Estrato 5	378,55
Estrato 6	502,30
Industrial	10.778,11
Comercial	644,08
Oficial	1.869,74

Fuente: SUI

Grafica No. 4.2.1. Nivel Promedio Consumo 2013



Fuente: SUI

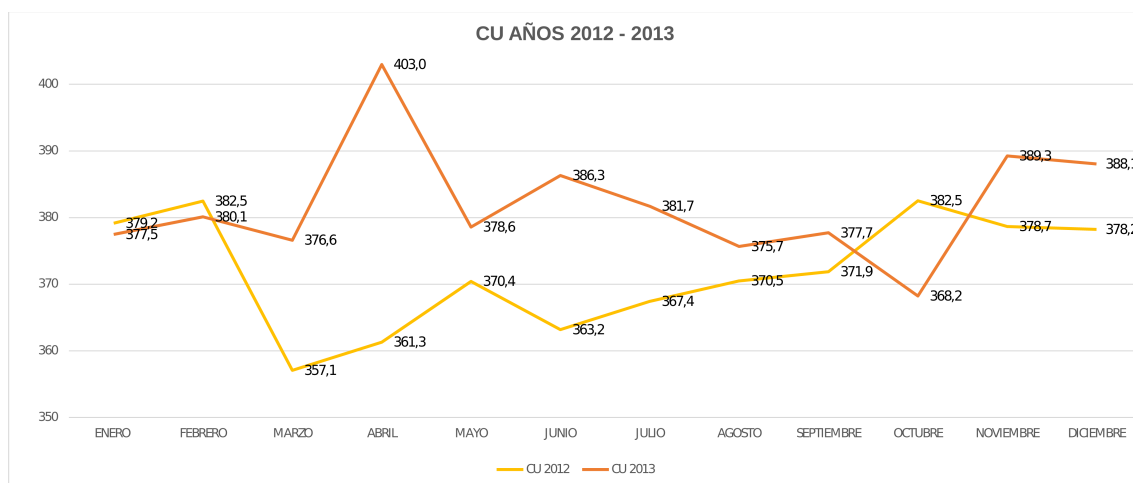
Es importante resaltar que a pesar de que la menor concentración de los usuarios se encuentra en el estrato 6 y el sector industrial, este último es el que maneja el consumo más alto del mercado, manteniendo un promedio total en el 2013 de 10.778,11 Kwh.

4.3. Análisis tarifario

4.3.1. Costo Unitario de Prestación del servicio 2012-2013

En la gráfica a continuación se presenta un comparativo para los años 2012 y 2013 del comportamiento mensual del costo unitario de prestación del servicio de energía.

Gráfica 4.3.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio Año 2012 y 2013



Fuente: Información Publicada por la ESP

Se presentaron fluctuaciones importantes en el CU durante el 2013, observando diferencias de hasta \$27 \$/Kwh. entre pico y pico, su mayor valor se presentó en el mes de Abril, \$403/Kwh., debido principalmente al comportamiento del componente D cuya participación en la definición del CU es cercana al 37%. A partir del mes de noviembre se estabiliza el CU por la implementación de la Resolución CREG No. 133 de 2013, por la cual se pretende estabilizar la volatilidad del comportamiento del D evidenciado en las diferentes áreas de distribución.

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

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

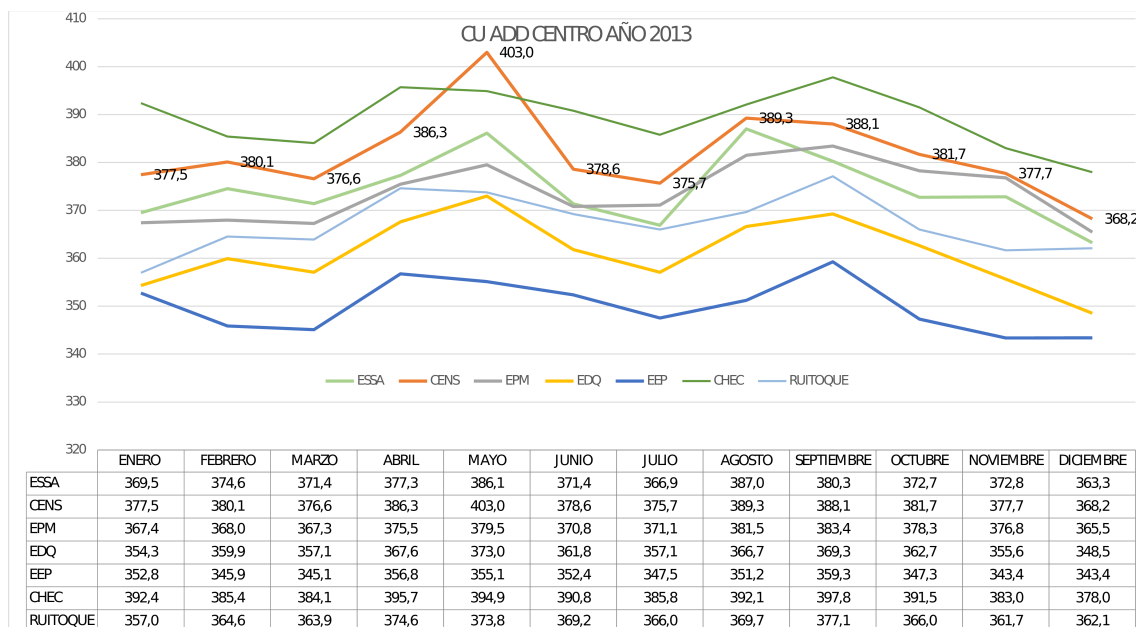
En el esquema de áreas de distribución por una parte se tienen los cargos por uso propios de cada operador de red y por la otra, se tiene el cargo unificado del área de distribución. En ésta se observa que teniendo en cuenta el Dtun como referencia, dentro de un ADD, existirán agentes que se dispongan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

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

Para el año 2013 se observa que el CU de Centrales Eléctricas de Norte de Santander presentó un comportamiento similar al de las otras empresas que conforman el ADD Centro Occidente, lo anterior básicamente asociado al comportamiento del

componente de distribución, que represente cerca del 37% del CU. El ADD Centro, está conformada por: Electrificadora de Santander, Empresas Públicas de Medellín, Empresa de energía del Quindío, Empresa de Energía de Pereira, Central Hidroeléctrica de Caldas y Ruitoque.

Gráfica 4.3.2. Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD Occidente 2013



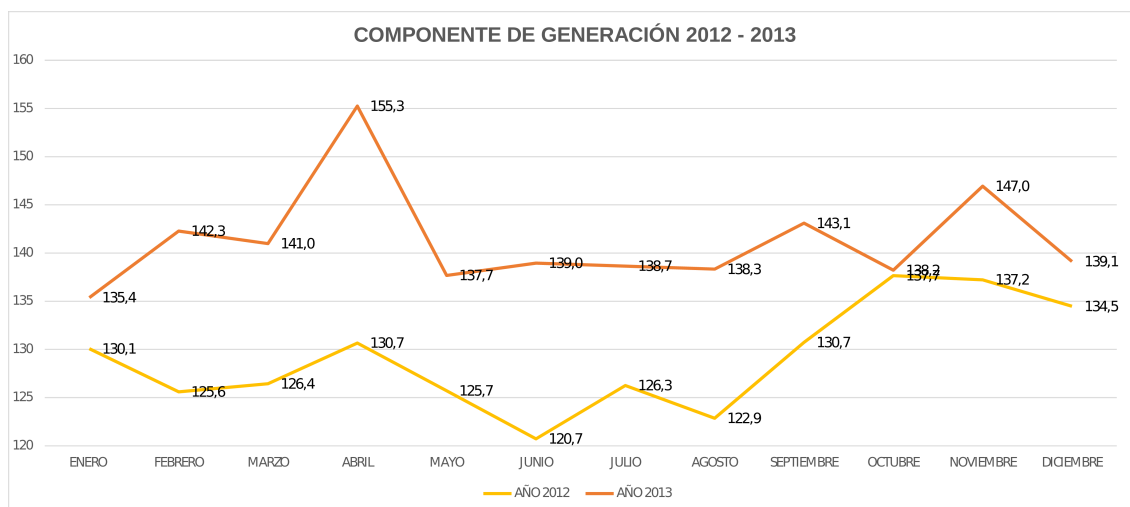
Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD Occidente

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

4.3.3.1. Componente Generación

El componente de generación presenta un comportamiento estable durante el 2013 con dos picos importantes durante el año uno en el mes de Abril donde este valor llegó a \$155.3/KWh y otro en Noviembre con \$147/kWh. En promedio su valor estuvo alrededor de \$141.2/kWh

Gráfico 4.3.3.1 Comparativo G 2012 – 2013

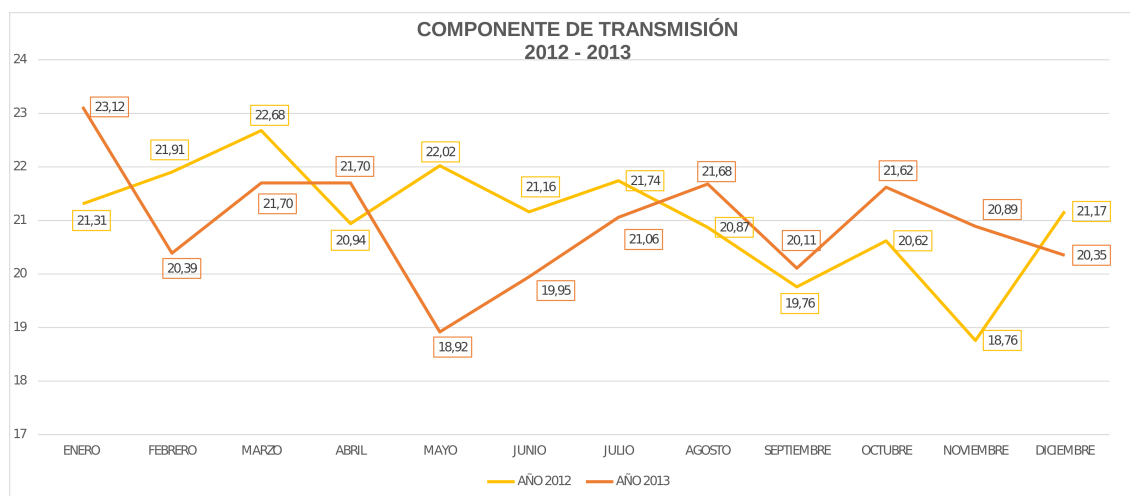


Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.2. Componente de Transmisión

La gráfica 4.3.3.2. Presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:

Gráfico 4.3.3.2 Comparativo T 2012 – 2013



Fuente: Información de la ESP – Publicada por XM

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

Al igual que el año 2012, durante el 2013 el prestador calculó su CU utilizando el T definido por XM, conforme lo definido por la normatividad regulatoria, presentando un comportamiento estable que oscilo en promedio \$3/kWh durante el año.

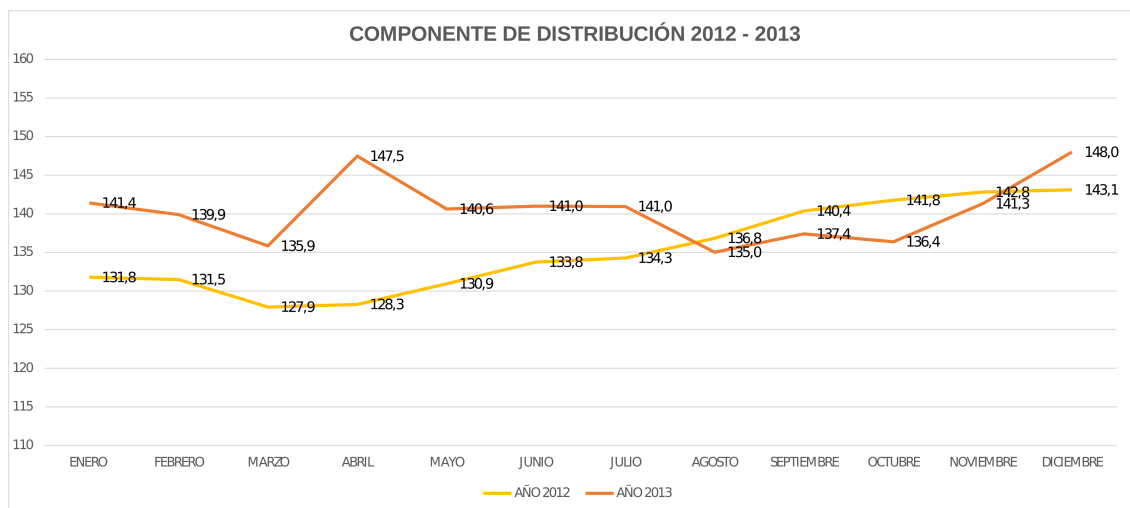
4.3.3.3. Componente de Distribución D:

El Ministerio de Minas y Energía –MME mediante la Resolución 18 0574 del 17 de Abril de 2012, determinó el Área de Distribución Centro, de la cual hace parte la Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP., buscando con ello la integración de varias con el fin de normalizar la componente de distribución –D de la tarifa regulada.

Los otros prestadores que hacen parte de la ADD Centro, son Empresas Públicas de Medellín ESP., Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. ESP., Electrificadora de Santander S.A. ESP., Empresa de Energía de Quindío S.A. ESP., Ritoque S.A. ESP y Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP.

En la gráfica a continuación se muestra el comportamiento de este componente a lo largo del 2013 comparado con su comportamiento durante el 2012.

Gráfico 4.3.3.3. Comparativo D 2012 – 2013



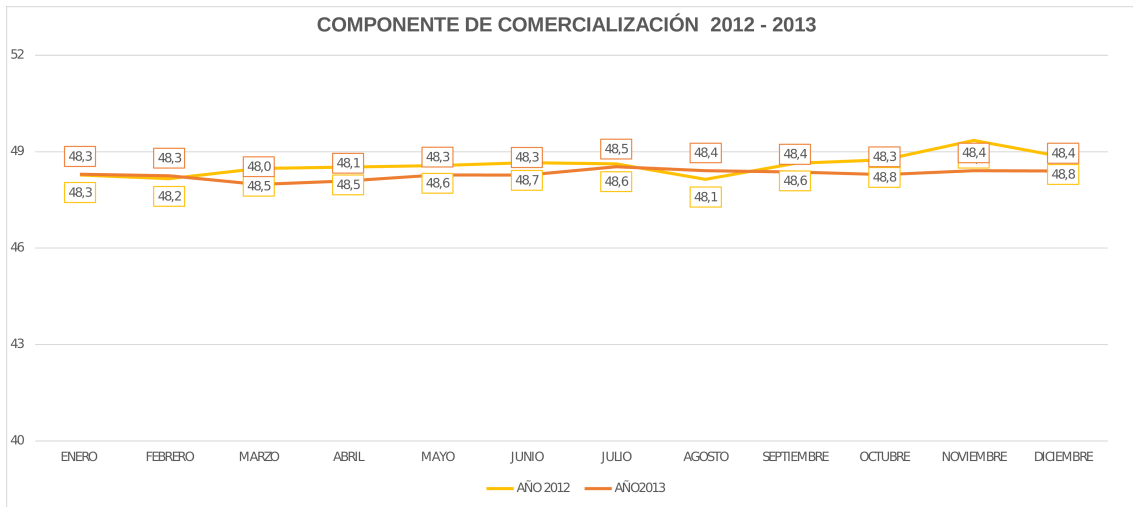
Fuente: Información Publicada por la ESP

Es importante señalar que durante el 2013 la CREG expidió resolución No. 133 con la cual se busca mitigar el impacto que sobre las tarifas se venía presentando en las ADD por cuenta de las oscilaciones importantes en los cargos únicos de distribución del nivel de tensión 1, de manera que mediante la mencionada resolución se presenta un esquema de acotación de los picos generados por estas fluctuaciones.

4.3.3.4. Componente de Comercialización

Se mantiene la tendencia estable de este componente, similar a la observada durante el 2012, observando variaciones por debajo de la tendencia propia del índice de precios al consumidor IPC. En promedio durante el 2013 este componente tuvo un valor de \$48/kWh.

Gráfico 4.3.3.4. Comparativo C 2012 – 2013

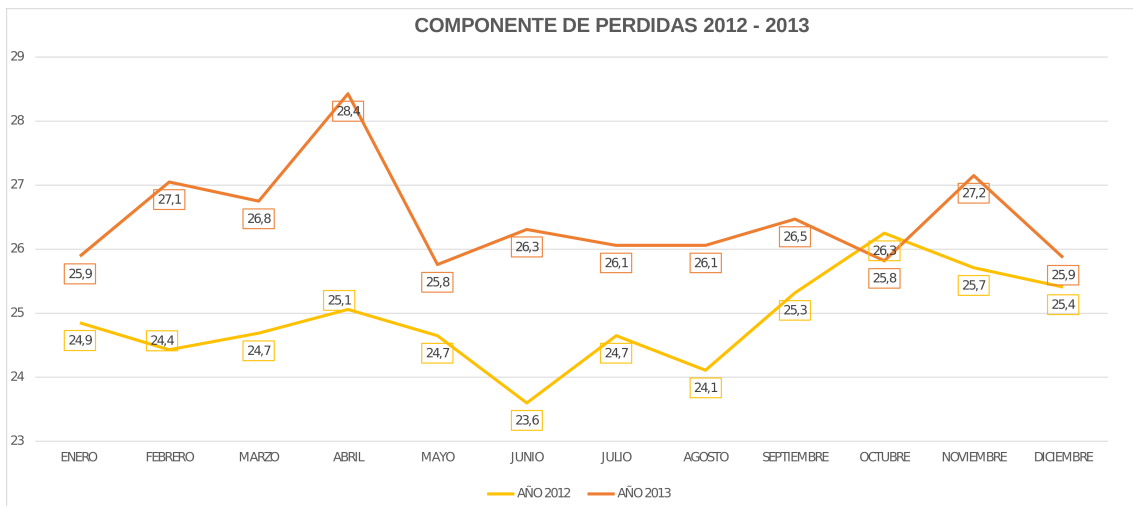


Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.5. Componente de Pérdidas

Dado que la componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, las variaciones parciales evidenciadas durante el año en estas variables, dan como resultado una variación promedio respecto del año inmediatamente anterior de 6.4%.

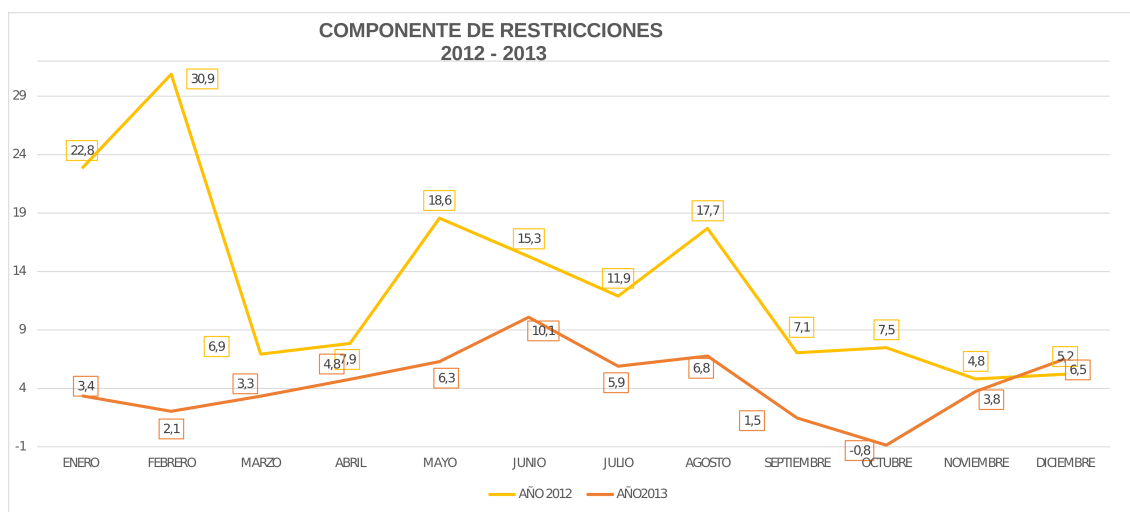
Gráfico 4.3.3.5. Comparativo Pr 2012 – 2013



Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.6. Componente de Restricciones

Gráfico 4.3.3.6. Comparativo R 2012 – 2013



Fuente: Información Publicada por la ESP

Durante el 2013 se observa una tendencia estable de este componente llegando al mes de octubre donde alcanza su nivel más bajo (-0.8). Comportamiento mucho más estable que el sucedido en 2012.

En términos generales, la mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía, los cargos de distribución y comercialización CV. Dado que junto con el transporte TM las pérdidas PR y las Restricciones RM son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen las componentes de Distribución Dt y Generación G.

4.3.3.7. Porcentaje de participación por componente en el CU

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

Tabla 4.3.3.7. Participación por componente

Participación por componente en el CU 2013													
Periodo	G		T		PR		D		C		R		CUV
1	135,4	36%	23,1	6%	25,9	7%	141,4	37%	48,3	13%	3,4	1%	377,5
2	142,3	37%	20,4	5%	27,1	7%	139,9	37%	48,3	13%	2,1	1%	380,1
3	141,0	37%	21,7	6%	26,8	7%	135,9	36%	48,0	13%	3,3	1%	376,6
4	155,3	39%	18,9	5%	28,4	7%	147,5	37%	48,1	12%	4,8	1%	403,0
5	137,7	36%	20,0	5%	25,8	7%	140,6	37%	48,3	13%	6,3	2%	378,6
6	139,0	36%	21,7	6%	26,3	7%	141,0	36%	48,3	12%	10,1	3%	386,3
7	138,7	36%	21,6	6%	26,1	7%	141,0	37%	48,5	13%	5,9	2%	381,7
8	138,3	37%	21,1	6%	26,1	7%	135,0	36%	48,4	13%	6,8	2%	375,7
9	143,1	38%	20,9	6%	26,5	7%	137,4	36%	48,4	13%	1,5	0%	377,7
10	138,2	38%	20,4	6%	25,8	7%	136,4	37%	48,3	13%	-0,8	0%	368,2
11	147,0	38%	21,7	6%	27,2	7%	141,3	36%	48,4	12%	3,8	1%	389,3
12	139,1	36%	20,1	5%	25,9	7%	148,0	38%	48,4	12%	6,5	2%	388,1
Promedio	141,2	37%	21,0	5%	26,5	7%	140,4	37%	48,3	13%	4,5	1%	381,9

Fuente: Información publicada por el prestador - Cálculos DTGE

Fuente: Publicaciones prestador- Cálculos DTGE

Cerca del 65% del CU, está determinado por los componentes de generación y distribución, sin embargo su comportamiento es relativamente estable a lo largo del año, mientras que el componente de restricciones aunque representa un porcentaje más bajo en la definición del CU, presentan una mayor variación durante el año.

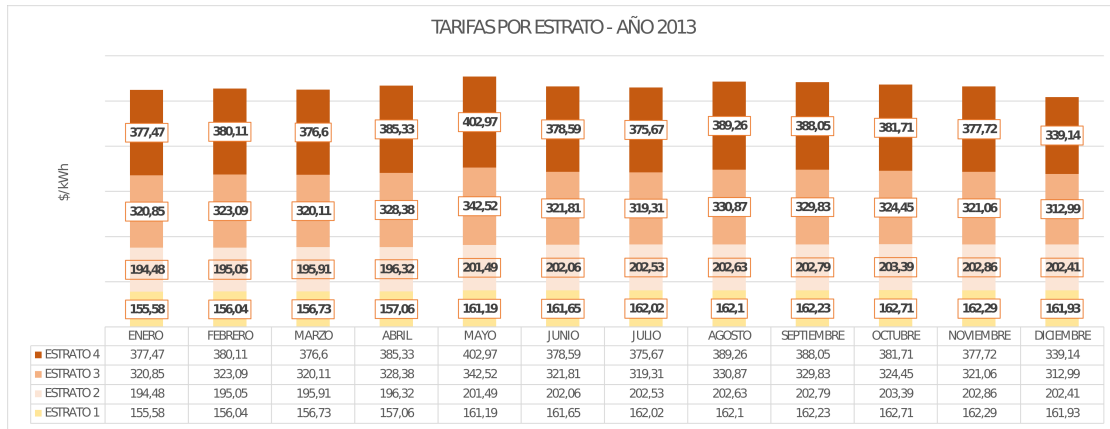
4.3.4. Evolución de las tarifas 2013

Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas mensualmente por el prestador durante el año 2013 y corresponden a las publicadas en los años 2012 y 2013 por las empresas comercializadoras de energía eléctrica, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la empresa.

En la gráfica a continuación se observa la tarifa aplicada por Centrales Eléctricas de Norte de Santander a cada estrato durante el año 2013; en el límite superior se reflejan las tarifas de estrato 4 y van descendiendo hasta el estrato 1 en el límite inferior.

Es así que para Enero la tarifa aplicada fue de 377.47 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 155.58 \$/kWh, asignando un subsidio del 58.78% para este período.

Gráfica 4.3.4. Tarifas mensuales durante el 2013 por estrato



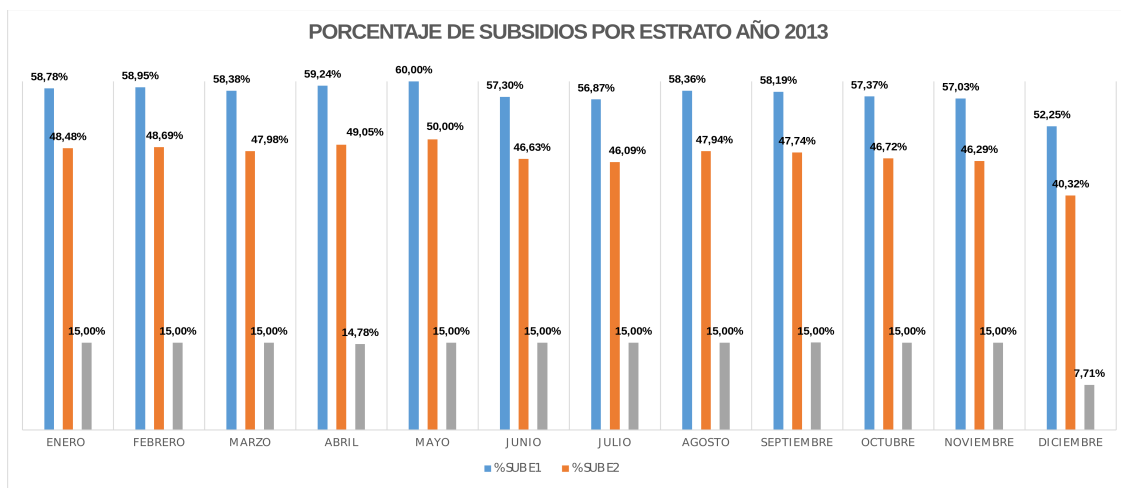
Fuente: Información Publicada por la ESP

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue una disminución del 11% en la tarifa entre los meses de enero y diciembre de 2013.

4.3.4.1. Subsidios aplicados durante el 2013

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

Gráfica 4.3.4.1 Subsidios aplicados 2013



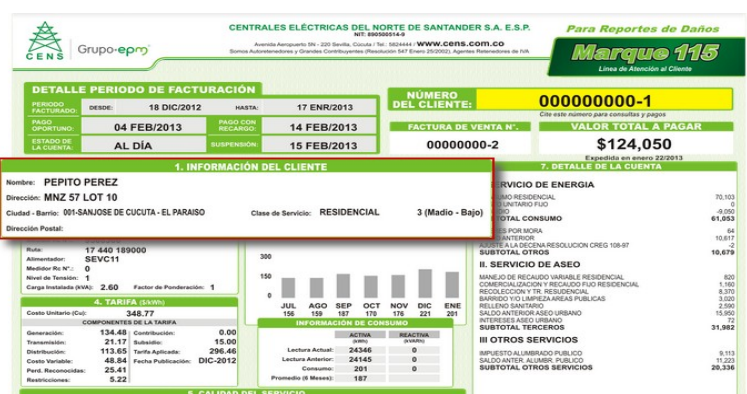
Fuente: Información Publicada por la ESP

4.4. Facturación

Se verificó el contenido de la factura emitida por CENS S.A. ESP, la cual será objeto de modificación, según lo manifestado por los funcionarios del área comercial, no obstante a la fecha encontramos que la misma, y de la inspección visual al documento factura se valoraron los siguientes conceptos:

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

Gráfica 4.4.1. Factura



Fuente: Empresa

- Estrato socioeconómico y clase de uso del servicio: este concepto se aprecia en el mismo recuadro de los datos del cliente.
- 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.

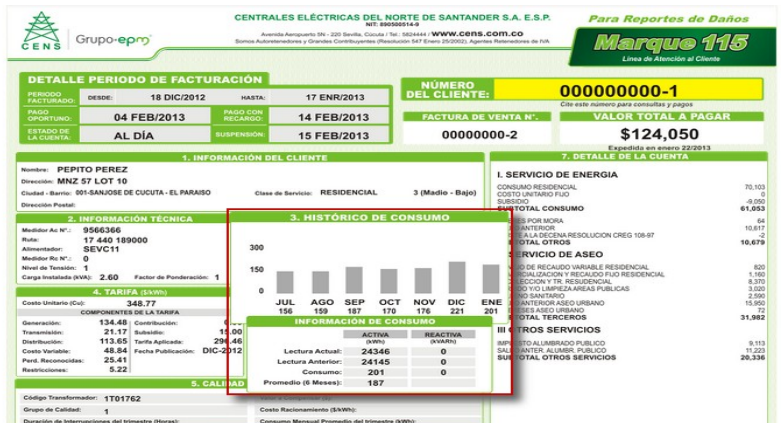
Gráfica 4.4.2. Factura



Fuente: Empresa

- Lectura anterior y actual del medidor de consumo: en el recuadro información de consumo, se discriminan datos del medidor, tipo de energía, consumo promedio, lectura actual, lectura anterior y el consumo resultante.

Gráfica 4.4.3. Factura



Fuente: Empresa

- 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.
- Fechas máximas de pago oportuno, fecha de suspensión y/o corte del servicio: al extremo izquierdo se ubica un recuadro denominado detalle periodo de facturación, en el cual se evidencia las fechas del periodo facturado, la fecha de pago oportuno, pago con recargo y de suspensión, así como el estado de la cuenta.

Gráfica 4.4.4. Factura



Fuente: Empresa

- Valor total de la factura: el recuadro denominado facturación total, refleja el valor consolidado de los conceptos a pagar; de igual manera relaciona periodo de facturación, en el cual se evidencia las fechas del periodo facturado, la fecha de pago oportuno, pago con recargo y de suspensión, así como el estado de la cuenta.

Gráfica 4.4.5. Factura

INFORMACIÓN SIN ALUMBRADO PÚBLICO			
PERIODO FACTURADO:	DESDE: 18 DIC/2012	HASTA: 17 DIC/2013	
PAGO OPORTUNO:	04 FEB/2013	PAGO CON RECARGO:	
ESTADO DE LA CUENTA:	AL DÍA	SUSPENSIÓN:	15 FEB/2013
FACTURA DE VENTA N°:		68788081-2	
NÚMERO DEL CLIENTE:		0069577-2	
VALOR SIN ALUMBRADO PÚBLICO:		\$ 103,714	

FACTURACIÓN TOTAL Detalle Periodo de Facturación			
PERIODO FACTURADO:	DESDE: 18 DIC/2012	HASTA: 17 ENR/2013	
PAGO OPORTUNO:	04 FEB/2013	PAGO CON RECARGO:	14 FEB/2013
ESTADO DE LA CUENTA:	AL DÍA	SUSPENSIÓN:	15 FEB/2013
FACTURA DE VENTA N°:		000000000-1	
NÚMERO DEL CLIENTE:		00000000-2	
VALOR TOTAL A PAGAR:		\$124,050	

Fuente: Empresa

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

Gráfica 4.4.6. Factura

DETALLE PERIODO DE FACTURACIÓN			
PERIODO FACTURADO:	DESDE: 18 DIC/2012	HASTA: 17 ENR/2013	
PAGO OPORTUNO:	04 FEB/2013	PAGO CON RECARGO:	14 FEB/2013
ESTADO DE LA CUENTA:	AL DÍA	SUSPENSIÓN:	15 FEB/2013
NÚMERO DEL CLIENTE:		00000000-1	
FACTURA DE VENTA N°:		00000000-2	
VALOR TOTAL A PAGAR:		\$124,050	

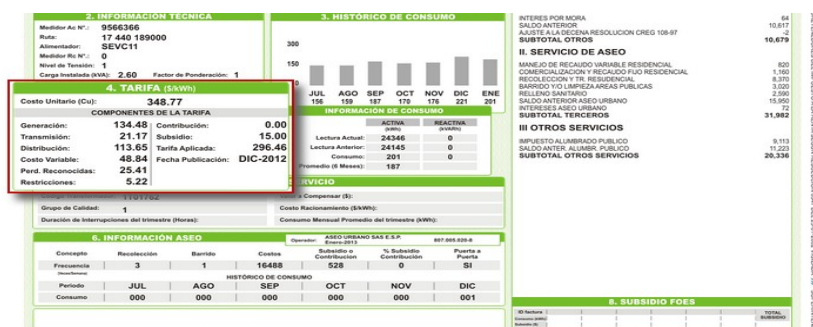
1. INFORMACIÓN DEL CLIENTE		7. DETALLE DE LA CUENTA	
Nombre: PEPITO PEREZ	Clase de Servicio: RESIDENCIAL 3 (Medio - Bajo)	Consumo RESIDENCIAL	
Dirección: MNZ 57 LOT 10		COSTO UNITARIO FICD	
Ciudad (Barrio): 001-SANJOSE DE CUCUTA - EL PARAISO		SUBSIDIO	
Dirección Postal:		SUBTOTAL CONSUMO	
2. INFORMACIÓN TÉCNICA		SERVICIO DE ASEO	
Medidor An N°: 9566366	Medidor R2 N°: 0	SERVICIO DE ASEO URBANO	
Rol: 17 640 189000	Alimentador: SEVC11	SERVICIO DE ASEO URBANO	
Metro de Tensión: 1	Carga Instalada (kVA): 2.60	SERVICIO DE ASEO URBANO	
4. TARIFA (C/Wh)		SERVICIO DE ASEO URBANO	
Costo Unitario (C/Wh): 248.77	Factor de Ponderación: 1	SERVICIO DE ASEO URBANO	
5. CARGOS		SERVICIO DE ASEO URBANO	
Generación: 134.48	Contribución: 11.00	SERVICIO DE ASEO URBANO	
Transmisión: 21.17	Reducción: 11.00	SERVICIO DE ASEO URBANO	
Distribución: 113.65	Tarifa Aplicada: 296.46	SERVICIO DE ASEO URBANO	
Costo Variable: 48.84	Fecha Publicación: DIC-2012	SERVICIO DE ASEO URBANO	
Pérd. Reconocidas: 25.41		SERVICIO DE ASEO URBANO	
Restricciones: 5.22		SERVICIO DE ASEO URBANO	

3. HISTORICO DE CONSUMO			
JUL	AGO	SEP	OCT
156	159	187	170
NOV	DIC	ENE	
176	221	201	
INFORMACIÓN DE CONSUMO			
Lectura Actual:	24346	0	
Lectura Anterior:	24145	0	
Consumo:	201	0	
Promedio (k. Meses):	187		

Fuente: Empresa

- Cargos expresamente autorizados por la Comisión: se refleja un recuadro denominado "tarifa", el cual detalla cada uno de los componente del CU, y el cargo correspondiente a cada uno de ellos y el costo unitario resultante, el valor de contribución o subsidio recibido según sea el tipo de usuario.

Gráfica 4.4.7. Factura



Fuente: Empresa

- Valor de las deudas atrasadas: este ítem no se encuentra claramente identificado en la factura, solo se reporta el estado de la cuenta, que para el caso de la factura analizada reporta “al día”.
- Cuantía de los intereses moratorios, y señalamiento de la tasa aplicada: los intereses moratorios se observan relacionados en el detalle de la cuenta, sin embargo no se observa la indicación de la tasa aplicada.
- Monto de los subsidios, y la base de su liquidación: el monto facturado por concepto de subsidio se refleja en el listado de “detalle de la cuenta” 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.
- 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 recuadro de “tarifa”, el cual muestra el subsidio o la contribución del servicio.
- Cobro de energía consumida dejada de facturar: este concepto no se refleja discriminado en la facturación, no obstante la empresa realizó el aporte de documentos que muestran el procedimiento aplicado en estos procesos, el cual detallaremos más adelante.
- Cargos por concepto de reconexión o reinstalación: en la facturación suministrada 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.
- Otros cobros autorizados: la factura solo refleja como otros conceptos, lo referente al cobro de Alumbrado Público, y el servicio de aseo.
- 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 periodo, utilizando temas respecto al uso racional de energía y beneficios ambientales, información de seguridad, puntos de atención y pago.
- Información de seguridad: tal como se mencionó en el numeral anterior manifiesta la empresa que esto varía para cada periodo, utilizando temas respecto al uso racional de energía y beneficios ambientales, información de seguridad, puntos de atención y pago.
- Página Web en la que se publica información sobre cambio de comercializador: se verificó el contenido de la página Web de la compañía, y se encontró la opción que suministrará la información sobre cambio de comercializador.
- Estratificación Hogares de Bienestar Familiar: La empresa manifiesta haber corregido la estratificación solamente en los hogares que han pasado el reporte a la compañía. Sin embargo no realizaron el aporte de evidencias del listado detallado de los suministros que se encuentran actualizados bajo esta modalidad en el sistema.

4.5. Atención al cliente

- Atención En Oficinas Comerciales:

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

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 de Norte de Santander, para efectos de manejo y organización de las labores propias de la prestación del servicio, se manejan regionales, y para efectos de atención al usuario cuenta con 48 Oficinas o puntos de atención comercial en todo el departamento así:

Gráfica 4.5 .1. Oficinas de atención a usuarios

METROPOLITANA	DIRECCIÓN	HORARIO DE ATENCIÓN	DIAS	TELEFONO
CUCUTA	Avenida Aeropuerto 5N-220 Barrio Sevilla	6:00 am - 4:00 pm	De lunes a viernes	5844444
CAC Atalaya	Calle 0 con Avenida 7 Esquina Barrio Comuneros	7:00 am - 11:30 am y 2:00 pm - 4:00 pm	De lunes a viernes	5824444 Ext. 4344
CAC Libertad	Calle 15A, 16-B-59 Barrio Libertad	7:00 am - 11:30 am y 2:00 pm - 4:00 pm	De lunes a viernes	5824444 Ext. 4345
VILLA DEL ROSARIO	Carrera 8, 4-64 Local 1 Centro	7:00 am - 11:30 am y 2:00 pm - 4:00 pm	De lunes a viernes	5824444 Ext. 4347
LOS PATIOS	Avenida 10, 20-25 Centro	7:00 am - 11:30 am y 2:00 pm - 4:00 pm	De lunes a viernes	5824444 Ext. 4346

Oficinas de atención- Área Metropolitana

REGIONAL	DIRECCIÓN	TELEFONO	HORARIO DE ATENCIÓN
PAMPLONA	Carrera 8 con Calle 7 Esquina	5681187	De Lunes a Viernes 7:00 am - 11:30 am y 2:00 pm - 4:30 pm
OCAÑA	Calle 7, 25-183 Avenida Francisco Fernández de Contreras	5636363	
AGUACHICA	Calle 11, 14-10 Esquina	5650150	
TBU	Carrera 8, 6-17 Barrio El Carmen	5663278	

Oficinas de Atención Regionales

Fuente: Empresa

Gráfica 4.5.2. Oficinas de atención a usuarios

LOCALIDAD	DIRECCIÓN	TELEFONO	HORARIO DE ATENCIÓN
CHINACOTA	Calle 2 Avenida 2, esquina	5824444 Ext. 5308	Martes a Viernes 8:00 a.m a 12:00 m. y 2:00 p.m a 4:00 pm.
HERRAN *	Carrera 4, 6-27 Barrio Balcones	5860135	
RAGONVALIA *	Calle 5, 2-61 Barrio El Centro	5869270	
DURANIA *	Avenida 2, 7-74 Barrio El Centro	5664273	Sábados de 7:00 a.m a 12:00 m
BOCHALEMA *	Carrera 5, 3-75/77	5863083	
PAMPLONITA *	Calle 3, 1-25	5684919	Domingo de 8:00am a 1:00pm
CACOTA *	Carrera 2, 3-72	5290164	
SILOS *	Carrera, 3 5-30 Frente al Parque	5676054	
MUTISCUA *	Carrera 2a., 7-02	5292060	
LABATECA *	Calle 4, 1-48 Divino Niño	5674007	
CHITAGA	Carrera 5 7-02	5824444 Ext. 5307	
TOLEDO	Carrera 6, 13-81	5670075	

NOTA: Los municipios que tienen asterisco (*) se atenderá 15 días al mes en el periodo de facturación

Oficinas de atención- Municipios regional Pamplona

LOCALIDAD	DIRECCIÓN	TELEFONO	HORARIO DE ATENCIÓN
RIO DE ORO *	Calle 2, 2-56 Parque Principal	5619613	Martes a Viernes 8:00 a.m a 12:00 m. y 2:00 p.m a 4:00 p.m.
GONZALEZ *	Calle 2, 7-121 Plaza Principal	NO TIENE	
HACARI *	Calle 3, 5-01	5110085	
LA PLAYA *	Calle 2, 502-10	NO TIENE	Sábados de 7:00 a.m a 12:00 m
SAN CALIXTO *	Calle 6, 7-20 Barrio El Tamaco	5117130	
TEORAMA *	Calle 6, 5-36 Barrio San Agustín	5637154	Domingo de 8:00 a.m a 1:00 p.m
CONVENCIÓN	Carrera 5, 5-15 el Centro	5630320	
EL CARMEN	Carrera 4, 5-41	5633406	
ABREGO	Calle 14, 6-65	5642766	
EL TARRA	Carrera 6, 13-02	5113071	

NOTA: Los municipios que tienen asterisco (*) se atenderá 15 días al mes en el periodo de facturación

Oficinas de Atención Municipios Regional Ocaña

Fuente: Empresa

Gráfica 4.5.3. Oficinas de atención a usuarios

LOCALIDAD	DIRECCIÓN	TELÉFONO	HORARIO DE ATENCIÓN
PUILA	Avenida 2, 7-10 Barrio El Centro	5824444 Ext. 5300	
SAN GAVETANO *	Calle 5, 4-07	5855135	
SANTIAGO *	Carrera 3, 4-14	5855567	
SARDINATA	Calle 7, 7-09	5855945	
SUCRE/BOGOTÁ	Calle 2, 3-14	800 800000	
CÚCUTA	Calle 4, 3-30	No tiene	
BALAZAR	Calle 2, 5-15	5858034	
COPIACÉ	Carrera 3, 4-07	5858015	
CHIBOLEDES *	Calle 3, 8-30	800 800000	
LA GABARRA	Carrera 8, 18-06 B, Cincos de Noviembre	5862338	
VILLA CARO	Calle 3 1-del Centro	5860205	
CAMPO COPE	Calle 1, 4A-12	5855225	
PUERTO AYER	Carrera 3, 4-70	5824444 Ext. 5306	
SAN ANDRÉS			

Martes a Viernes
8:00 a.m a 12:00 m. y 2:00 p.m a 4:00 pm.

Sábados
de 7:00 a.m a 12:00 m

Domingo
de 8:00am a 1:00pm

NOTA: Los municipios que tienen asterisco (*) se atenderá 15 días al mes en el periodo de facturación

Oficinas de atención- Municipios regional Tibu

LOCALIDAD	DIRECCIÓN	TELÉFONO	HORARIO DE ATENCIÓN
PELAYA	Calle 8, 5-55 Calle Alfonso López	5824444 Ext. 5310 5290102	Martes a Viernes 8:00 a.m a 12:00 m. y 2:00 p.m a 4:00 pm.
MORALES	Carrera 2, 18-13 El Centro	5824444 Ext. 5311 5698022	Sábados de 7:00 a.m a 12:00 m
GAMARRA	Calle 6, 6-06 Puerto Araujo	5626048	Domingo de 8:00am a 1:00pm
CACHIRA	Calle 6, 6-117	5824444 Ext. 5312 5687077	

Oficinas de Atención Municipios Regional Aguachica

Fuente: Empresa

Las oficinas comerciales del área metropolitana son las de más alta afluencia por lo cual cuentan la de Cúcuta, cuenta con 15 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 por uno (agentes), en la atención integral de PQR's, y 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 5824444, gestionando así rápidamente todos los requerimientos relacionados con la prestación del servicio de energía, reportar fallas, entre otras, las 24 horas del día.

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 y demás información de interés.

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.

CENS S.A. ESP, través de Oficinas Móviles y buscando estar más cerca de la comunidad, desde 2008 ha puesto en funcionamiento las Unidades Móviles, las cuales son dos busetas adaptadas y equipadas para la atención al cliente, con sistemas de información en línea y que actualmente son el soporte de las acciones sociales: educación al cliente, festivales de la energía, y comerciales: activaciones de marca y

venta de bombillas ahorradoras. Para conocer la programación o el lugar donde se encuentran se puede acceder a través de la página Web de la compañía.

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, las cuales arrojan el detalle de todos los procesos adelantados.

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 SIMA, cuenta con un módulo de PQRS, el cual se encuentra debidamente parametrizado y ajustado con los términos y tiempos reglamentados.

Peticiones:

- 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 6 minutos, con tendencia a ser mayor.

En cuanto el tiempo de atención y ejecución de las ordenes de servicio generadas en ocasión a las PQR, tenemos que el tiempo promedio de resolución es de 6 días, alcanzando picos de hasta 18 días.

Las oficinas de Cúcuta, Chinacota, Pamplona y Villa Del Rosario; reflejan una imagen corporativa definida, los muebles dispuestos para la atención y comodidad del usuario son suficientes. Es importante resaltar que las oficinas carecen de una entrada adecuada para adultos mayores y discapacitados.

CENS S.A. ESP, aportó un informe detallado de las ordenes de servicios generadas a consecuencia de la presentación de una petición, queja o reclamo, en ella se detalla la sucursal, el contratista, número de cliente, número de inspección, fecha de generación de la solicitud, fecha de revisión y número de días de respuesta.

Esta información fue entregada por la empresa, conforme la auditoría realizada en el mes de mayo de 2014. En total fueron 1.131 solicitudes de revisión recibidas de enero de 2013 a mayo de 2014, tal como se observa en la siguiente gráfica:

Gráfica 4.5.3. Tiempo de respuestas



Fuente: Empresa

Es de aclarar, que aunque no se avista en la gráfica, la empresa resolvió 56 solicitudes el mismo día, es decir, tardó 0 días en dar solución a la petición de revisión presentada, fue una solución inmediata.

Resolvió 249 revisiones en 1(un) día, tal como se aprecia en la gráfica, lo que deja ver que el mayor número de peticiones la empresa procuró resolverlos casi de inmediato, en 24 horas, lo que corresponde al 22,015%, del total de las revisiones solicitadas.

El otro gran número de solicitudes fueron resultas entre el segundo y el séptimo día. Solo 7 de las 1.131 revisiones la empresa tardó más de 15 días en resolverlas, las cuales sumadas alcanzan 0,61%. En términos generales la empresa resuelve de manera oportuna las solicitudes de revisión presentadas por los usuarios.

Ahora, de la información reportada en el SUI por esta prestadora de servicios de energía eléctrica, nos encontramos que CENS S.A. ESP, de enero a diciembre de 2013, recibió un total de 120.902 reclamos, discriminados así:

- Grado De Conocimientos Del Empleado:

Para medir el grado de conocimientos e idoneidad de los funcionarios que corresponden al área de atención al usuario, se aplicó una evaluación de conocimientos básicos y generales, propios de las labores que desempeñan a diario. La prueba se aplicó a 25 de 69 funcionarios del Front office, Back Office y del área de recuperación de consumos, evidenciando que existe un grado de conocimiento adecuado y la actualización respecto a las normas vigentes y al contrato de condiciones uniformes; sin embargo esto no se refleja en el manejo de los procesos. En cuanto a las acciones o jornadas de capacitación y actualización programadas para los funcionarios del área, no se informó de la última programación.

- 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, 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.

4.6. Subsidios y Contribuciones

En la tabla 4.6. Se presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2012 y 2013, de acuerdo con la información reportada al SUI por el prestador.

Estrato/Sector	AÑO 2012	AÑO 2013
Estrato 1	22.645.732.248	26.910.757.996
Estrato 2	37.378.227.129	42.925.037.834
Estrato 3	4.164.210.512	4.708.555.927
Total Subsidios	64.188.169.889	74.544.351.757
Estrato 4	-46.635	866.698
Estrato 5	1.069.676.884	1.267.510.418
Estrato 6	207.496.960	248.825.480
Industrial	1.257.683.980	1.803.952.226
Comercial	12.826.214.401	14.661.636.336
Otros	246.272.189	231.737.728
Total Contribuciones	15.607.297.779	18.214.528.886
Deficit	-48.580.872.110	-56.329.822.871
Fuente: SUI - Cálculos SSPD		

Fuente: SUI

En los usuarios regulados el comportamiento del balance fue deficitario, debido a que la mayoría de la población atendida por el prestador en este mercado pertenece a los estratos 1 y 2, los cuales tienen derecho a un subsidio máximo del 60% y 50% respectivamente, de otra parte los recursos procedentes de los aportes solidarios, se han disminuido para el caso de los usuarios del sector industrial a partir de la los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME, situación que ha incrementado la brecha entre los subsidios otorgados y los recursos para cubrirlos provenientes del FSSRI.

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador se incrementó 14%, cerca de \$7.748 millones entre los años 2012 y 2013. La empresa otorgó durante el 2013 subsidios cercanos a \$74.544 millones, de los cuales el 58% (\$42.925 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2, 36% al estrato 1 (\$26.910 millones) y por último 6% a los usuarios del estrato 3 (\$4.708 millones), además facturó contribuciones por un valor total de \$18.214 millones los cuales fueron en su mayoría (80%) del sector comercial (\$14.662 millones), los aportes de los usuarios del estrato 5 y 6 representan cerca del 8% de los aportes totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$56.330 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$74.544 millones y recaudar un total de \$18.215 millones por concepto de contribución.

4.7. Peticiones Quejas y Reclamos

Tabla 4.7.1. Causales de Reclamación

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P ENERO A DICIEMBRE DE 2013	
CAUSAL	TOTAL CAUSALES
Alto consumo	1.022
Calidad del servicio	16.650
Cambio de medidor o equipo de medida	9
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	117
cobro de otros cargos de la empresa	464
cobro multiple	12
Cobros inoportunos	205
Cobros por servicios no prestados	74
Condiciones de seguridad o riesgo	13.405
direccion incorrecta	10
Entrega y oportunidad de la factura	414
Error de lectura	1.285
Estrato	130
Falla en la prestacion de servicio	83.258
Inconformidad por conexion	7
Medidor o cuenta cruzada	3
Normalizacion del servicio	7
Otras inconformidades	381
Pago sin abono a cuenta	260
Por suspension, corte, reconexion y reinstalacion	372
Relacionada con cobros por promedio	2.064
Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario	170
Solidaridad	34
subsidios y contribuciones	60
tarifa cobrada	9
tasas e impuestos	480
TOTAL GENERAL	120.902

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P
ENERO A DICIEMBRE DE 2013

CAUSAL	TOTAL CAUSALES
Alto consumo	1.022
Calidad del servicio	16.650
Cambio de medidor o equipo de medida	9
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	117
cobro de otros cargos de la empresa	464
cobro multiple	12
Cobros inoportunos	205
Cobros por servicios no prestados	74
Condiciones de seguridad o riesgo	13.405
direccion incorrecta	10
Entrega y oportunidad de la factura	414
Error de lectura	1.285
Estrato	130
Falla en la prestacion de servicio	83.258
Inconformidad por conexion	7
Medidor o cuenta cruzada	3
Normalizacion del servicio	7
Otras inconformidades	381
Pago sin abono a cuenta	260
Por suspension, corte, reconexion y reinstalacion	372
Relacionada con cobros por promedio	2.064
Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario	170
Solidaridad	34
subsidios y contribuciones	60
tarifa cobrada	9
tasas e impuestos	480
TOTAL GENERAL	120.902

Fuente: Empresa

El mayor número de reclamos en el año 2013, fue por Falla en la Prestación del servicio, con un total de 83.258 que corresponde a 68,86%, de todos los reclamos presentados por los usuarios en el año 2013. Cifra bastante alta.

La segunda causal por la que más reclaman los usuarios de esta empresa, es la Calidad del Servicio con 16.650 reclamos en el año 2013, que representan un porcentaje del 13,77%.

Y, con 13.405 reclamos por Condiciones de Seguridad o Riesgo, esta causal ocupa el tercer lugar de la tipología por la que los usuarios de CENS S.A. ESP., reclamaron en el 2013. Esta causa representa el 11,08%, de todos los reclamos del año 2013.

Asimismo, en la información reportada por la prestadora Centrales Eléctricas de Norte de Santander - CENS S.A. ESP., de Enero a Julio de 2014, se percibe que CENS S.A., es una empresa con un número de reclamos de 60.097 en los primeros siete meses del año en curso; siendo la causa por la que presentan el mayor número de reclamos, igual que el año inmediatamente anterior, Falla en la Prestación del Servicio, con 40.193 reclamos, que corresponden al 66,88% 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.

Con 8.752 reclamos recibidos la causa Calidad del Servicio es un motivo también bastante recurrido, pues representa el 14,56% del total de lo recibido por la empresa de Enero a Julio de 2014.

Condiciones de seguridad o riesgo, en la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander, es la causa que ocupa el tercer lugar en esta empresa, con 6.914 reclamos presentados, que corresponden al 11,50%.

Tabla 4.7.2. Causales de Reclamación Enero a Julio 2014

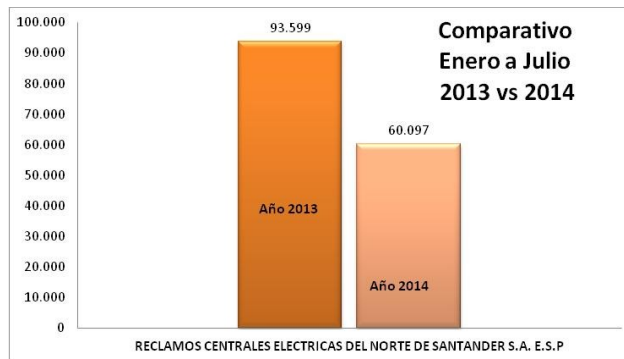
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P								
Reclamos Enero a Julio 2014								
Causal	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Total General
Alto consumo	67	110	87	74	104	96	105	643
Calidad del servicio	835	1.020	1.270	1.300	1.366	1.389	1.572	8.752
Cambio de medidor o equipo de medida	1	1	1	0	0	0	0	3
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	7	17	6	6	13	6	7	62
cobro de otros cargos de la empresa	34	26	31	43	40	107	33	314
cobro multiple	1	2	0	1	0	0	2	6
Cobros inoportunos	16	12	5	5	2	6	4	50
Cobros por servicios no prestados	2	3	4	2	5	22	26	64
Condiciones de seguridad o riesgo	642	705	988	1.030	1.119	1.172	1.258	6.914
direccion incorrecta	0	1	0	0	0	0	0	1
Entrega y oportunidad de la factura	26	35	33	24	34	29	47	228
Error de lectura	77	95	102	98	124	98	117	711
Estrato	11	18	15	14	16	17	13	104
Falla en la prestacion de servicio	3.035	3.308	4.892	7.109	8.797	5.917	7.135	40.193
Inconformidad por conexion	0	0	0	0	0	1	0	1
Medidor o cuenta cruzada	0	0	1	1	0	1	1	4
Normalizacion del servicio	1	1	1	0	1	1	1	6
Otras inconformidades	50	46	50	49	46	30	21	292
Pago sin abono a cuenta	7	11	11	15	19	14	10	87
Por suspension, corte, reconexion y reinstalacion	26	60	31	17	22	33	28	217
Relacionada con cobros por promedio	98	132	158	173	179	127	157	1.024
Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario	8	9	8	3	6	9	9	52
Solidaridad	2	5	8	5	7	9	8	44
subsidijs y contribuciones	4	7	9	6	4	7	4	41
Suspension por mutuo acuerdo	0	1	0	0	0	0	0	1
tarifa cobrada	0	0	1	0	0	0	0	1
tasas e impuestos	57	19	74	18	5	18	90	281
Terminacion de contrato	0	0	0	0	0	0	1	1
Total general	5.007	5.644	7.786	9.993	11.909	9.109	10.649	60.097

Fuente: Empresa

Se concluye que las causas Falla en la Prestación del Servicio, Calidad del Servicio y Condiciones de seguridad o riesgo, de Enero a Diciembre de 2013 y de Enero a Julio de 2014, ocuparon en su orden primer, segundo y tercer lugar, como los motivos con los que los usuarios revelan mayor inconformidad con la prestación del servicio público que ofrece la empresa.

Sin embargo, al analizar la cantidad de reclamos que la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander - CENS S.A. ESP., reportó en el SUI en el periodo comprendido de Enero a Julio de 2014 (60.097), con el número de reclamos que reportó en esos mismos meses el año 2013 (93.599), se tiene que la empresa ha disminuido la inconformidad en la población a la que ofrece sus servicios.

Gráfica 4.7.1. Causales de Reclamación



Fuente: Empresa

Al confrontar los datos reflejados en el S.U.I., se tiene que comparando los periodos de Enero a Julio de 2013, con Enero a Julio de 2014, los reclamos disminuyeron un 35,79%.

Sin embargo, se tiene que el número total de usuarios en el 2014, según lo que reporta la empresa CENS S.A. ESP en el SUI es de 402.431, y el número de reclamos hasta julio de 2014 fue de 60.097, lo que significa que el 14,93%, de sus usuarios se ha mostrado inconforme con el servicio prestado por la empresa.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	27%	16%	No cumple
Cobertura de Intereses- Veces	6	12	Cumple
Rotación de Cuentas por cobrar- Días	53	56	No cumple
Rotación de Cuentas por pagar- Días	37	53	No cumple
Razón Corriente- Veces	1,38	1,26	NO cumple

La empresa no cumple con cuatro de los referentes establecidos para el mercado, según la normativa establecida por la comisión de regulación para energía y gas combustible (CREG), en su resolución 072 de 2002, modificada por la resolución 034 de 2004; la comparación se efectuó con los referentes calculados por la SSPD para el año 2012;

6. CONCLUSIONES

El Auditor Externo de Gestión y Resultados, respecto de la viabilidad financiera de la Empresa, concluye en su informe:

“Situaciones que pongan en peligro la viabilidad financiera del prestador:

Durante la vigencia 2013 y al cierre del periodo no se presentaron situaciones que en nuestra opinión pusieran en peligro la viabilidad financiera de la empresa.”

En cuanto a los Estados Financieros, se concluye:

La Empresa presenta utilidades netas a diciembre de 2013 por el orden de los 47.151 millones, superando las presentadas en el 2012 por \$10.072 millones; este ascenso fue ocasionado por el aumento de los otros ingresos.

La utilidad operativa en 2013 se posicionó en \$15.432 millones, desmejorando lo obtenido en 2012, debido a los mayores costos presentados, en particular, en la compra de energía

La empresa muestra un margen operacional por debajo del referente del mercado, no obstante, con relación a la vigencia anterior, demuestra un ascenso en 2 puntos.

La mayor parte del endeudamiento, está basado en la provisión que se genera para el cumplimiento de sus obligaciones pensionales.

En cuanto a los aspectos tarifarios, se concluye:

Durante el 2013, las tarifas presentaron un comportamiento relativamente estable, el costo unitario de prestación promedio fue de \$381.9/kWh.

La mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía, los cargos de distribución y comercialización CV. Dado que junto con el transporte TM, las pérdidas PR son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen las Restricciones RM.

El prestador continúa presentando un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y sobrepagos. Situación que se acentúa a partir de la expedición de los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME cuya aplicación disminuyó los recursos por aportes solidarios provenientes de los usuarios industriales.

No obstante lo anterior, y a diferencia de otros sectores los déficit de la estructura tarifaria de la empresa son atendidos a través del Presupuesto Nacional. Para el 2013, la empresa presentó un déficit de \$56.330 millones.

En cuanto a los aspectos técnicos, se concluye:

Respecto de calidad del servicio, se observa que la Empresa no ha tenido un buen comportamiento de acuerdo a lo establecido en la regulación, toda vez que la variable ΔDt tomó valores negativos durante varios períodos.

Al respecto, se recomienda a la Empresa evaluar y adelantar las acciones pertinentes para el mejoramiento de indicadores de la calidad del servicio.

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

Proceso Recuperación De Consumo

El capítulo I del título VI del Contrato de Condiciones Uniformes, CCU de la Empresa, en la cláusula 64 y ss., establece el procedimiento para la investigación del uso no autorizado o irregular del servicio de energía eléctrica, así como cada una de las modalidades y la fórmula aplicada por la Empresa para calcular el consumo dejado de facturar.

En el capítulo II del CCU, se establece el procedimiento para investigar el uso no autorizado de la energía o la posible existencia de irregularidades y en su cláusula 70, indica el procedimiento que debe agotar la compañía, para efectos de realizar el cobro de CDF por etapas así:

ETAPA PREVIA: involucra la visita y toda la etapa de recolección de pruebas y su estudio y análisis.

ETAPA ADMINISTRATIVA.: en esta etapa se desarrolla la actuación administrativa propiamente dicha.

Debido Proceso

Una vez revisado el contenido del CCU, se encuentra que el mencionado procedimiento de recuperación de consumo, al cual se hace referencia, presuntamente no se ajusta al establecido para los procesos de la actuación administrativa, como lo establece la Ley 1437 de 2011.

Al detallar casos puntuales y descripción de hechos en diferentes recursos de Apelación presentados por los usuarios en sede, en cuanto a la garantía del debido proceso, se ha observado lo siguiente:

En Actas de revisión y Censo de Carga. Las liquidaciones por censo de carga presuntamente no se ajustan a la realidad del consumo del usuario, por lo cual la Empresa debe considerar la aplicación del CCA Artículo 66.-Perdida de Fuerza Ejecutoria.-Numeral 2.-Cuando desaparecen fundamentos de hechos y de derechos, así como la aplicación del CCA Artículo 69.-Causales de Revocatoria.-Numerales 1, 2,3.

Examen Técnico en Laboratorio. Calibración. Presuntamente, 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 pueden afectar la real condición del equipo de medida, lo que afecta el posterior resultado de laboratorio.

Resultados de calibración. Se observan casos en los que presuntamente existe incoherencia en su contenido y al realizar el análisis de las pruebas recaudadas, presuntamente se desvaloran resultados y se proceden con el inicio de la actuación, razón por la cual se recomienda la presentación (no solo la mención) en cada caso del certificado de acreditación.

Inicio de Actuaciones Administrativas. Se observan casos en los que la empresa da inicio a la actuación, presuntamente después de transcurrir un tiempo superior a los cinco (5) meses, que la ley otorga al prestador para recuperar consumos (Art 150 de la Ley 142 de 1994).

Proceso de notificación. Se observan casos en los que presuntamente, no se garantiza la entrega efectiva de los diferentes documentos que se generan y los mismos no se encuentran dentro de los expedientes; presuntamente, se agotan los procesos quedando en firme sin permitirle al usuario hacer uso de su derecho de defensa.

Se recomienda a la Empresa revisar los citados procedimientos y adelantar las acciones pertinentes, de tal manera que se de cumplimiento a lo establecido a través del régimen de prestación del servicio público de energía eléctrica.

Información De La Factura

En la factura de prestación del servicio, si bien el valor de los intereses moratorios se detalla en la cuenta, presuntamente, no se indica la tasa aplicada.

Presuntamente no se registra el reporte de deudas atrasadas, base de liquidación de subsidios, consumo base de subsistencia, la causal de no lectura, información sobre consumos dejados de facturar, motivación para uso racional de la energía, beneficios ambientales, e información de seguridad.

Se recomienda a la Empresa verificar de ,manera detallada la información que se registra en las facturas, respecto de lo señalado al respecto en la regulación correspondiente a la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Reclamaciones

Como quiera que las causales de reclamación con más altos índices, corresponden a la falla en la prestación del servicio, seguida de la calidad del servicio y consumo por promedio, se considera pertinente que la Empresa evalúe tales estadísticas y encamine acciones para reducir el número de reclamaciones en cada una de las tipologías descritas, sobre la base de los artículos 136, 137 y 146 de la Ley 142 de 1994.

Proyectó: Martha Helena Muñoz– Profesional Especializado-DTGE – Aspectos Tarifarios

Proyectó: Luis Arévalo– Profesional -DTGE – Aspectos Activos-Financ

Proyectó: Jhon Alejandro Quintero - Profesional -Aspectos Técnicos

Proyectó: Luz Helena Marriaga– Profesional -Aspectos Comerciales

Revisó: Fabio Alberto Aldana Méndez- Director Técnico de Energía (E)

En este capítulo se presenta la evaluación de la gestión y resultados del prestador de servicios públicos conforme con los criterios, características, indicadores y modelos que definan la Comisión de Regulación respectiva (CRA, CREG). También se puede presentar la clasificación de nivel de riesgo de acuerdo con los parámetros de la regulación.

Adicionalmente se puede incluir brevemente el concepto de la auditoría externa, cuando sea el caso.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Dentro de este capítulo se puede incluir el análisis de la calidad y sobre el reporte de la información al Sistema Único de Información – SUI.

7. ACCIONES DE LA SSPD

En este punto se describen las acciones que se han adelantado por la SSPD frente a la empresa, ya sean relacionadas con investigaciones, planes de mejoramiento, oportunidades de mejora, entre otras.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego de la evaluación, el informe podría contener las conclusiones y recomendaciones que surjan de las conclusiones de la evaluación sobre los aspectos analizados de la empresa.

Así mismo, se podrían incluir los factores críticos que den alarmas o alertas, ya sean por la situación de la empresa o por factores externos (regulación, competencia, etc).

Proyectó: Nombre completo - Cargo

Revisó: Nombre completo - Cargo