

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES  
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A.  
E.S.P.**



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS  
COMBUSTIBLE  
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA  
Bogotá, Julio de 2015**

## CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.

### ANÁLISIS AÑO 2014

#### 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

**CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.** se constituyó en el año 1955 para desarrollar las actividades de generación, comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el sistema interconectado Nacional. La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$ 91.671 millones y tiene su sede principal en la ciudad de Pasto. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día Junio 03 de 2015.

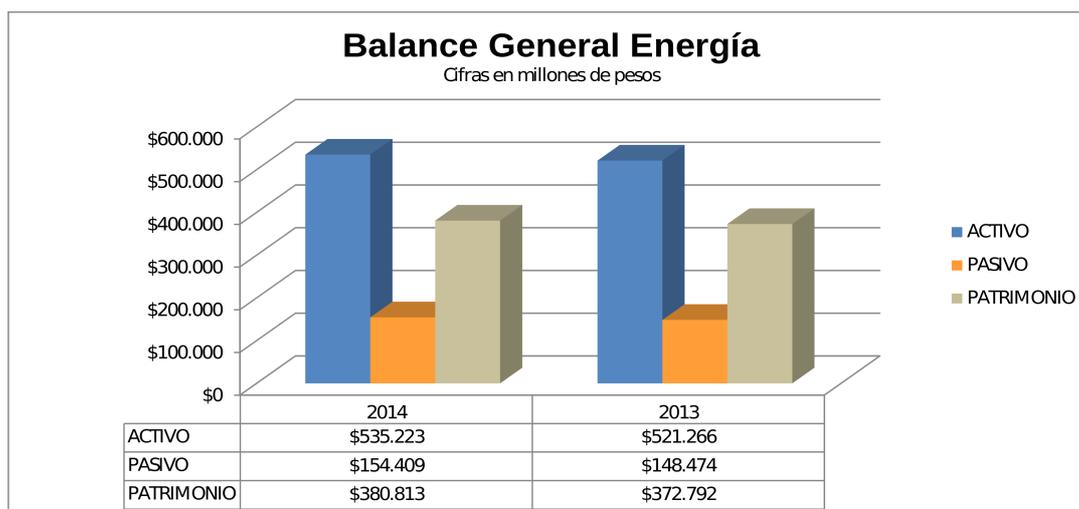
Tabla 1.1. Datos Generales

<b>Tipo de sociedad</b>	Sociedad Anónima Mixta
<b>Razón social</b>	Centrales Eléctricas De Nariño S.A. E.S.P.
<b>Sigla</b>	CEDENAR S.A. E.S.P.
<b>Nombre del gerente</b>	Raúl Ortiz Muñoz
<b>Actividad desarrollada</b>	Generación, Comercialización y Distribución
<b>Año de entrada en operación</b>	1955
<b>Mercado que atiende</b>	58 Municipios de Nariño

Fuente: SUI

#### 2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

##### 2.1. Balance General



Fuente: SUI

BALANCE GENERAL	2014	2013	Var
<b>Activo</b>	<b>\$535.222.687.266</b>	<b>\$521.266.223.852</b>	<b>2,68%</b>
Activo Corriente	\$109.864.005.200	\$106.187.806.967	3,46%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$138.746.952.912	\$113.051.489.510	22,73%
Inversiones	\$16.991.243.156	\$25.224.600.658	-32,64%
<b>Pasivo</b>	<b>\$154.409.293.902</b>	<b>\$148.474.021.677</b>	<b>4,00%</b>
Pasivo Corriente	\$59.335.938.521	\$52.623.279.966	12,76%
obligaciones financieras	\$0	\$2.515.927.252	-100,00%
<b>Patrimonio</b>	<b>\$380.813.393.364</b>	<b>\$372.792.202.175</b>	<b>2,15%</b>
Capital Suscrito y Pagado	\$91.671.179.910	\$91.671.179.910	0,00%

En el año 2014, los activos de la Empresa ascendieron a \$535.222 millones, presentando un crecimiento de 2,68% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Inversiones: Esta cuenta con una variación significativa pasó de \$25.225 millones en diciembre 2013 a \$16.991 millones a diciembre de 2014, como consecuencia de “Las inversiones que presentaron una disminución en \$8.232 millones (33%), originada por la disminución de CDTs y fondos de inversión así”:

Inversiones	01/12/13	01/12/14	Var. \$
CDTS	17.613	11.581	6.032
Fondos de Inversión	5.949	3.749	2.200
<b>Total Inversiones</b>	<b>23.562</b>	<b>15.330</b>	<b>8.232</b>

Fuente: Análisis de puntos específicos AEGR

Deudores: A diciembre de 2014 esta cuenta se posicionó en \$70.101 millones disminuyendo su valor en \$1.323 millones en comparación con el mismo periodo de la vigencia anterior.

La disminución de las cuentas por cobrar está unido al comportamiento de la cuenta avances y anticipos entregado que pasa de \$18.594 millones en diciembre de 2013 a \$6.651 millones en diciembre de 2014.

Las cuentas por cobrar de la prestación del servicio público de energía, para 2014 se encuentran en \$1.282 millones y las deudas de difícil cobro de este se encuentran en \$979 millones de las cuales están provisionadas al 104%.

Propiedad Planta y equipo: Con una participación a diciembre de 2014 del 25,92% se posiciona en \$138.747 millones, presentando un aumento del 22,73% con relación al año anterior, el detalle de la información se encuentra en la siguiente tabla:

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTÓRICO	DEPRECIACIÓN	VALOR CUENTA 16 PROP. PLANTA Y EQUIPO A 2014	VALORIZACIONES 2014	VALOR EN LIBROS 2014	VALOR EN LIBROS 2013
Terrenos	\$ 644	\$ 0	\$ 442	\$ 20.535	\$ 20.977	\$ 18.109
Construcciones En Curso	\$ 11.670	\$ 0	\$ 11.670	\$ 0	\$ 11.670	\$ 2.163
Maquinaria, Planta Y Equipo En Montaje	\$ 116	\$ 0	\$ 116	\$ 0	\$ 116	\$ 499
Equipos y Materiales En Depósito	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Bienes Muebles En Bodega	\$ 4.098	\$ 0	\$ 4.098	\$ 0	\$ 4.098	\$ 3.715
Propiedades, Planta Y Equipo En Mantenimiento	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Propiedades, Planta Y Equipo No Explotados	\$ 8.767	-\$ 2.474	\$ 5.651	\$ 7.183	\$ 12.834	\$ 10.612
Plantas, Ductos Y Túneles	\$ 57.575	-\$ 27.499	\$ 30.076	\$ 37.707	\$ 67.783	\$ 64.632
Redes, Líneas Y Cables	\$ 121.483	-\$ 44.011	\$ 75.727	\$ 197.911	\$ 273.638	\$ 265.090
Maquinaria Y Equipo	\$ 10.242	-\$ 3.950	\$ 5.972	\$ 108	\$ 6.080	\$ 1.982
Muebles, Enseres Y Equipos De Oficina	\$ 1.642	-\$ 1.156	\$ 465	\$ 0	\$ 465	\$ 530
Equipos De Comunicación Y Computación	\$ 8.583	-\$ 5.570	\$ 2.858	\$ 290	\$ 3.147	\$ 3.162
Equipo De Transporte, Tracción Y Elevación	\$ 4.102	-\$ 2.000	\$ 1.670	\$ 115	\$ 1.785	\$ 1.851
<b>TOTALES</b>	<b>\$ 228.932</b>	<b>-\$ 86.668</b>	<b>\$ 138.747</b>	<b>\$ 263.848</b>	<b>\$ 402.595</b>	<b>\$ 372.344</b>

Fuente: SUI cifras en millones de pesos

Otros activos: corresponde al rubro más representativo dentro del activo con una participación del 53,03%, compuesta por: valorizaciones, \$266.390 millones; gastos pagados por anticipado, \$8.132 millones; cargos diferidos, \$7.359 millones; Intangibles, \$5.607 millones; Bienes entregados a terceros, \$4 millones.

Con relación al Pasivo, a diciembre 31 de 2014, se ubica en \$154.409 millones, presentando un crecimiento de 4% equivalente a \$5.935 millones con relación al mismo periodo del año anterior. La composición del pasivo se encuentra de la siguiente manera: pasivos estimados y provisiones, \$120.029 millones; cuentas por pagar, \$25.345 millones; obligaciones laborales, \$4.568 millones; otros pasivos \$4.467 millones.

Del pasivo, resaltan los valores por obligaciones, pasivos estimados y provisiones y cuentas por pagar, con participaciones porcentuales del 78% y 16% respectivamente y una disminución del 100% en el rubro de Operaciones de Crédito público.

El pasivo en la cuenta de obligaciones estimados y provisiones sus rubros más representativos están Provisión para pensiones con el 60% del total del rubro y Provisión para contingencias con el 26%, mientras que las cuentas por pagar, son los bienes y servicios y los depósitos recibidos para terceros los que representan el valor más significativo de este rubro con el 45% y el 41%.

A diciembre de 2014 el patrimonio presentó un aumento de \$8.021 millones con respecto a diciembre de 2013, posicionándose en \$380.813 millones, este incremento esta evidenciado principalmente por el superávit por valorización en \$266.390 millones y el valor presentado en la cuenta resultado del ejercicio para 2014 de \$8.222 millones.

## 2.2. Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	DICIEMBRE. 2014	DICIEMBRE . 2013	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$263.518.722.575	\$245.525.036.017	7,33%
COSTOS OPERACIONALES	\$194.501.397.710	\$184.857.113.109	5,22%
GASTOS OPERACIONALES	\$63.738.585.983	\$57.251.596.838	11,33%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$5.278.738.882	\$3.416.326.070	54,52%
OTROS INGRESOS	\$6.768.589.200	\$4.920.100.598	37,57%
OTROS GASTOS	\$3.825.140.062	\$2.389.642.006	60,07%
GASTO DE INTERESES	\$161.090.675	\$315.460.528	-48,93%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$8.222.188.020	\$5.946.784.662	38,26%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución, estos para diciembre de 2014 fueron de \$263.519 millones, presentando un aumento del 7,33% con respecto a diciembre de 2013, su detalle es mostrado en la siguiente tabla:



Fuente: SUI

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 71,96% de los Ingresos Operacionales de diciembre de 2014, aumentándose en 5,22% con respecto al año 2013, en efecto, pasaron de \$184.857 millones en el 2013 a \$194.501 millones en 2014. De estos costos operacionales sobresalen los costos de ventas de servicios, cuyo monto fue de \$193.180 millones, que a su vez equivalente al 99%, del total de los costos operacionales. En relación con la venta de servicios el costo de bienes y servicios públicos para la venta se ubican en \$115.273 millones.

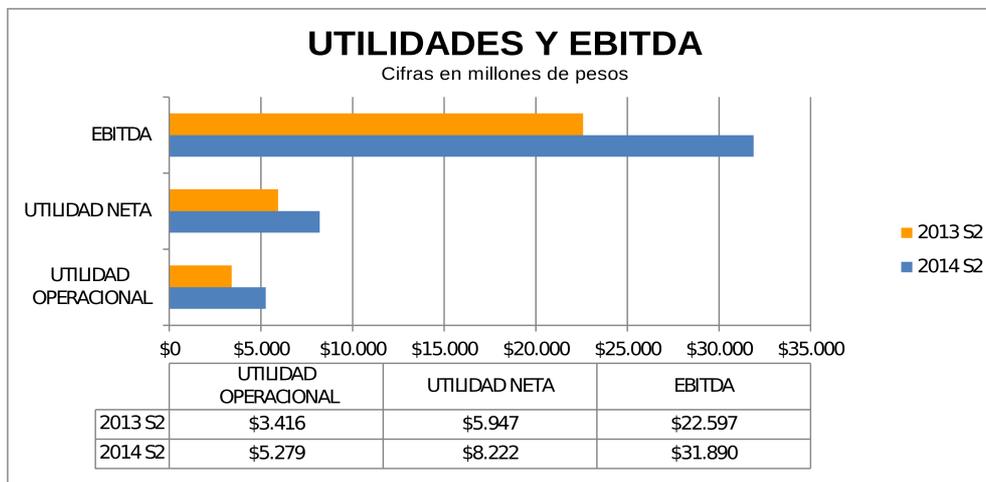
Los gastos a diciembre de 2014 crecieron 25%, pasando de \$59.641 millones a \$67.564 millones, siendo su composición la siguiente: Gastos administrativos, 52%; Provisiones, depreciaciones y amortizaciones, 42% y Otros gastos, 6%. Los gastos de administración presentaron un mayor valor de \$7.641 millones, ubicándose en \$35.140 millones a diciembre de 2014, de los cuales \$19.885 millones corresponden a contribuciones imputadas, \$5.652 millones gastos de sueldos y salarios y \$3.719 millones a contribuciones y tasas.

Las cuentas de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2014 decrecieron \$1.154 millones, este rubro evidencia comportamientos de la siguiente manera: provisión para contingencias, \$10.785 millones; provisiones para deudores, \$8.117 millones; provisión para obligaciones fiscales, \$7.825 millones; depreciación propiedad, planta y equipo, \$949 millones; provisión para propiedad, planta y equipo, \$584 millones; amortización de bienes intangibles \$324 millones.

Los otros ingresos para la vigencia 2014 suman \$6.769 millones, mejorando en \$1.849 millones la cifra de la vigencia 2013, están compuestos principalmente por: extraordinarios, \$4.960 millones; financieros \$1.895 millones; ajuste de ejercicios anteriores, \$86 millones; dentro de los extraordinarios se destacan \$2.412 millones de pérdida en baja de otros activos, \$757 millones, pérdida en baja de propiedad planta y equipo, y gastos legales \$292 millones.

Los gastos no operacionales ascienden a \$3.825 millones, siendo los más importantes los extraordinarios con el 98% y los ajustes de ejercicios anteriores con el 4%, y los intereses con el 4% de participación.

### 2.3. Utilidades y Ebitda



Fuente: SUI cifras en Pesos

El Servicio de energía de Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. a diciembre de 2014 presenta en su operación, un Ebitda de \$31.890 millones, mejorando con respecto al año anterior \$22.597 millones, este comportamiento obedece a un mayor crecimiento de Los costos se incrementaron en \$9.660 millones, al igual que los gastos en \$6.689 millones, donde el negocio comercializador es el más representativo en los costos de bienes y servicios con \$111.519 millones.; respecto a la utilidad neta para el año 2014 fue de \$8.222 millones, creciendo con respecto al resultado de 2013 quedando en \$5.947 millones, al respecto de la utilidad neta esta se encuentra principalmente sustentada en el aumento de ingresos operacionales.

## 2.4. Indicadores

INDICADORES	2014	2013
<b>LIQUIDEZ</b>		
Razón Corriente – Veces	1,85	2,02
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	146	151
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	22	19
Activo Corriente Sobre Activo Total	20,53%	20,37%
<b>ENDEUDAMIENTO</b>		
Nivel de Endeudamiento	29%	28%
Patrimonio Sobre Activo	71%	72%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	38%	35%
Cobertura de Intereses – Veces	197,96	71,63
<b>RENTABILIDAD</b>		
Ebitda	\$31.889.584.530	\$22.597.388.924
Margen Operacional	12%	9%
Rentabilidad de Activos	6%	4%
Rentabilidad de Patrimonio	7%	5%

Fuente: SUI cifras en Pesos

### Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2014 es de (1,85) veces, indicador que presenta un crecimiento de 0,16 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó una disminución de 5 días pasando de 151 días en 2013 a 146 días en 2014; la empresa tarda 22 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando en 3 días con respecto a 2013.

### Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2014 es de 29%, evidenciando un crecimiento del 1% con respecto a 2013, cuyo porcentaje era del 28%; el Pasivo corriente representa el 38% del total de los Pasivos.

### Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2014 fue de 12%, aumentando en 3% con base al año anterior; La rentabilidades de los activos y patrimonio se posicionaron en 6% y en 7% respectivamente al final del ejercicio del año 2014.

### **3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS**

La empresa CEDENAR S.A. E.S.P. cuenta con conexiones al STN a través de la subestación Jamondino (Parte operada por ISA), la cual por medio de un transformador de 150 MVA de 220/115 KV le suministra energía a la parte de la subestación Jamondino operada por CEDENAR S.A. E.S.P. Sus principales subestaciones son Jamondino, Catambuco, Panamericana, Pasto, Junín, Bucheli y Río Mayo la cual también tiene planta de generación; Todas estas subestaciones están conectadas a nivel de tensión 115 KV.

#### **3.1. Descripción de la Infraestructura**

CEDENAR S.A. E.S.P. cuenta con un anillo a 115 KV que interconecta las subestaciones Jamondino – Pasto – Catambuco, siendo estas subestaciones principales en su sistema, contribuye a la confiabilidad del mismo. El resto de líneas de 115 KV que conectan a las subestaciones Junín, Bucheli, Panamericana, son radiales, la subestación Río Mayo cuenta con dos líneas en su barra de 115 KV, una proveniente de la subestación Pasto y otra proveniente de la subestación Popayán (Cauca), la subestación Catambuco cuenta con tres líneas en su barra de 115 KV, dos provenientes del anillo de 115 KV que llegan desde las subestaciones Jamondino y Pasto y una tercera proveniente de la subestación Zaque (Cauca). Es importante anotar que las subestaciones del departamento del Cauca, subestaciones Popayán y Zaque también están interconectadas a 115 KV.

En el sistema con nivel de tensión 34,5 KV la subestación Tumaco cuenta con dos líneas de 34,5 KV que llegan desde la subestación Bucheli. La subestación Sapuyes también cuenta con dos alimentadores a 34,5 KV, el primero sale desde la subestación Catambuco y alimenta las subestaciones Río Bobo, Tangua, Imues y llega a la subestación Sapuyes, el segundo, sale de la subestación Panamericana alimenta las subestaciones Pupiales, Casafria y llega a la subestación Sapuyes, el resto de las subestaciones de nivel de tensión 34,5 KV están conectadas al sistema en forma radial.

La infraestructura del nivel de tensión 4 es la siguiente:

Tabla 3.1.1

DESCRIPCIÓN	LONGITUD (Kilómetros)
Línea Subestación Jamondino a Subestación Catambuco 115 KV	26,5
Línea Subestación Jamondino a subestación pasto 115 KV	14
Línea Subestación Jamondino a Subestación Junín 115 KV	114
Línea Subestación Jamondino a Subestación Panamericana 115 KV	57
Línea Subestación Pasto a subestación Catambuco 115 KV	12
Línea Subestación Pasto a subestación Río Mayo 115 KV	56
Línea Subestación Catatumbo a Subestación Zaque (cauca) 115 KV	112
Línea Subestación Junín a Subestación Bucheli 115 KV	85
Línea Subestación Popayán a Subestación Río Mayo	104

Fuente: Diagrama Unifilar y Estudio de coordinación de protecciones de marzo del 2015 elaborado por GERS, Suministrado por la Subgerencia de Distribución y Generación Cedenar S.A. E.S.P

Las Lineas de 34,5 KV pertenecientes al Sistema CEDENAR S.A. E.S.P son las siguientes:

Tabla 3.1.2.

DESCRIPCIÓN	LONGITUD (Kilómetros)
Línea Subestación Jamondino a Subestación Chachagui 34,5 KV	19,8
Línea subestación Jamondino a subestación Encano 34,5 KV	10
Línea Subestación Chachagui a Subestación Tambo 34,5 KV	12,5
Línea subestación Junín a Subestación Barbacoas 34,5 KV	40
Línea subestación Junín a subestación Altaquer 34,5 KV	10
Línea subestación Altaquer a subestación Ricaurte 34,5 KV	9
Línea Subestación Bucheli a Subestación Tumaco , dos circuito 34,5 KV	18
Línea Subestación Bucheli a Subestación Tangareal 34,5 KV	50
Línea Subestación Tangareal a Subestación Llorente 34,5 KV	18
Línea Subestación Panamericana a Subestación Pupiales 34,5 KV	7,6
Línea Subestación Pupiales a Subestación Casafria 34,5 KV	14
Línea Subestación Casafria a Subestación Sapuyes 34,5 KV	13
Línea Subestación Panamericana a Subestación Cumbal 34,5 KV	22
Línea Subestación Panamericana a Subestación Córdoba 34,5 KV	13
Línea Subestación Catambuco a subestación Rio Bobo 34,5 KV	15
Línea Subestación Rio Bobo a subestación Tangua 34,5 KV	10
Línea Subestación Tangua a subestación Imues 34,5 KV	12
Línea Subestación Imues a Subestación Sapuyes 34,5 KV	10,2
Línea Subestación Catambuco a Subestación Nariño 34,5 KV	11
Línea Subestación Nariño a Subestación Sandona 34,5 KV	14
Línea Subestación Sandona a Subestación Ancuya 34,5 KV	6,1
Línea Subestación Ancuya a Subestación Samanieo 34,5 KV	12,6
Línea Subestación Sapuyes a Subestación Tuquerres 34,5 KV	7,1
Línea Subestación Tuquerres a Subestación Piedrancha 34,5 KV	30
Línea Subestación Rio Mayo a Subestación La Cruz 34,5 KV	18
Línea Subestación La Cruz a Subestación San José 34,5 KV	19,5
Línea Subestación San José a Subestación Rosa 34,5 KV	3,4
Línea Subestación Rio Mayo a Subestación La Unión 34,5 KV	17,5
Línea Subestación La Unión a Subestación Taminango 34,5 KV	17,1
Línea Subestación Taminango a Subestación Remolino 34,5 KV	10
Línea Subestación Remolino a Subestación Policarpa 34,5 KV	7,5

Fuente: Diagrama Unifilar Suministrado por la Subgerencia de Distribucion y Generación Cedenar S.A. E.S.P

A continuación se exponen las Subestaciones y Plantas de Generación operadas por la empresa CEDENAR S.A. E.S.P.

Tabla 3.1.3.

DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (KV)	CAPACIDAD (MVA)
Subestación Jamondino	115/ 13,8 115 /34,5/13,8	3 x 8,75 40
Subestación Catambuco	115/13,8 115/34,5 34,5/13,8	20/25 30/40 2 X 10/12,5
Subestación Panamericana	115/34,5 34,5/13,8	30/40 2 X 10/12,5
Subestación Pasto	115/13,8	25/33
Subestación Junín	115/34,5	10/12,5
Subestación Bucheli	115/34,5 34,5/13,8	30/40 7,5
Subestación Rio Mayo	115/6,6 115/34,5 34,5/13,8	3 x 8,75 25/33,3 6,25
P. GENERACION		3 x 7 MW
Subestación Tumaco	34,5/13,8	10/12,5 12/15
Subestación Tangareal	34,5/13,8	3,75/5,25
Subestación Llorente	34,5/13,8	3,75/5
Subestación Barbacoas	34,5/13,8	5,25
Subestación Altaquer	34,5/13,8	1,5
Subestación Ricaurte	34,5/13,8	1,5
Subestación Chachagui	34,5/13,8	6,25
Subestación Tambo	34,5/13,8	2
Subestación Encano	34,5/13,8	1,5
Subestación Pupiales	34,5/13,8	3
Subestación Casafria	34,5/13,8	2X0,6
Subestación Sapuyes	34,5/13,8 0,5/13,8	5,25 0,8 Y 3 X 0,6 2 X 0,5 MW 1 X 1,5 MW
P. Generación		
P. Generación		
Subestación Cumbal	34,5/13,8	6
Subestación Córdoba	34,5/13,8	6
Subestación Rio Bobo	34,5/13,8 6,6/13,8	1,5 3 x 1,8 3,8 MW
P. generación		
Subestación Tangua	34,5/13,8	2 x 1,5
Subestación Imues	34,5/13,8	4
Subestación Nariño	34,5/13,8	5/6,25
Subestación Sandona	34,5/13,8	5/6,25
Subestación Ancuya	34,5/13,8	05/06/15
Subestación Samanieo	34,5/13,8	6
Subestación Tuquerres	34,5/13,8	6
Subestación Piedrancha	34,5/13,8	1,5
Subestación La Cruz	34,5/13,8	5/6,25
Subestación San José	34,5/13,8	05/06/15
Subestación Rosa	34,5/13,8	5/6,25
Subestación La Unión	34,5/13,8	05/06/15
Subestación Taminango	34,5/13,8	2
Subestación Remolino	34,5/13,8	5/6,25
Subestación Policarpa	34,5/13,8	3
Subestación planta Julio Bravo		2,5
P. Generación	6,6/13,8	3 x 0,5 MW
Subestación San Lorenzo	34,5/13,8	5/6,25

Fuente: Diagrama Unifilar Suministrado por la Subgerencia de Distribucion y Generacion Cedenar S.A. E.S.P.

En la siguiente tabla se presenta la composición del Sistema de Distribución a

Diciembre del 2014:

Tabla 3.1.4.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD DIC 2014
1	Número de alimentadores 13,8 KV	76
2	Número de transformadores	13800
3	Número de usuarios atendidos nivel 1	383.774
4	Número de usuarios atendidos nivel 2 y 3	127
5	Red de 13,8 KV (KM)	6.113,45
6	Red de baja tensión (KM)	6.931,6
7	No. de apoyos de media tensión	45.404
8	No. de apoyos de baja tensión	150.691

Fuente: Subgerencia de Distribucion y Generacion Cedenar S.A. E.S.P

Tabla 3.1.5. Producción Plantas de Generacion Años 2013 y 2014

PLANTAS DE GENERACIÓN	MWH-2013	MWH-2014
Río Mayo	118.119	126.204
Río Bobo	23.626	21.249
Río Sapuyes	11.089	11.341
Julio Bravo	6.973	8.172

### 3.2. Inversiones

Las inversiones realizadas en el año 2014 y 2015 con corte junio del 2015 por CEDENAR S.A. E.S.P, son las siguientes

### 3.3. Calidad de la Potencia

De acuerdo al informe del Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR, el OR cuenta con equipos de medida que obtienen variables de Calidad de Potencia, los cuales permiten conocer los eventos relacionados con las variaciones de tensión que pueden ocurrir en la redes del sistema eléctrico.

Con base en la información de los archivos PST y ET de las perturbaciones de corta duración y desviaciones de tensión, respectivamente, reportados por CEDENAR S.A E.S.P semanalmente, de acuerdo a las Resoluciones CREG 024 de 2005 y 024 de 2007, el valor de los Pst's en los Nivel 2 y 3 se encuentra entre 0 y 1 pu (por unidad), en el Nivel 4 su rango está entre 0.05 y 0.1 pu, concluyéndose que las fluctuaciones presentes en Nivel 4 repercuten considerablemente a los niveles inferiores.

En el sistema de CEDENAR S.A. E.S.P. el mayor desbalance de tensión se presenta en los circuitos de niveles 2 y 3 variando entre 0 y 1 %, lo que muestra un sistema balanceado.

CEDENAR S.A E.S.P reporta 22 circuitos en Nivel de tensión 13,2 kV y 13 circuitos de

34,5 kV, para un total de 35 circuitos. Tomando en consideración que CEDENAR S.A. E.S.P. cuenta con 76 circuitos de nivel de tensión 13,2 KV, solamente reporta los parámetros de calidad de potencia con una cobertura 28,95% sobre el total de circuitos en este nivel de tensión.

En fecha 28 de octubre del 2014 la Superintendencia Delegada de Energía y Gas instaló un equipo para verificar la calidad de potencia suministrada por CEDENAR S.A.E.S.P en la subestación TUMACO, los resultados se describen a continuación:

### 3.3.1. Metodología

Para hacer el seguimiento de las medidas se coordinó con el OR la instalación de los analizadores de redes marca DRANETZ en el siguiente punto:

RG1 TABLERO DE MEDIDA CALIDAD DE POTENCIA SUBESTACIÓN TUMACO CIRCUITO 6 TM01 BARRA 13,2 kV (se registraron mediciones de los siguiente parámetros eléctricos en estados estacionario y Transitorios, de tensiones y corrientes, factor de potencia y potencias activa, reactiva y aparente, frecuencia, armónicos de tensión y corriente, perceptibilidad de larga y corta duración, eventos de corta y larga duración).

Los equipos analizadores de redes se programaron para obtener parámetros eléctricos en estado estable y estado transitorios, comparándolos respecto a los límites establecidos por la resolución CREG 024 de 2005, CREG 065 de 2012, la resolución CREG 108 de 1997, la norma europea EN50160, el Std. IEEE 446 de 1995, el Std. IEEE 519 de 1992 y el Std. IEEE 1250 de 1995 e indicando cuáles de los parámetros exceden los límites establecidos.

Los cálculos de los parámetros eléctricos se realizaron con base en los datos descargados desde el analizador de redes, realizando búsqueda de los valores mínimo, promedio y máximo, con el respectivo ordenamiento de la información, para corroborar y diagnosticar el estado de la instalación eléctrica, teniendo en cuenta los eventos que exceden los límites establecidos por las normativas vigentes en el país y las recomendaciones internacionalmente aceptadas.

### 3.3.2. Análisis de Resultados

#### 3.3.2.1. Tensiones y desequilibrio:

Estado Estacionario:

De la medición realizada, se presentó desbalance de tensión del 1,2921%,(ver Tabla No.1.1), lo cual está dentro del límite establecido por la norma EN 50160 del 2%.

Tabla 3.3.2.1. Resumen de Desequilibrio de Tensión

Registro	Maximo Desequilibrio de tension				Cumple En 50160 (2%)
	VL1 (V)	VL2 (V)	VL3 (V)	% Deseq.	
RG-1	13,584	13,318	13,575	1,2921%	SI

Los valores promedio de todas las tensiones registradas referentes a nivel de tensión 13200V se encuentra dentro los límites establecido por la Resolución CREG 024 de 2005 cumpliendo así con el mínimo exigido.

Cabe resaltar que el desequilibrio de tensión genera los siguientes efectos sobre las máquinas Eléctricas:

Pérdida de la potencia salida neta (depreciación de la potencia útil) que puede desarrollarse, pero sin llegar a afectar la vida útil de la máquina.

Aumento del calentamiento y reducción de la eficiencia.

Reducción del momento de arranque y el momento máximo.

Aumento del deslizamiento.

Presencia de asimetría en las corrientes y aumento de los kVA necesarios para el arranque.

Aumento del ruido y las vibraciones principalmente con 120 Hz de frecuencia.

Se debe tener en cuenta que al tener un sistema unificado con transformadores conectados en forma centralizada alimentando cada una de las subestaciones a través de redes de distribución, el desequilibrio en tensión genera los siguientes efectos:

1. Aumentan las pérdidas de energía en las líneas y el costo operacional.
2. El desequilibrio de las corrientes aumenta respecto al desequilibrio de la tensión, por lo tanto, se dificulta el ajuste de las protecciones.
3. Aumento de la carga.
4. Distorsión del factor de potencia real. Estado Transitorio

### 3.3.2.2. Sobretensiones transitorias:

Las sobretensiones estuvieron por el orden del 109% de la tensión de operación (Ver Tabla 3.3.2.2).

Tabla 3.3.3.2. Resumen de Tensiones

Registro	Tipo de Registro	TENSIONES			% RESPECTO AL NOMINAL			Cumple Res. CREG 024 de 2005 (90 % < Vn < 110%)			Tension Nominal L-L(V)
		VL1 (V)	VL2 (V)	VL3 (V)	VL1	VL2	VL3	VL1	VL2	VL3	
RG-1	Maximo	14,475	14,204	14,544	109,7%	107,6%	110,2%	SI	SI	NO	13.200
	Promedio	13,584	13,318	13,575	102,9%	100,9%	102,8%	SI	SI	SI	
	Minimo	11	15	23	0,1%	0,1%	0,2%	NO	NO	NO	

Se analizan las sobretensiones teniendo en cuenta que los transitorios pueden tener un nivel pico muy alto que en algunos casos puede romper el nivel de aislamiento en un transformador y ocasionar el fallo de componentes electrónicos, puede ocasionar pérdidas de tensión con duraciones menores a un ciclo, causa inestabilidad en el sistema de potencia.

### 3.3.3.3. Caídas en la tensión:

Observando las tensiones se evidencian algunas caídas de tensión, si comparamos con las corrientes se encuentra que para los mismos instantes donde hay una caída

de tensión también hay un pico de corriente. Esto puede darse debido a que en ese instante de tiempo hay algún arranque de un equipo y hace que se presente este tipo de transitorio, de igual forma evidencia que la carga alimentada en su mayoría es inductiva y es un comportamiento usual de este tipo de carga generar picos de corriente ante cambios bruscos de tensión.

Por otra parte se evidenciaron cortes de energía durante el periodo de medición, momentos en que la tensión se fue a cero.

Estos valores se registraron en varios días de la semana, no es posible establecer el motivo de las fallas o las salidas de circuito. (Ver Tabla 3.3.3.3).

Tabla 3.3.3.3. Resumen de Tensiones

Registro	Tipo de Registro	TENSIONES			% RESPECTO AL NOMINAL			Cumple Res. CREG 024 de 2005 (90 % < Vn < 110%)			Tension Nominal L-L(V)
		V1 (V)	V2 (V)	V3 (V)	V1	V2	V3	V1	V2	V3	
RG-1	Maximo	14,475	14,204	14,544	109,7%	107,6%	110,2%	SI	SI	NO	13.200
	Promedio	13,584	13,318	13,575	102,9%	100,9%	102,8%	SI	SI	SI	
	Minimo	11	15	23	0,1%	0,1%	0,2%	NO	NO	NO	

Teniendo en cuenta que en los transitorios existen caídas de tensión significativas es de cuidado debido a que pueden ocasionar calentamiento en los motores de la carga y atenuación en la intensidad luminosa y/o parpadeo dependiendo del tipo de luminarias de los sistemas de iluminación.

### 3.3.3.4. Frecuencia:

La norma NTC-1340 establece que la frecuencia nominal de la tensión suministrada debe ser 60 Hz. Y en condiciones normales de suministro, el valor medio de la frecuencia fundamental medida durante 10 segundos en redes acopladas por enlaces síncronos a un sistema interconectado, debe cumplir:

Frecuencia aceptable durante el 95% de una semana:  $59,8 < f \text{ (Hz)} < 60,2$ . Frecuencia aceptable durante el 100% de una semana:  $57,5 < f \text{ (Hz)} < 63$ .

Referente a las magnitudes medidas de frecuencia se tienen las siguientes observaciones:

El mínimo valor de la frecuencia registrado fue de 58,91 Hz. El máximo valor de la frecuencia registrado fue de 60,19 Hz.

### 3.3.3.5. Corrientes y desequilibrio:

Se registraron corriente promedio, mínimas y máximas (ver tabla 3.3.3.5) No se presentó desequilibrio de corriente en todas las mediciones, el porcentaje máximo de desequilibrio fue del 20,668% lo cual lo ubica fuera del límite recomendado por el Std IEEE 446 de 1995 del 20%, cabe aclarar que se presenta en periodo de carga estable (ver tabla No 3.3.3.5.1).

Tabla 3.3.3.5 Resumen de las Corrientes

Registro	Tipo de Registro	CORRIENTES DE LINEA		
		I L1 (A)	IL2 (A)	I L3(A)
RG-1	Maximo	315,40	366,90	459,10
	Promedio	97,98	99,05	95,32
	Minimo	0,14	0,10	0,15

Tabla 3.3.3.5.1 Resumen Desequilibrio de Corrientes

Registro	Maximo Desequilibrio de Corriente				Cumple En 50160 (2%)
	I L1 (A)	IL2 (A)	I L3(A)	% Deseq.	
RG-1	315,40	366,90	459,10	20,568	NO

### 3.3.3.6. Potencias:

Se registraron potencia activa, reactiva, aparente promedio, mínimas y máximas (ver Tabla 3.3.3.6.)

Tabla 3.3.3.6. Resumen de Potencia

Registro	VALOR	Potencia Aparente Maxima Asociada (KVA)	Potencia Activa Maxima (KW)	Potencia Reactiva Maxima Asociada (KVAR)
RG-1	Maximo	3425	3228	1473
	Promedio	2274	2092	877,1
	Minimo	0,00	-0,198	0,00

### 3.3.3.7. Factor de potencia:

Se registraron máximos, mínimos y promedio del FP, cuyo valor promedio se encuentra en 0,9134, Los valores mínimos y máximos no registraron alteraciones de consideración respecto al promedio lo cual indica constancia en el nivel del carga y reactivos bajos (ver Tabla 3.3.3.7).

Tabla 3.3.3.7. Resumen Factor de Potencia

Registro	Fa max total (en atraso)	Fa min total (en atraso)	Fa promedio (en atraso)	Cumple Res. CREG 108 de 1997, Fp $\geq 0,9$
RG-1	0,9983	-0,7867	0,9134	SI

### 3.3.3.8. Armónicos

La norma IEEE establece los límites de distorsión armónica de tensión enfocada al PCC (Punto de acoplamiento común) con la interfaz subestación alimentadora-consumidor individual. Sin embargo, determina que dentro de una planta industrial, el PCC puede ser el punto entre la carga no lineal y las otras cargas, es decir, la barra principal Para efectos comparativos, se utiliza los límites establecidos por la norma.

Se evidenciaron armónicos en tensión por debajo del nivel permisible del 3% recomendado por el Std IEEE 519 y la resolución Creg 065 de 2012 respecto a la tensión nominal (Vn), lo cual indica un correcto nivel de carga armónica.

En cuanto a los porcentajes de distorsión armónica total de tensión, en las mediciones realizadas en el campo, cumple con el límite sugerido por la recomendación IEEE-519 de 1992, del 5% y la resolución Creg 065 de 2012 (Ver Tabla No 3.3.3.8).

Tabla 3.3.3.8 Resumen de Armónico de Tensión

Registro		%THDV <5%	H=3 %VN	H=5 %VN	H=7 %VN	Armonico que cumple lim 3%Vn CREG 065 2012
RG-1	Va	1,777	0,2427	1,5430	0,7021	% THDV, H3, H5 Y H7
	Vb	1,892	0,3307	1,6560	0,6834	% THDV, H3, H5 Y H7
	Vc	1,982	0,2728	1,7590	0,7445	% THDV, H3, H5 Y H7

Por otra parte se establece en el RETIE ultima actualización que “Para instalaciones donde la distorsión armónica total de tensión (THD), sea superior al 5% en el punto de conexión, los bancos capacitivos deben ser dotados de reactancias de sintonización o en su defecto se deben implementar filtros activos de armónicos”.

Cabe señalar que RETIE establece que se deben dimensionar conductores o barras de acuerdo al factor de corrección exigido por la IEC 60364-5-523 anexo C, esto para THDi mayores a 15%.

Los porcentajes de distorsión de demanda y de corriente se encuentran dentro del límite establecido en las fases A,B y C no excede el porcentaje de la fundamental..

En general, en los puntos donde se registró el máximo porcentaje de distorsión total de corriente, se presentó el máximo porcentaje de distorsión total de tensión y esto corresponde al H5. (Tabla 3.3.3.8.1)

Tabla 3.3.3.8.1. Resumen de Armónicos de Corriente

REGISTRO	% THDI	H=1	I max (A)	% TDD	H=3	H=5	H=7	Como I <sub>sc</sub> /I <sub>L</sub> < 20, TDD Debe ser <5% y distorciones armonicas individuales < 4% hasta el armonico 11 (no se evaluan los demas armonicos debido a que no son significativos)	
		In (A)			% IN	% IN	% IN		
RG-1 (I <sub>sc</sub> =1000 A)	la	2,1550	98,0	315,4	0,6728	0,6730	1,1250	0,8538	Cumple % TDD H3, H5 Y H7
	lb	2,3010	99,1	366,9	0,6213	0,5809	1,1690	0,9445	Cumple % TDD H3, H5 Y H7
	lc	2,5240	95,4	459,1	0,5242	0,6922	1,3200	1,0440	Cumple % TDD H3, H5 Y H7

### 3.3.3.9 Titilaciones (Flickers)

Según la CREG 065 de 2012 los límites para la perceptibilidad de corta (PST) se encuentran en la tabla mostrada a continuación , para el PLT (perceptibilidad de larga duración) se utiliza la norma europea EN 50160, que sugiere que las titilaciones no deben tener una perceptibilidad mayor a 1,0 pu.

En estado estable el PST en las tres líneas, registró valores inferiores a 1,0 pu.

La titilación alcanzó a registrar un PST de 12,22 en la línea L2

La máxima perceptibilidad de larga duración, PLT, alcanzó un valor de 5,414 en la línea L2.

NIVEL DE TENSION	Pst_95
1	1.0
2	1.0
3	0.9
4	0.9
STN	0.8

De acuerdo con lo expuesto se evidencia lo siguiente:

Se presentó desbalance de tensión por 1,2921%, lo cual está dentro del límite establecido por la norma EN 50160 del 2%.

Los valores promedio de todas las tensiones registradas referentes a nivel de tensión 13200 V se encuentra dentro los límites establecido por la Resolución CREG 024 de 2005 cumpliendo así con el mínimo exigido.

Las sobretensiones estuvieron por el orden del 7% de la tensión nominal.

Se presentó desequilibrio de corriente en todas las mediciones, el porcentaje máximo de desequilibrio fue del 20,668% lo cual lo ubica fuera del límite recomendado por el Std IEEE 446 de 1995 del 20% cabe aclarar que se presenta en periodo de carga estable.

Se registran máximos, mínimos y promedio del FP, cuyo valor promedio se encuentra en 0,9134

Para las fases A, B y C todos los armónicos de tensión cumplen el límite recomendado de 3% de la tensión fundamental ( $V_n$ ) por la resolución CREG 065 de 2012.

En cuanto a los porcentajes de distorsión armónica total de tensión, en las mediciones realizadas en el campo, cumple con el límite sugerido por la recomendación IEEE-519 de 1992 y la resolución CREG 065 de 2012, del 5%.

Las distorsiones armónicas de corriente y las distorsiones armónicas de demandas cumplen con la CREG 065 de 2012 (Ver tabla de Resumen de Armónicos de Corriente).

REGISTRO	% THDI	H=1	I max (A)	% TDD	H=3	H=5	H=7	Como Isc/IL < 20, TDD Debe ser <5% y distorsiones armónicas individuales < 4% hasta el armónico 11 (no se evalúan los demás armónicos debido a que no son significativos)	
		In (A)			% IN	% IN	% IN		
RG-1 (Isc=1000 A)	la	2,1550	98,0	315,4	0,6728	0,6730	1,1250	0,8538	Cumple % TDD H3, H5 Y H7
	lb	2,3010	99,1	366,9	0,6213	0,5809	1,1690	0,9445	Cumple % TDD H3, H5 Y H7
	lc	2,5240	95,4	459,1	0,5242	0,6922	1,3200	1,0440	Cumple % TDD H3, H5 Y H7

Los valores de la frecuencia se encuentran dentro de los límites establecidos por la

NTC 1430.

Teniendo en cuenta que la población en su mayoría rural y la producción del municipio es agrícola es normal evidenciar distorsiones armónicas de corrientes altas por carga inductiva probablemente por motores eléctricos de trapiches o equipos de bombeo de agua potable, cabe señalar que armónicos de múltiplos 11 y 13 mantienen valores altos sin embargo no superan los límites recomendables.

Tomando como base los resultados obtenidos por el analizador de redes durante el período de medición, se tienen las siguientes anotaciones con relación al alcance del análisis de armónicos:

- El mayor efecto de las corrientes y voltajes armónicas en las máquinas rotativas (inducción y sincrónicas) es el incremento de la temperatura debido a las pérdidas en el entrehierro y el cobre. Los componentes armónicos de voltaje afectarían la eficiencia de la máquina.
- Los armónicos crean problemas sólo cuando interfieren con la operación propia del equipo, incrementando los niveles de corriente a un valor de saturación o sobrecalentamiento del equipo o cuando causan otros problemas similares. También incrementan las pérdidas eléctricas y los esfuerzos térmicos y eléctricos sobre los equipos.

En general, la presencia de armónicos en el sistema eléctrico del sistema, podría generar las siguientes consecuencias:

Disparo de interruptores o fusibles.

Aumento de pérdidas de potencia activa.

Sobrecarga de los transformadores.

Sobrecarga en capacitores.

Pérdidas en equipos de distribución.

Incremento de la corriente por el neutro.

Mal funcionamiento de controles electrónicos y computadores.

Errores de medición en sistemas de medición.

Disminución de la vida útil de los equipos.

### **3.4 Calidad del Servicio**

De acuerdo al informe del Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR, sobre Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. año 2014, se destaca el cumplimiento del Centro Local de Control, en el cual se invirtieron 945 millones de pesos, realizando las entre otras las siguientes actividades :

Cambio 100 % de equipos de protección en las subestaciones en niveles de tensión 4,3 y 2 .

Integración de las 7 subestaciones de 115 KV , y la concentración de señales mediante una interfaz hombre – maquina (HMI o SCADA LOCAL) que permite monitorear y controlar los equipos desde la misma subestación.

Integración de 8 subestaciones de 34,5 KV al sistema SCADA.

Frente a las tecnologías de las IED's, se gestionan 257 equipos integrados que corresponden a concentradores de señales, relés, medidores, entre otros, instalados en 16 subestaciones. Se efectúa el monitoreo de la ausencia y/o presencia de tensión utilizando RTU'S instaladas en 26 subestaciones del sistema.

Se actualizo el Sistema de Administración de Mantenimiento Distribuidos, el cual se consolido para el control, registro y estadísticas de las actividades de mantenimiento que realice personal propio, contratado y particulares en las redes de distribución de Cedenar S.A.E.S.P., se integraron algunas aplicaciones tales como: Mapa de consignaciones, Integración de un modulo de Bitácora para registro de fallas. Incorporación de un GIS (Sistema de Información Geográfico) en la API de google maps.

### **3.4.1 Interrupciones**

#### **3.4.1.1. Esquema de Incentivos y Compensaciones**

En materia de calidad del servicio prestado por los Operadores de Red a sus clientes a partir de la Resolución 097 de 2008, la CREG modificó el esquema de incentivos a los usuarios. Es así como la medición de la misma ya no se realiza a través de los indicadores DES y FES que medían la duración en horas y las veces que se desconectaba el servicio, respectivamente, ahora se realiza a través del Índice Trimestral Agrupado de Discontinuidad – ITAD que se calcula de acuerdo con el promedio de energía que dejaron de consumir los clientes por las interrupciones del servicio (energía no atendida) respecto de la energía consumida por esos clientes en cada trimestre (energía suministrada), pero de su centro de control podemos obtener los anteriores y nuevos indicadores para medición de la calidad del servicio.

El resumen de los resultados de estos índices fue el siguiente:

### 3.4.1.2. Indicador DES

INDICADOR DES 2014			
TRIMESTRE	GRUPO	DES	META DES
1	G1	1,33	3.71
	G2	4,17	5.50
	G3	13,81	16.87
	G4	22,5	23.00
2	G1	0,84	3.71
	G2	3,84	5.50
	G3	11,12	16.87
	G4	18,84	23.00
3	G1	1,44	3.71
	G2	0,98	5.50
	G3	14,82	16.87
	G4	22,82	23.00
4	G1	3,15	3.71
	G2	4,36	5.50
	G3	7,33	16.87
	G4	18,16	23.00

Fuente: Subgerencia de Distribución y Generacion

### 3.4.1.3 Indicadores ITAD- IRAD

Tabla 3.4.1.3 Indicadores ITAD – IRAD, Año 2014, Nivel de Tensión 1

INDICADORES ITAD - IRAD AÑO 2014 - NIVEL T1				
TRIMESTRE	GRUPO	ITAD	IRAD	IRGP
1 - T1	G1	0,0051197	0,0027414	0,0020651
	G2	0,0051197	0,0027414	0,0022052
	G3	0,0051197	0,0027414	0,0044563
	G4	0,0051197	0,0027414	0,0022394
2- T2	G1	0,00569461	0,0061744	0,0047477
	G2	0,00569461	0,0061744	0,007551
	G3	0,00569461	0,0061744	0,0052008
	G4	0,00569461	0,0061744	0,0071982
3 - T3	G1	0,00984931	0,0068657	0,0042267
	G2	0,00984931	0,0068657	0,0047034
	G3	0,00984931	0,0068657	0,0110061
	G4	0,00984931	0,0068657	0,0075265
4 - T4	G1	0,00714352	0,0024143	0,0022527
	G2	0,00714352	0,0024143	0,0019372
	G3	0,00714352	0,0024143	0,0035625
	G4	0,00714352	0,0024143	0,001905

Fuente: Subgerencia de Distribucion y Generacion Cedenar S.A. E.S.P

Gráfica 3.4.1.3 Indicadores ITAD- IRAD, Año 2014, Nivel de Tensión 1

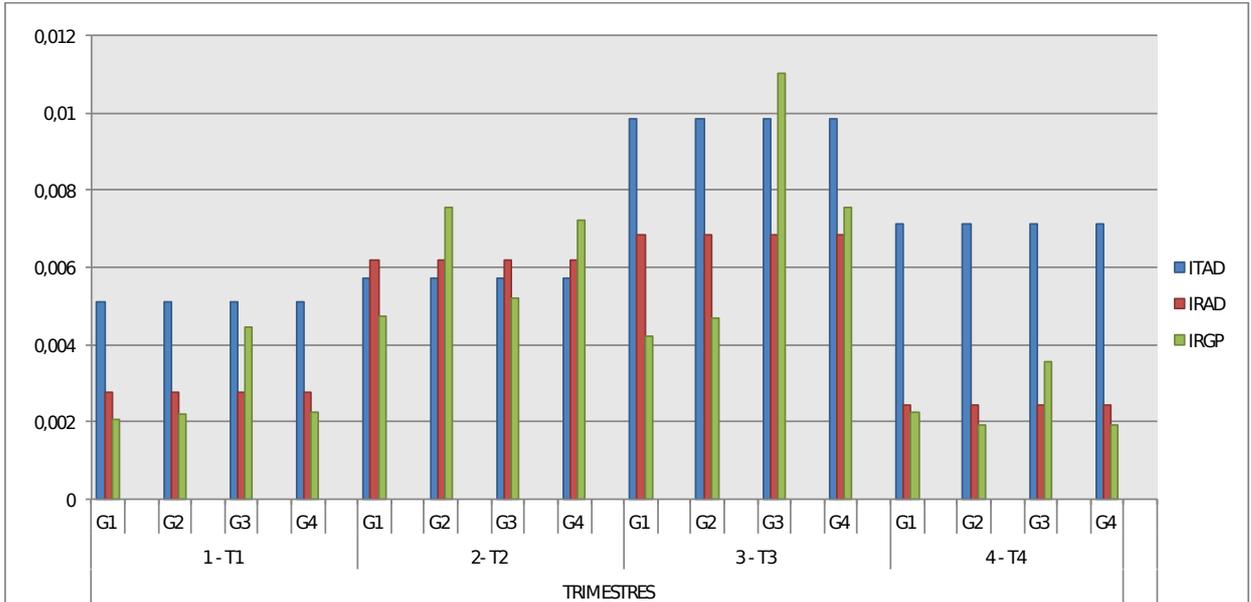
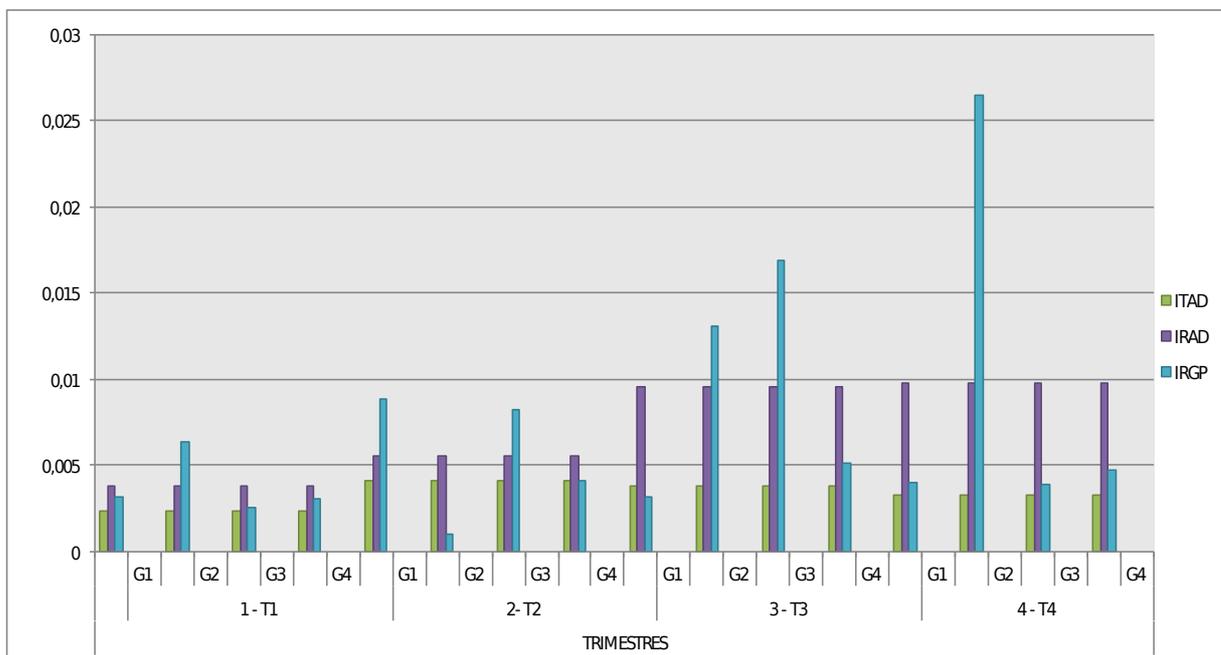


Tabla 3.4.1.3.1 Indicadores ITAD- IRAD, Año 2014, Niveles de Tensión 2 y 3

INDICADORES - ITAD – IRAD 2014 (Nivel T2-T3)				
TRIMESTRE	GRUPO	ITAD	IRAD	IRGP
1 - T1	G1	0,00234484	0,0038246	0,0031826
	G2	0,00234484	0,0038246	0,0064024
	G3	0,00234484	0,0038246	0,002595
	G4	0,00234484	0,0038246	0,0031186
2 - T2	G1	0,0041627	0,0055825	0,0088953
	G2	0,0041627	0,0055825	0,0010785
	G3	0,0041627	0,0055825	0,0082874
	G4	0,0041627	0,0055825	0,0040692
3 - T3	G1	0,00381805	0,0095898	0,0031943
	G2	0,00381805	0,0095898	0,0130919
	G3	0,00381805	0,0095898	0,0169208
	G4	0,00381805	0,0095898	0,0051524
4 - T4	G1	0,00331582	0,0097772	0,0039756
	G2	0,00331582	0,0097772	0,0264747
	G3	0,00331582	0,0097772	0,0038745
	G4	0,00331582	0,0097772	0,004784

Fuente: Subgerencia de Distribucion y Generacion Cedenar S.A. E.S.P

Gráfica 3.4.1.3.1 INDICADORES ITAD – IRAD, Año 2014, Niveles de Tensión 2 y 3



En visita técnica realizada por la Superintendencia Delegada de Energía y Gas Combustible julio en el mes de julio del 2015 a Cedenar S.A. E.S.P., se efectuó una verificación de la calidad del servicio con los siguientes resultados:

#### 3.4.1.4. Información de Interrupciones Utilizada:

De acuerdo con lo expuesto por el prestador, la información de interrupciones se origina a través del sistema OMS, el cual contiene la información de circuitos telemedidos, además del Contact Center. Esta información es insumo para el reporte diario y mensual realizado a XM(Formato 0) y de los formatos 1, 4 y 5 del SUI administrado por la SSPD.

Calculo de indicadores ITG e ITAD:

Se encontró que a través del sistema OMS, se realiza el cálculo de las variables ITG, NTG, NTT y DTT de acuerdo a la metodología definida en la Resolución CREG 097 de 2008, sin embargo no se incluyen los transformadores reportados por XM a través del Formato 26. Con respecto a ese último Formato, se tiene que el artículo 22 de la Resolución 043 de 2010 estableció lo siguiente:

*“Artículo 22. Información No Reportada por el OR. Con base en la información de vinculación de transformadores y/o circuitos con usuarios reportada y certificada al SUI por el OR, el LAC identificará los transformadores y circuitos para los cuales no tiene información reportada por el OR en el Reporte Diario Oficial y/o los transformadores y circuitos para los cuales tiene información pero no aparecen reportados en el SUI. El listado de estos transformadores y/o circuitos los informará a través del SUI, en los formatos establecidos para el efecto, dentro de los cinco días siguientes a la fecha*

*máxima de certificación de la información de vinculación de la cual dispone el OR en el SUI.*

*En caso de que el OR no presente el reporte diario o trimestral al LAC dentro de los plazos establecidos en esta resolución, deberá justificar ante el LAC las razones que motivaron este incumplimiento y reportar la información en un plazo adicional máximo de veinticuatro (24) horas.*

*En caso de que el OR no reporte en este plazo adicional, o en caso de que el LAC informe sobre información faltante en los términos establecidos en este artículo, aplican las siguientes reglas para el cálculo:*

*a. Para efectos del cálculo de los Índices que le corresponden, el LAC asignará a cada transformador y/o circuito no reportado una interrupción con una duración igual al mayor valor registrado en cualquier transformador y/o circuito de la red del OR en la historia reportada al SUI durante la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones.*

*b. Para efectos del cálculos de todos los Índices necesarios para la aplicación del esquema, así como para el cálculo de los incentivos correspondientes, el OR debe asignar a cada transformador y/o circuito no reportado una interrupción con una duración igual al mayor valor registrado en cualquier transformador y/o circuito de la red del OR en la historia reportada al SUI durante la aplicación de su esquema de incentivos y compensaciones. El reporte de información faltante presentado por el LAC al SUI estará disponible para el OR a fin de realizar estos cálculos.*

Al respecto, se encuentra que la diferencia entre los reportes a XM y al SUI obedece a usuarios que se encuentran conectados directamente a circuitos de distribución, para los cuales el sistema OMS genera un código de transformador en el archivo de salida (Formato 0). Además del reporte de códigos antiguos que ya fueron reemplazados. Caso contrario a lo ocurrido en el reporte SUI, en donde estos códigos no se reportan debido a la validación externa previa con los formatos 1, 4 y 5, a través del cual se eliminan estos códigos.

De acuerdo con lo expuesto la empresa deberá informar a la SSPD las acciones programadas para corregir la situación.

Requisitos Factura ITAD:

De acuerdo a lo establecido en la resolución CREG 097 de 2008 y modificatorias, las Facturas expedidas a los usuarios finales deben poseer la información, relacionada con las variables que hace parte del cálculo del indicador ITAD.

Al respecto, una vez revisada la factura 1500226260-70, se encontró la exposición de la información requerida en la normatividad vigente (Grupo de Calidad, Vc, IPS, CRO, ITT, IRGP y CM).

### **3.5. Mantenimiento de Redes y Equipos**

Del informe del Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR, sobre Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. año 2014, se toma la siguiente información sobre mantenimientos efectuados por el OR :

### **3.5.1. Mantenimiento Plantas de Generación**

En lo que hace referencia al mantenimiento de plantas de generación, se ejecutaron diferentes actividades, con el fin de dar cumplimiento al Programa de Mantenimiento y al cumplimiento de las metas de generación. A continuación se resaltan las actividades programadas y no programadas realizadas durante el año 2014:

### **3.5.2. Central Hidroeléctrica Río Mayo**

Reparación mayor del Grupo No. 2.

Parada general de mantenimiento de planta. Se realizan actividades de mantenimiento, en los grupos de generación, chumaceras, reguladores, generadores, excitatriz, tuberías, válvulas, transformadores, cableado y tableros.

Reparación menor del Grupo No. 1.

Reparación menor del Grupo No. 3.

### **3.5.3. Pequeña Central Hidroeléctrica Río Bobo**

Considerando el incendio en el generador del Grupo No. 1, se ejecuta reparación menor, consistente en mantenimiento eléctrico y mecánico y cambio de generador del mismo grupo generador.

Reparación menor del Grupo No. 2.

Reparación menor del Grupo No. 3.

### **3.5.4. Pequeña Central Hidroeléctrica Río Sapuyes**

Mantenimiento eléctrico y mecánico del Grupo No. 1.

Mantenimiento general de turbina, regulador de velocidad, chumaceras, aguja y eléctrico del Grupo N° 2.

### **3.5.5. Pequeña Central Hidroeléctrica Julio Bravo**

Mantenimiento eléctrico y mecánico del Grupo No. 3.

### **3.5.6. Mantenimiento de Redes**

En el año 2014, dentro del Plan de Mantenimiento del Sistema de Distribución, se desarrollaron actividades de Mantenimiento Preventivo, mantenimiento de zonas y remodelaciones, así:

### **3.5.7. Mantenimiento Preventivo**

Se realizaron las siguientes actividades en el sistema de distribución:

Poda de árboles y limpieza del corredor de redes de 34.5 KV, 13.2 KV y baja tensión.

Cambio de 4000 postes en mal estado.

Retempla de líneas y sustitución de elementos en mal estado como crucetas, aisladores, etc. en redes de 34.5 kV, 13.2 kV y baja tensión.

Balanceo, cambio de bajantes, sustitución y/o instalación de pararrayos y cortacircuitos en transformadores de distribución.

Mantenimiento en sitio a transformadores de distribución (llenado de aceite, cambio de empaquetadura y/o secado) y cambio de, aproximadamente, 400 transformadores en

las redes de distribución.

Ampliación de la capacidad de potencia a transformadores de distribución.

Medición y mejoramiento de puestas a tierra.

Coordinación de protecciones. Para lo cual se ejecutó el 94.5% de un presupuesto total de \$20.993 millones.

### **3.5.8. Mantenimiento Zonas**

Se realizaron doce (12) contratos con terceros en diferentes zonas del departamento de Nariño, los cuales se encaminan a proveer del servicio de mantenimiento preventivo y correctivo del sistema distribuidor, por valor de \$5.565 millones, como se describe a continuación:

**CONTRATOS MANTENIMIENTO SISTEMA DE DISTRIBUCION 2014**

ZONA	OBJETO	TIEMPO EJECUCIÓN (MESES)	VALOR (\$)
LA UNIÓN	Mantenimiento preventivo y correctivo a las redes de energía eléctrica municipio La Unión - Zona Norte.	11	357
COORDILLERA	Mantenimiento preventivo y correctivo a las redes de energía eléctrica en el sector de la Cordillera de la Zona Norte.	11	457
LA CRUZ	Mantenimiento preventivo y correctivo a las redes de energía eléctrica municipio La Cruz - Zona Norte.	11	354
BARBACOAS	Mantenimiento preventivo y correctivo a las redes de energía eléctrica municipio Barbacoas - Zona Pacifico.	11	456
IPIALES	Mantenimiento preventivo y correctivo a las redes de energía eléctrica municipio Ipiales - Zona Sur.	11	379
TUMACO RURAL	Mantenimiento preventivo y correctivo a las redes de energía eléctrica del casco rural del municipio Tumaco - Zona Pacifico.	11	327
TUMACO CASCO URBANO	Mantenimiento preventivo y correctivo a las redes de energía eléctrica del casco urbano del municipio Tumaco - Zona Pacifico.	11	340
OCCIDENTE	Mantenimiento preventivo y correctivo a las redes de energía eléctrica municipio Samaniego - Zona Occidente.	11	394
SATÉLITE	Mantenimiento preventivo y correctivo a las redes de energía eléctrica zonas atendidas por CEDENAR S.A. E.S.P.	11	736
LINEA VIVA PASTO	Mantenimiento preventivo y correctivo del sistema de distribución de CEDENAR S.A. E.S.P. en línea energizada en la Zona Centro.	11	701
LINEA VIVA ZONAS DPTO	Mantenimiento preventivo y correctivo del sistema de distribución de CEDENAR S.A. E.S.P. en línea energizada en Zonas diferentes a la Centro.	11	721
SANDONA	Mantenimiento preventivo y correctivo a las redes de energía eléctrica municipio Sandona - Zona Occidente.	11	339

Fuente: Subgerencia de Distribución y Generación- Cifras en millones de pesos

### 3.5.9. Contratos de Remodelación encaminadas a Recuperación de Perdidas (Remodelaciones en baja tensión con red trenzada)

En el año 2014 se realizó contratación del levantamiento, valoración de redes abiertas y remodelación de redes de baja tensión en sectores comerciales de municipios con alto porcentaje de pérdidas, para lo cual se realizaron 31 contratos en diferentes municipios del departamento de Nariño, por un valor de \$8.179 millones.

### 3.5.10. Mantenimiento de Subestaciones

Dentro del programa para lograr mejores índices de calidad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, en el año 2014 las actividades de mantenimiento se centraron, básicamente en el desarrollo de actividades preventivas, correctivas y de actualización tecnológica de equipos de medida y control en subestaciones eléctricas, líneas de transmisión y distribución, mediante la ejecución del 94.5% de un presupuesto total de \$3.500 millones.

Las principales actividades que se realizaron, durante el año 2014, corresponden al mantenimiento de las Subestaciones Jamondino, Catambuco, Junín, y Bucheli, así como también en las Subestaciones No Atendidas de 34.5kV, tal como se describe a continuación:

- Pruebas de protecciones eléctricas y mecánicas
- Corrección de puntos calientes
- Limpieza a cajas de agrupamiento de transformador e interruptor
- Revisión de puntos de conexión y de control
- Mantenimiento de bahías 34.5kV
- Mantenimiento a banco y cargador de baterías.
- Limpieza general de equipos y patio de subestaciones.
- Sustitución de equipos y repuesto.

Se destacan, las siguientes actividades

MANTENIMIENTO SUBESTACIONES		
SUBESTACIÓN	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN
PASTO	SUBESTACIÓN	Pruebas e Inspección en fabrica de las celdas 13,2 KV y 115 KV. Construcción de caseta.
CATAMBUCO	SUBESTACIÓN	Mantenimiento preventivo y verificación de funcionamiento de planta auxiliar de la subestación.
	INTERRUPTOR 115 kV Línea Jamondino - Catambuco	Mantenimiento preventivo, cambio de aceite, verificación de funcionamiento y operatividad del interruptor en aceite de la Línea Jamondino-Catambuco. Verificación de protecciones.

	INTERRUPTOR 115 KV Línea Catambuco-Pasto	Mantenimiento preventivo, cambio de aceite, verificación de funcionamiento y operatividad del interruptor en aceite de la Línea Pasto-Catambuco. Verificación de protecciones
	CIRCUITO 41CA10	Verificación relé SEL 351, comandos de apertura y cierre.
BUCHELI	MANTENIMIENTO	Recepción en fabrica de las celdas de control y protección 13,2 Kv y 115 Kv. Adecuación obra civil.
	BAHIA DE LINEA 115Kv Y TRANSFORM.	Identificación de punto caliente y corrección en nivel de tensión 115 Kv, reajuste general de conexiones.
	PORTICOS 34,5 Kv	Mantenimiento preventivo en pórticos 34.5 kV. Reajuste de conectores. Limpieza general. Cambio de
JAMONDINO	PORTICOS DE SALIDA LINEAS DE DISTRIBUCIÓN 13,2 KV	Verificación de condiciones de acercamiento por vegetación, poda y despeje de Líneas 13,2 kV.
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL	Cambio de transformador de potencial nivel de tensión 115 kV, cableado, conexionado y configuración de relés.
	BAHIA DE TRANSFORMADOR DE GENERACION	Montaje unidad de medida multifuncional.
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	Cambio de contadores de descarga lado 115 kV y desmontaje de ventiladores de refrigeración.
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	Montaje de ventiladores y retiro de motor de seccionador de barras.
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	Cambio de ventiladores en transformador de 30/40 MVA retiro de ventiladores en transformador 6/7.50 MVA; instalación de bobina de control en cambiador de tomas transformador de potencia.
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	Montaje de ventiladores en dos transformadores de potencia.
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	Revisión de protecciones eléctricas del transformador de potencia y revisión de cableado de corriente de servicios auxiliares.
	INTERRUPTOR DE POTENCIA	Verificar señales de cierre y apertura de interruptor; verificación de posición de seccionadores en celda de control y protección.
SAN JOSE	EQUIPOS DE PATIO DE SUBESTACION	Mantenimiento general de equipos de patio de subestación: transformador de potencia, elementos y equipos asociados.
IMUES	SUB. IMUES 34,5/13,8 KV	Trabajos de remodelación de pórticos de 13,8kV, instalación de reconectores 13,2 kV - Circuitos Imués y Guaitarilla -, habilitación de reconector 34,5 kV, medición de resistencia de puesta a tierra de subestación.

ANCUYA	SUBESTACION ANCUYA-ZONA OCCIDENTE	Mantenimiento general a transformador de potencia y elementos asociados. Verificación de protecciones y de parámetros de reconectores en niveles 13,2 kV y 34,5 kV. Cambio de pararrayos 34,5 kV, reajuste de uniones, limpieza general.
SAMANIEGO	SUBESTACION SAMANIEGO-ZONA OCCIDENTE	Mantenimiento general a transformador de potencia y elementos asociados. Verificación de protecciones y de parámetros de reconectores en niveles 13,2 kV y 34,5 kV, reajuste de uniones, poda y limpieza general.
RÍO BOBO	SUBESTACIÓN PCH RIO BOBO	Mantenimiento general a transformadores de potencia, interruptores 34,5 kV y 13.2 kV y elementos asociados. Verificación de protecciones y de parámetros de reconectores en niveles 34,5 kV, reajuste de uniones, poda y limpieza general.
TUQUERRES	TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y EQUIPOS ASOCIADOS	Mantenimiento transformador de potencia y equipos asociados.
LA CRUZ	SUBESTACIÓN	Montaje de reconector nivel de tensión 13,8 kV en Circuito La Cruz – Belén. Cambio de pararrayos tipo subestación en llegada 34,5 kV.
PIEDRANCHA	RTU	Revisión de conexión y reinicio de RTU de subestación.
RICAURTE	RTU	Revisión de conexión y reinicio de RTU de subestación.
JUNIN	MANTENIMIENTO	Recepción en fabrica de las celdas de control y protección 13,2 Kv y 115 Kv. Adecuación obra civil.
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL	Cambio de transformador de potencial a nivel DE tensión 115 kV, cableado, conexionado y configuración de relés.
	PORTICOS 34.5 kV	Mantenimiento preventivo en pórticos 34.5 kV; reajuste de conectores; limpieza general; cambio de contadores de descarga en transformador 30 - 40 MVA
	LINEA 115 kV	Recorrido y verificación de condiciones de torres de emergencia de la Línea 115 kV en Zona Pacifica
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	Montaje ventiladores y retiro de motor seccionador de barras.
	INTERRUPTOR DE POTENCIA	Cambio de ventiladores en transformador de 30/40 MVA, retiro de ventiladores en transformador 6/7.50 MVA; instalación de bobina de control en cambiador de tomas transformador de potencia.
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	Revisión de protecciones eléctricas del transformador de potencia y revisión de cableado de corriente de servicios auxiliares.

TUMACO	MANTENIMIENTO	Recepción en fabrica de las celdas de control y protección 13,2 Kv y 115 Kv. Adecuación obra civil.
	RTU	Revisión de conexión y reinicio de RTU.

Adicionalmente se realizaron actividades de reposición, implementación y mantenimiento de equipos de corte y control, consistentes en: cambio de interruptor 115 kV de la línea Rio Mayo-Pasto, proporcionando mejor capacidad y confiabilidad en maniobras a éste nivel; implementación de reconectores para circuitos de distribución en subestaciones, independizando alimentadores y por consiguiente minimizando el número de usuarios afectados ante una falla; verificación y reconfiguración de relés de protección y RTU`s en subestaciones.

De igual manera, trabajos de mantenimiento general en subestaciones en niveles 115 kV y 34,5kV, con el fin de mantener el estado operativo de los transformadores de potencia, interruptores, seccionadores, celdas y otros equipos asociados.

Se consolidó la construcción y puesta en operación de la Subestación San Lorenzo, 34.5kV/13.2kV 5-6.25 MVA y línea asociada Taminango – San Lorenzo 34.5 kV, permitiendo.

### **3.5.11 Mantenimiento de Líneas de Transmisión**

Se realizó la reconstrucción de 3 estructuras (Torres 193, 196, 197) y la normalización de la Línea de Transmisión en el sector de Ospina Pérez, municipios de Ricaurte y Barbacoas. Así mismo, se llevó a cabo el despeje y limpieza de vegetación del corredor de seguridad de la línea en mención, eliminando y controlando acercamientos que puedan afectar la continuidad del servicio de energía en la Zona Pacifica Nariñense.

### **3.6 Inspección RETIE**

Se efectuó una visita conjunta los días 15, 16 y 17 del mes julio del 2015, con funcionarios de Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. a varias subestaciones que hacen parte de su sistema, encontrando los siguientes incumplimientos:

#### **3.6.1. Subestación Pasto**

Las celdas en la subestación no cuentan con demarcación de las zonas de seguridad en concordancia con lo exigido en el RETIE, evaluado según RETIE Art 13.4 , RETIE Tabla 13.7, RETIE Tabla 13.8, RETIE Figura 13.4, RETIE Art 23.3

En cada entrada de una subestación eléctrica debe fijarse una señal con el símbolo de riesgo eléctrico, así como en la parte exterior de la malla eslabonada, cuando sea accesible a personas. Falta señalización en los portones de la malla de cerramiento, en la malla de cerramiento, puertas de acceso a la subestación, evaluado según RETIE Art 23.1 (c) (d), RETIE art 6.1.1

No se evidencia la existencia de caja de inspección sistema de puesta a tierra en patio subestación, evaluado según RETIE Art 15.1 (d),

Portón de acceso a la subestación y malla de cerramiento sin colas de puesta a tierra evaluado según RETIE ART 23. 1 (e), RETIE ART. 23.1 (q),(r)

Se encontraron celdas de media tensión con interruptores de potencia, que cuentan con mecanismos que permiten colocar el sistema a tierra y cuentan con indicación visual del estado de puesta a tierra, pero en tres de ellas el sistema esta descalibrado y no muestra la indicación visual de la posición del sistema de tierra, evaluado según RETIE Art.23.1 (s, t), RETIE Art. 20.23.2 (f)

Se encontró parte del cárcamo en el interior de la subestación con tapa de madera inestable, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

No hay evidencia de que se realice el mantenimiento y mediciones del sistema de puesta a tierra, tales como mediciones de tensiones de paso, contacto y transferidas con la periodicidad requerida por la norma. Evaluado según RETIE art 15.6, RETIE tabla 15.5, RETIE, art 23.1 (g), RETIE 24.1 (c)

Se encuentra en el área de celdas almacenamiento de elementos y materiales los cuales no deben encontrarse en esta zona, de acuerdo a normatividad vigente, evaluado según RETIE Aplica Art 23.4 (b)

Se requiere la instalación de puertas antipánico en los accesos y salidas de sala de tableros de control y protecciones , evaluado según RETIE 24,2 (b) (d) ( e )

Se pudo apreciar que en general las puertas metálicas de acceso a áreas donde se encuentran celdas de protección y control no se encuentran aterrizadas, representando fallas en la equipotencialidad del sistema. RETIE Art 15, RETIE ART. 15.3.3, RETIE ART. 23.1 q, r, NTC 2050 sección 250

Se evidencia acometidas a lámparas de alumbrado de patio subestación en los pórticos en mal estado evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se encontró seccionador de 115 KV (L157) con brazos desalineados, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se encontró suciedad en aisladores de barrajes y aisladores soportes equipos de patio, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Faltan tornillos en la unión de puentes en cables a equipos de patio 115 KV, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se evidenció la existencia de conexiones fuera de norma en el sistema de puesta a tierra , tales como cambio de calibres de colas, utilización de un solo punto de conexión de la malla de tierra para conectar varios equipos y con cables sobrepuestos sobre el piso de la subestación, evaluado según RETIE Art 15

Se evidenció fuga de aceite en interruptor de potencia de 115 KV y su nivel de aceite se encuentra cercano al mínimo, se requiere la intervención del mismo para mantener la operatividad del equipo, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Faltan colas de puesta a tierra a equipos de patio, evaluado según RETIE Art 15., RETIE Art.23.1 (r)

Se evidenció fuga de aceite en interruptor de potencia de 115 KV bahía pasto- Jamondino y su nivel de SF6 se encuentra por debajo de su presión nominal de operación, se requiere la intervención del mismo para mantener la operatividad del equipo, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se encontró equipos del sistema contra incendios con carga vencida, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se evidencio el montaje de un transformador de potencia nuevo el cual no cuenta con foso de aceite, rejilla y gravilla para evitar los peligros de propagación de un incendio ocasionado por derrame del aceite, evaluado según RETIE art 23.1 (v)

Se evidencia que falta cola de puesta a tierra de nuevo transformador de potencia , evaluado según RETIE Art 15

Se encontró la existencia de un baño completo con sanitario en el cuarto de batería, hay iluminación que no cumple con la clasificación del área , no se cuenta con extractores presentando peligro en caso de concentración de gases, , no esta definida área de confinación de líquidos, estructura metálica soporte de baterías sin aterrizar evaluado según RETIE Art. 20.6.1.2 (f), NTC 2050 Sec. 341-4, Evaluado según RETIE Art.28.3.8, NTC 2050. Sec. 668, NTC 2050 Secc. 500-504, NTC 2050 Art.668.11 RETIE Art 15

Se evidencia que a pesar de existir equipos en patio con mucho tiempo de servicio (mas de 30 años) , no se han realizado pruebas, ensayos y mantenimientos que garanticen una buena operatividad y confiabilidad de dichos equipos tales como a interruptores: resistencia de contactos, resistencia de aislamiento, comportamiento dinámico (tiempos de operación de apertura y cierre), factor de potencia, estado de SF6 y/o aceite según medio que utilice, Pts: Resistencia de devanados, pruebas de relación, polaridad, Cts: resistencia de devanados, polaridad, relación de transformación, factor de potencia, curva de magnetización, Seccionadores: resistencia de aislamiento, resistencia de contacto, verificación indicadores de posición, mantenimientos y/o cambio de elementos en concordancia con las recomendaciones y parámetros de los fabricantes, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se requiere mejorar o reemplazar algunos puntos de grava en patio subestación, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

### **3.6.2. Subestación Jamondino**

Las celdas en la subestación no cuentan con demarcación de las zonas de seguridad en concordancia con lo exigido en el RETIE, evaluado según RETIE Art 13.4 , RETIE Tabla 13.7, RETIE Tabla 13.8, RETIE Figura 13.4, RETIE Art 23.3

En cada entrada de una subestación eléctrica debe fijarse una señal con el símbolo de riesgo eléctrico, así como en la parte exterior de la malla eslabonada, cuando sea accesible a personas. Falta señalización malla de cerramiento, puertas de acceso a la subestación, evaluado según RETIE Art 23.1 (c) (d), RETIE art 6.1.1

Las celdas no cuentan con señalización de riesgo eléctrico de acuerdo a lo exigido por el RETIE, no cuentan con descripción de niveles de corriente nominal, ni de energía incidente (niveles de cortocircuito), evaluado según RETIE Art. 20.23.1.4, RETIE Art. 6.1.1, RETIE Tabla 6.2, RETIE Figura 6.1, RETIE Art. 6.2

No se evidencia la existencia de caja de inspección sistema de puesta a tierra en patio subestación, evaluado según RETIE Art 15.1 (d),

Portón de acceso a la subestación y malla de cerramiento sin colas de puesta a tierra evaluado según RETIE ART 23. 1 (e), RETIE ART. 23.1 (q), (r)

Falta señalización en equipos e patio y la mayoría que si los tienen se encontraron en el suelo, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se evidencio fuga de aceite en interruptor de potencia de 115 KV (B201), se requiere la intervención del mismo para mantener la operatividad del equipo, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se evidencio el montaje de transformadores de potencia los cuales no cuenta con foso de aceite, rejilla y gravilla para evitar los peligros de propagación de un incendio ocasionado por derrame del aceite, evaluado según RETIE art 23.1 (v)

Se evidencia que falta cola de puesta a tierra en transformadores de potencia , evaluado según RETIE Art 15

Se evidencia la salida de circuitos de 13,2 KV en tubería pvc, evaluado según RETIE Art. 20.6.1.2 (f), NTC 2050 Sec. 341-4

No hay evidencia de que se realice el mantenimiento y mediciones del sistema de puesta a tierra, tales como mediciones de tensiones de paso, contacto y transferidas con la periodicidad requerida por la norma. Evaluado según RETIE art 15.6, RETIE tabla 15.5, RETIE, art 23.1 (g), RETIE 24.1 (c)

Se encontraron celdas de media tensión con interruptores de potencia, que no cuentan con mecanismos que permitan colocar el sistema a tierra y tampoco cuentan con indicación visual del estado de puesta a tierra, evaluado según RETIE Art.23.1 (s, t), RETIE Art. 20.23.2 (f)

se evidencia que a pesar de existir equipos en patio con mucho tiempo de servicio (mas de 20 años) , no se han realizado pruebas, ensayos y mantenimientos que garanticen una buena operatividad y confiabilidad de dichos equipos tales como a interruptores: resistencia de contactos, resistencia de aislamiento, comportamiento dinámico (tiempos de operación de apertura y cierre), factor de potencia, estado de SF6 y/o aceite según medio que utilice, Pts: Resistencia de devanados, pruebas de relación, polaridad, Cts: resistencia de devanados, polaridad, relación de transformación, factor de potencia, curva de magnetización, Seccionadores: resistencia de aislamiento, resistencia de contacto, verificación indicadores de posición, mantenimientos y/o cambio de elementos en concordancia con las recomendaciones y parámetros de los fabricantes, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se requiere mejorar o reemplazar algunos puntos de grava en patio subestación, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se encontró dos fugas de aceite en transformador de potencia de 115/34,5 KV Y 10 MVA, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se encontró que el transformador de potencia de 115/34,5 KV Y 10 MVA, cuenta con foso de aceite, pero no tiene rejilla y gravilla para evitar los peligros de propagación de un incendio ocasionado por derrame del aceite, evaluado según RETIE art 23.1 (v)

### **3.6.3. Subestación Catambuco**

Las celdas en la subestación no cuentan con demarcación de las zonas de seguridad en concordancia con lo exigido en el RETIE, evaluado según RETIE Art 13.4 , RETIE Tabla 13.7, RETIE Tabla 13.8, RETIE Figura 13.4, RETIE Art 23.3

Se encontraron celdas de media tensión con interruptores de potencia, que no cuentan con mecanismos que permitan colocar el sistema a tierra y tampoco cuentan con indicación visual del estado de puesta a tierra, evaluado según RETIE Art.23.1 (s, t), RETIE Art. 20.23.2 (f)

Se encontró en el sótano, soportes de bandejas y bandejas portacables no aterrizadas, evaluado según RETIE Art 15., RETI E Art.23.1 (r), NTC 2050 Sección 250

Se encontró en el cuarto de baterías , puerta sin señalización, techo en madera, hay iluminación que no cumple con la clasificación del área , no se cuenta con extractores presentando peligro en caso de concentración de gases, , no esta definida área de confinación de líquidos, estructura metálica soporte de baterías sin aterrizar evaluado según RETIE Art. 20.6.1.2 (f), NTC 2050 Sec. 341-4, Evaluado según RETIE Art.28.3.8, NTC 2050. Sec. 668, NTC 2050 Secc. 500-504, NTC 2050 Art.668.11 RETIE Art. 15

Se encontró el techo de la sala de control en madera, la norma exige que los materiales de construcción en estas áreas tengan un alto punto de ignición, evaluado según RETIE Art 23.4 (a).

Se pudo apreciar que en general las puertas metálicas de acceso a áreas donde se encuentran celdas de protección y control no se encuentran aterrizadas, representando fallas en la equipotencialidad del sistema. RETIE Art 15, RETIE ART. 15.3.3, RETIE ART. 23.1 (q), (r), NTC 2050 sección 250-75

Falta señalización y puestas a tierra en mallas de cerramiento, evaluado según RETIE Art 23.1 (c) (d) (e), RETIE art 6.1.1, RETIE Art 15., RETI E Art.23.1 (r)

Se encontró suciedad en aisladores de barrajes y aisladores soportes equipos de patio, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se encontró porcelana partida en polo seccionador de 115 KV, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Faltan colas de puesta a tierra a equipos de patio, tales como interruptores de 115 KV, y pórticos evaluado según RETIE Art 15., RETI E Art.23.1 (r), NTC 2050 sección 250

Los cable de potencia en su mayoría no cuentan con código de colores e identificación de fases, evaluado según RETIE Art.6.3, (Código de colores para conductores aislados)., RETIE Tabla 6.5 y 6.6

Se encontró nidos de pájaros en equipos de patio 115 KV, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se evidencio el montaje de transformadores de potencia los cuales no cuenta con foso de aceite, rejilla y gravilla para evitar los peligros de propagación de un incendio ocasionado por derrame del aceite, evaluado según RETIE art 23.1 (v)

Se encontró base de transformador de 40 MVA 115/34,5 KV, con evidente deterioro y hierro expuesto, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se encontró la utilización de conexiones del sistema de puesta a tierra utilizando conectores no certificados, Evaluado RETIE Art 15 , NTC 2050 sección 250

Se encontró incompleto el sistema de apantallamiento de la subestación . evaluado según RETIE Art.20.20.2, RETIE Art. 16, RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se encontró tablero multibreaker sin tapa con barrajes y circuitos expuestos, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se requiere mantenimiento general de las salidas de circuitos de 13,2 kV, cuyo alcance debe incluir limpieza de aisladores y elementos de protección, sujeción adecuada de cables de potencia, reemplazo de crucetas en mal estado, reponer bajantes a tierra faltante de descargadores de sobretensión, utilización de conectores certificados en sus conexiones, reemplazo de bajantes en tubería de asbesto por tubería metálica evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

No hay evidencia de que se realice el mantenimiento y mediciones del sistema de puesta a tierra, tales como mediciones de tensiones de paso, contacto y transferidas con la periodicidad requerida por la norma. Evaluado según RETIE art 15.6, RETIE tabla 15.5, RETIE, art 23.1 (g), RETIE 24.1 (c)

se evidencia que a pesar de existir equipos en patio con mucho tiempo de servicio (mas de 25 años) , no se han realizado pruebas, ensayos y mantenimientos que garanticen una buena operatividad y confiabilidad de dichos equipos tales como a interruptores: resistencia de contactos, resistencia de aislamiento, comportamiento dinámico (tiempos de operación de apertura y cierre), factor de potencia, estado de SF6 y/o aceite según medio que utilice, Pts: Resistencia de devanados, pruebas de relación, polaridad, Cts: resistencia de devanados, polaridad, relación de transformación, factor de potencia, curva de magnetización, Seccionadores: resistencia de aislamiento, resistencia de contacto, verificación indicadores de posición, mantenimientos y/o cambio de elementos en concordancia con las recomendaciones y parámetros de los fabricantes, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.

No se evidencia la existencia de caja de inspección sistema de puesta a tierra en patio subestación, evaluado según RETIE Art 15.1 (d),

Se requiere mejorar o reemplazar algunos puntos de grava en patio subestación, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

#### **3.6.4. Subestación Panamericana**

Las celdas en la subestación no cuentan con demarcación de las zonas de seguridad en concordancia con lo exigido en el RETIE, evaluado según RETIE Art 13.4 , RETIE Tabla 13.7, RETIE Tabla 13.8, RETIE Figura 13.4, RETIE Art 23.3

Se encontraron celdas de media tensión con interruptores de potencia 13,8 y 34,5 KV, que no cuentan con mecanismos que permitan colocar el sistema a tierra y tampoco cuentan con indicación visual del estado de puesta a tierra, evaluado según RETIE Art.23.1 (s, t), RETIE Art. 20.23.2 (f)

Se encontró en el cuarto de baterías, estructura metálica soporte de baterías sin aterrizar evaluado según RETIE Art 15

Falta señalización y puestas a tierra en mallas de cerramiento, evaluado según RETIE Art 23.1 (c) (d) (e), RETIE art 6.1.1, RETIE Art 15., RETI E Art.23.1 (r)

Se encontró tubería PVC acometidas a lámparas en pórticos y debe ser metálica según RETIE Art. 20.6.1.2 (f), NTC 2050 Sec. 341-4

Se encontró nidos de pájaros en equipos de patio 115 KV, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se encontró suciedad en aisladores de barrajes y aisladores soportes equipos de patio, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se encontró que el transformador de potencia de 40MVA , 115/34,5 KV fabricado en 1980, que por inspección visual requiere un mantenimiento general y al indagar sobre estado del aceite, Funcionarios de CEDENAR, manifiestan que de acuerdo a ensayos realizados en el 2014, el aceite presente deterioro y están programando un mantenimiento mayor de este equipo, la empresa cuenta con un transformador de 33 MVA nuevo como respaldo por cualquier contingencia, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se encontró la utilización de conexiones del sistema de puesta a tierra utilizando conectores no certificados, Evaluado RETIE Art 15 , NTC 2050 sección 250

Se evidencio el montaje de transformadores de potencia los cuales no cuenta con foso de aceite, rejilla y gravilla para evitar los peligros de propagación de un incendio ocasionado por derrame del aceite, evaluado según RETIE art 23.1 (v)

Se encontró dos fugas de aceite en transformador de potencia de 34,5/13,8 KV y 12,5 MVA, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

No hay evidencia de que se realice el mantenimiento y mediciones del sistema de puesta a tierra, tales como mediciones de tensiones de paso, contacto y transferidas con la periodicidad requerida por la norma. Evaluado según RETIE art 15.6, RETIE tabla 15.5, RETIE, art 23.1 (g), RETIE 24.1 (c)

se evidencia que a pesar de existir equipos en patio con mucho tiempo de servicio (mas de 25 años) , no se han realizado pruebas, ensayos y mantenimientos que garanticen una buena operatividad y confiabilidad de dichos equipos tales como a interruptores: resistencia de contactos, resistencia de aislamiento, comportamiento dinámico (tiempos de operación de apertura y cierre), factor de potencia, estado de SF6 y/o aceite según medio que utilice, Pts: Resistencia de devanados, pruebas de relación, polaridad, Cts: resistencia de devanados, polaridad, relación de transformación, factor de potencia, curva de magnetización, Seccionadores: resistencia de aislamiento, resistencia de contacto, verificación indicadores de posición, mantenimientos y/o cambio de elementos en concordancia con las recomendaciones y parámetros de los fabricantes, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.

Faltan colas de puesta a tierra a equipos de patio, evaluado según RETIE Art 15., RETI E Art.23.1 (r), NTC 2050 sección 250

Tomando en consideración que durante la visita se encontró la remoción de la capa de grava de la subestación, la empresa debe aprovechar la ocasión para reforzar los empalmes, utilización de soldadura o conectores certificados en el sistema de tierra, instalar nuevas colas de puesta a tierra donde se requieran y colocar grava no contaminada en el piso de la subestación.

No se evidencia la existencia de caja de inspección sistema de puesta a tierra en patio subestación, evaluado según RETIE Art 15.1 (d)

Los cable de potencia en su mayoría no cuentan con código de colores e identificación de fases, evaluado según RETIE Art.6.3, (Código de colores para conductores aislados)., RETIE Tabla 6.5 y 6.6

#### **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**

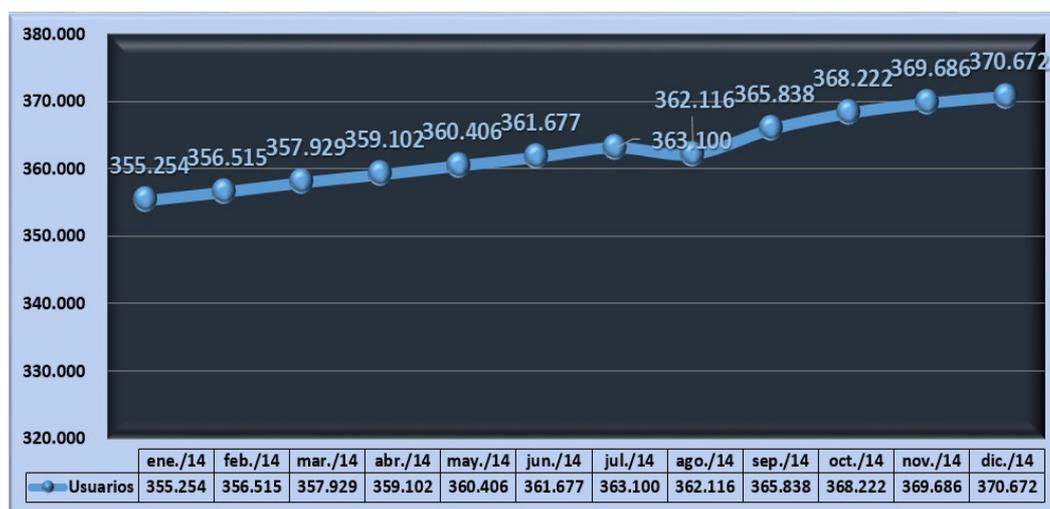
CEDENAR S.A. E.S.P. presta el servicio de energía en el departamento de Nariño a 373.877 usuarios aproximadamente, divididos en cinco zonas (Pacífico, Sur, Occidente, Norte y Centro) siendo esta última la que tiene mayor número de usuarios, distribuidos conforme al uso de la siguiente manera:

Tabla 4.1. Cantidad de Suscriptores por Clasificación 2014 Vs 2013

Estrato o Actividad	2013		2014		% Variación	Suscriptores ESP a 2015	% Variación 2013 - marz 2015
	Suscriptores	Participación porcentual	Suscriptores	Participación porcentual			
Estrato 1	179.534	51,499%	373.968	52,071%	108,30%		
Estrato 2	103.585	29,713%	208.564	29,041%	101,35%		
Estrato 3	32.904	9,438%	67.599	9,413%	105,44%		
Estrato 4	11.104	3,185%	22.629	3,151%	103,79%	352.834	7,04%
Estrato 5	2.504	0,718%	5.374	0,748%	114,62%		
Estrato 6	11	0,003%	21	0,003%	90,91%		
<b>Total Residencial</b>	<b>329.642</b>	<b>94,557%</b>	<b>678.155</b>	<b>94,426%</b>	<b>105,72%</b>	<b>352.834</b>	<b>7,04%</b>
Industrial	1.208	0,347%	2.393	0,333%	98,10%	1.215	0,58%
Comercial	14.128	4,053%	30.150	4,198%	113,41%	15.911	12,62%
Oficial	1.871	0,537%	3.794	0,528%	102,78%	1.928	3,05%
Otros	1.770	0,508%	3.691	0,514%	108,53%	1.989	12,37%
<b>Total No Residencial</b>	<b>18.977</b>	<b>5,443%</b>	<b>40.028</b>	<b>5,574%</b>	<b>110,93%</b>	<b>21.043</b>	<b>10,89%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>348.619</b>	<b>100%</b>	<b>718.183</b>	<b>100%</b>	<b>106,01%</b>	<b>373.877</b>	<b>7,25%</b>

Fuente: SUI y Empresa

Gráfica 4.1. Cantidad de Suscriptores por Clasificación 2014

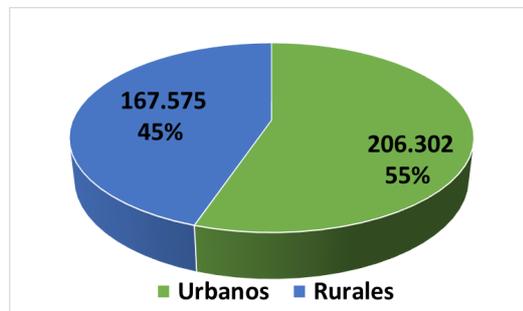


Fuente: Empresa

La mayor concentración de usuarios (suscriptores) se encuentra en los estratos 1 y 2, en el sector residencial y para el sector no residencial, los usuarios comerciales. Se observa un incremento porcentual de 2013 a 2014.

La composición de los usuarios de Cedenar son en su mayoría usuarios del área rural (55%) y urbana (45%).

Gráfica 4.1.2. Clasificación de Suscriptores 2014



Fuente: Empresa

Es importante resaltar, que haciendo seguimiento a los datos reportados por la empresa en el Sistema Único de Información SUI, encontramos que la empresa obtuvo un crecimiento en el número de usuarios correspondiente a 718.183 que equivale a un 106,01%, con relación con el 2013.

Sin embargo, comparando los datos con los reportados por la empresa al momento de realizar la visita ya que en el informe de gestión de la Subgerencia Comercial 2014 se puede evidenciar que presuntamente la empresa incurrió en un mal cargue de la información, ya que al mes de diciembre de 2014 se facturó el servicio de energía eléctrica a 370.672 usuarios, incrementados en 22.053 usuarios, que significan el 6.32% frente al 2013, por lo tanto los datos cargados en el sistema único de información son inconsistentes.

#### 4.2. Niveles de Consumo

El consumo en lo corrido del año 2014, fue de 518.011.487 Kwh, teniendo un crecimiento del 5.41% en comparación al 2013 y de acuerdo al uso, se distribuye de la siguiente manera:

Tabla 4.2.1 Relación de consumo de energía - CEDENAR S.A. E.S.P. 2013 – 2014

Estrato o Actividad	2013		2014		% Variación
	Consumo Kwh	Participación porcentual	Consumo Kwh	Participación porcentual	
Estrato 1	157.074.999	31,963%	168.723.052	32,571%	7,42%
Estrato 2	112.242.170	22,840%	113.912.814	21,990%	1,49%
Estrato 3	48.621.210	9,894%	49.476.436	9,551%	1,76%
Estrato 4	17.745.720	3,611%	17.764.456	3,429%	0,11%
Estrato 5	4.203.110	0,855%	4.386.736	0,847%	4,37%
Estrato 6	16.427	0,003%	19.002	0,004%	15,68%
<b>Total Residencial</b>	<b>339.903.636</b>	<b>69,166%</b>	<b>354.282.496</b>	<b>68,393%</b>	<b>4,23%</b>
Industrial	10.873.238	2,213%	21.414.548	4,134%	96,95%
Comercial	73.852.869	15,028%	70.684.964	13,645%	-4,29%
Oficial	26.245.071	5,341%	27.253.138	5,261%	3,84%
Otros	40.553.382	8,252%	44.376.341	8,567%	9,43%
<b>Total No Residencial</b>	<b>151.524.560</b>	<b>30,834%</b>	<b>163.728.991</b>	<b>31,607%</b>	<b>8,05%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>491.428.196</b>	<b>100%</b>	<b>518.011.487</b>	<b>100%</b>	<b>5,41%</b>

Fuente: SUI

Las ventas de energía facturadas en el Sistema de Información Comercial totalizan 518.091 MWh, con incrementos del 5.49% y 8.67% respectivamente al compararse con el mismo periodo del año anterior, siendo las mejores variaciones de los últimos años.

En el sector residencial, el mayor consumo demandado para los años 2013 y 2014 en energía se sitúa en los estratos 1 y 2, teniendo una participación de 54,80% y 54,56%.

En el sector no residencial, el mayor consumo demandado para los años 2013 y 2014 se presentó en el sector comercial, a pesar de que disminuyó en un 4,29% de un año a otro sigue siendo el sector con mayor consumo.

Tabla 4.2.2. Valor de Consumo 2014 Vs 2013

Estrato o Actividad	2013		2014		% Variación
	Valor Consumo (\$) Dic 31	Participación porcentual	Valor Consumo (\$) Dic 31	Participación porcentual	
Estrato 1	66.861.677.879	33,451%	73.530.092.002	34,144%	9,97%
Estrato 2	48.519.497.004	24,275%	50.361.775.342	23,385%	3,80%
Estrato 3	20.946.394.484	10,480%	21.838.799.357	10,141%	4,26%
Estrato 4	7.719.719.431	3,862%	7.828.772.639	3,635%	1,41%
Estrato 5	1.798.514.557	0,900%	1.919.458.024	0,891%	6,72%
Estrato 6	6.959.650	0,003%	8.370.460	0,004%	20,27%
<b>Total Residencial</b>	<b>145.852.763.005</b>	<b>72,971%</b>	<b>155.487.267.824</b>	<b>72,200%</b>	<b>6,61%</b>
Industrial	4.015.362.193	2,009%	7.187.860.475	3,338%	79,01%
Comercial	29.849.625.414	14,934%	30.089.585.025	13,972%	0,80%
Oficial	7.438.361.805	3,721%	7.965.557.600	3,699%	7,09%
Otros	12.720.474.463	6,364%	14.625.486.477	6,791%	14,98%
<b>Total No Residencial</b>	<b>54.023.823.875</b>	<b>27,029%</b>	<b>59.868.489.577</b>	<b>27,800%</b>	<b>10,82%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>199.876.586.880</b>	<b>100%</b>	<b>215.355.757.401</b>	<b>100%</b>	<b>7,74%</b>

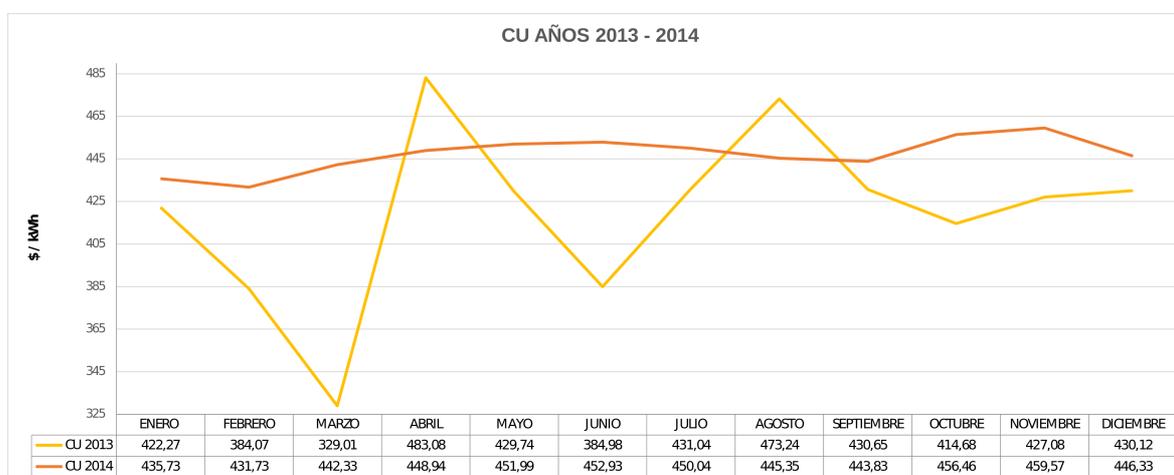
Fuente: SUI

### 4.3. Análisis tarifario

#### 4.3.1. Costo Unitario de Prestación del servicio 2013-2014

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

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



La definición del costo unitario de prestación del servicio CU, se realiza a partir de la aplicación de la metodología establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG, a través de la Resolución 119 de 2007, tal como se evidencia en las publicaciones remitidas periódicamente por el Prestador a la SSPD.

Según la gráfica anterior, el costo de prestación del servicio presentó un comportamiento relativamente estable durante el 2014, con una variación promedio de 0.2% durante el año.

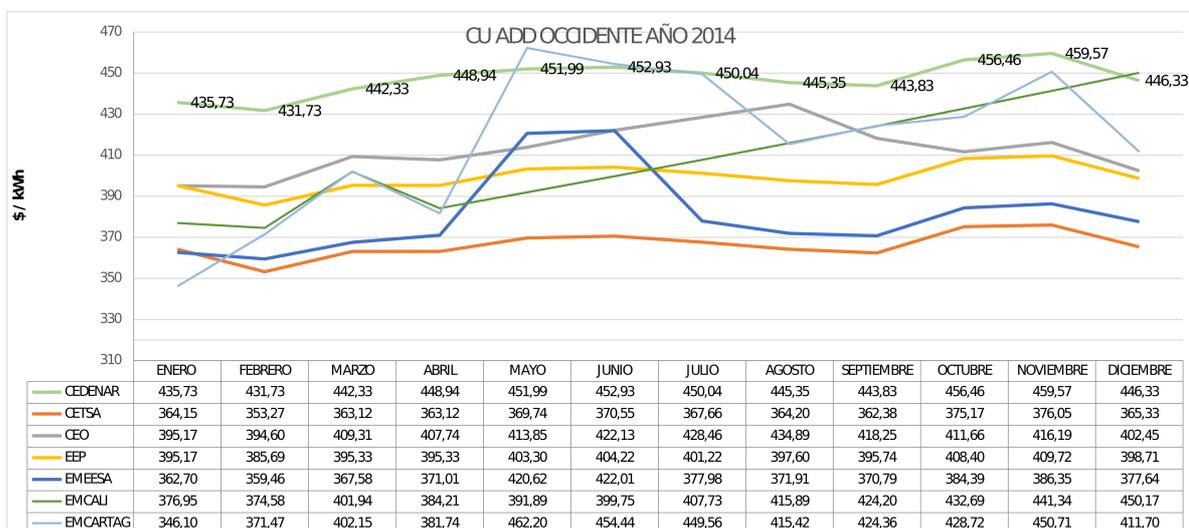
#### **4.3.2. Comportamiento del CU para el prestador respecto de su Área de Distribución - ADD durante el 2014**

En el esquema de Áreas de Distribución por una parte se tienen los cargos por uso propios de cada Operador de Red – OR 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 por encima 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 conforme al consumo total facturado por cada nivel de tensión, los cuales deberán ser trasladados a los prestadores deficitarios.

Para el año 2014 se observa que el CU de CEDENAR S.A. E.S.P presentó un comportamiento relativamente estable comparado con el calculado por las otras empresas que conforman el ADD Occidente, esto es: Compañía de Electricidad de Tuluá, Compañía Energética de Occidente, Empresa de Energía del Pacífico, Empresa Municipal de Energía Eléctrica, Empresas Municipales de Cali y Empresas Municipales de Cartago.

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



Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD Oriente

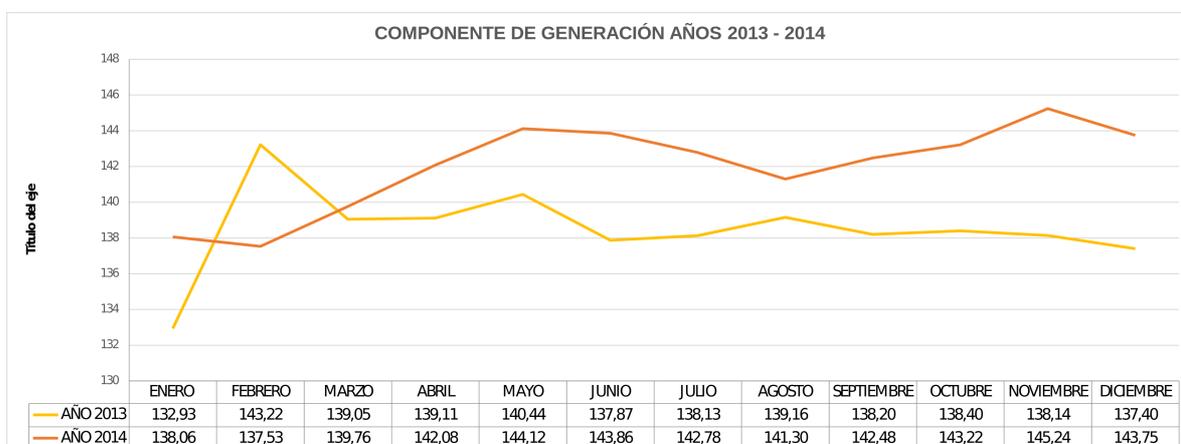
En gran medida el mayor valor del CU del prestador comparado con los otros prestadores del ADD, está relacionado con los mayores costos de comercialización asociados a las condiciones particulares de dispersión de su mercado.

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

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

##### 4.3.3.1. Componente Generación

Gráfica 4.3.3.1.a Comparativo componente G 2013 – 2014

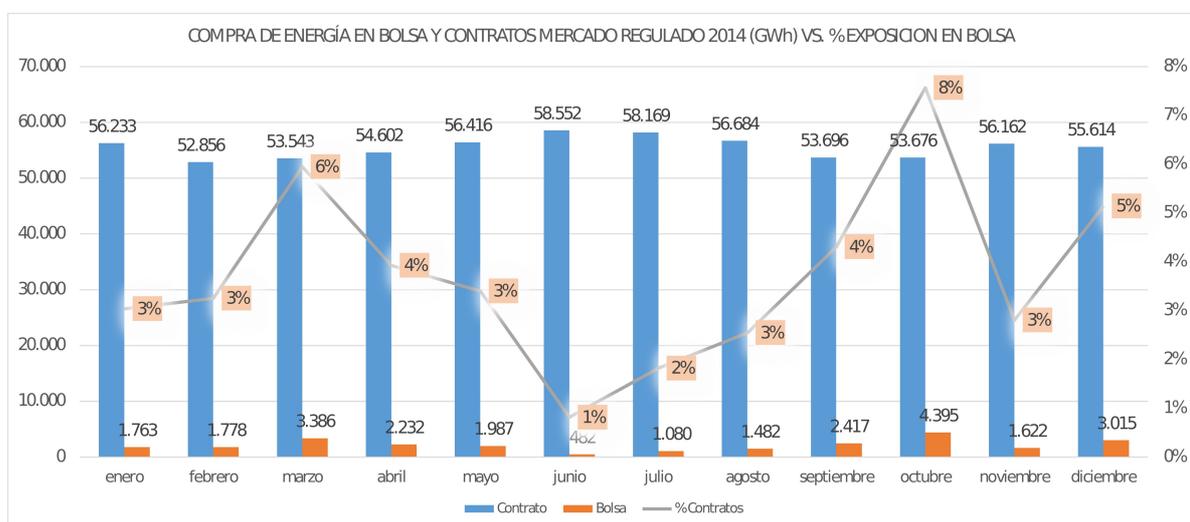


Fuente: Información Publicada por la ESP

El comportamiento de este componente es relativamente estable a partir del mes de mayo de 2014, sin embargo, en el período febrero – mayo se observa un incremento cercano a 5%, situación que obedece en alguna medida a que, si bien el prestador efectúa sus compras de energía mayoritariamente a través de contratos bilaterales (cerca del 96%), para los meses de marzo y abril su participación en el mercado de bolsa fue la más representativa durante el 2014 (6 y 4% respectivamente), situación que se repite en el mes de octubre con 8%, coincidiendo con que durante abril, el precio del kilovatio en la bolsa se cotizó a un valor mayor al que se registró en el país la última vez que se presentó un fenómeno de ‘El Niño’, en el 2010.

En la gráfica a continuación, se presenta la estructura de compras del prestador, como se mencionó anteriormente, cerca del 96% de la energía se transa a través de contratos bilaterales, esto es aproximadamente 666.203 GWh.

Gráfica 4.3.3.1.b Compras de energía en bolsa y contratos mercado regulado 2014

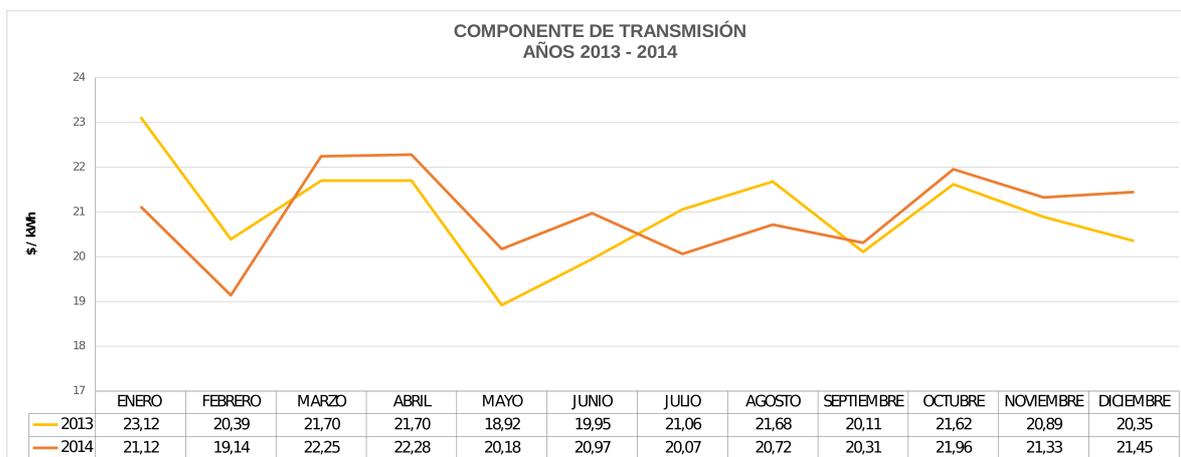


#### 4.3.3.2. Componente de Transmisión

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

La Gráfica 4.3.3.2. presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:

Gráfica 4.3.3.2 Comparativo componente T 2013 - 2014



Fuente: Información de la ESP – Publicada por XM

Este componente es calculado y publicado mensualmente por el operador del mercado, en promedio su valor se mantuvo constante entre el 2013 y 2014, en las publicaciones remitidas por el prestador se evidencio que aplicó los valores publicados por el LAC para el correspondiente mes.

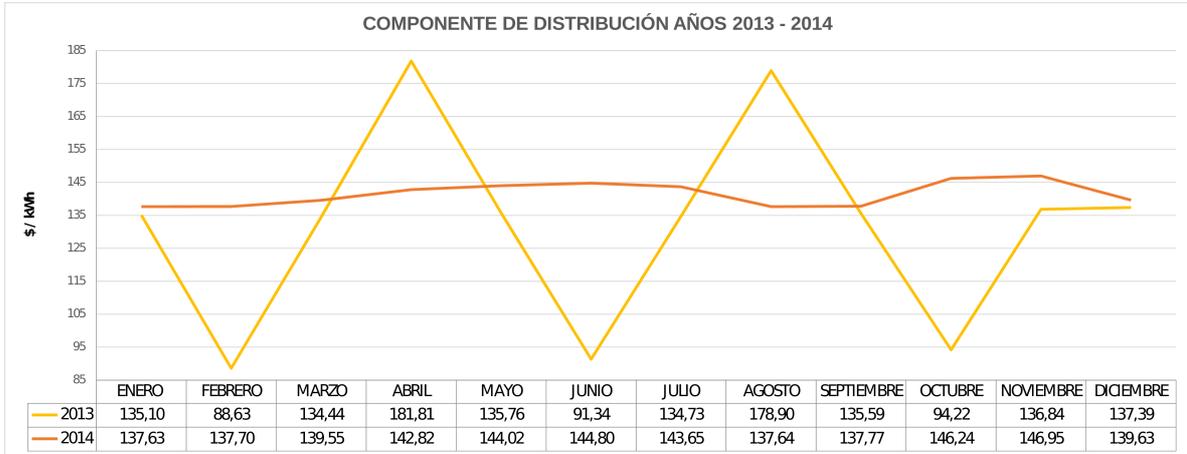
#### 4.3.3.3. Componente de Distribución D:

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

Los otros prestadores que hacen parte de la ADD Occidente, son Compañía de Electricidad de Tuluá, Compañía Energética de Occidente, Empresa de Energía del Pacífico, Empresa Municipal de Energía Eléctrica, Empresas Municipales de Cali, Empresas Municipales de Cartago y Centrales Eléctricas de Nariño.

En la gráfica a continuación se muestra el comportamiento de este componente a lo largo del 2014 comparado con su comportamiento durante el 2013.

Gráfico 4.3.3.3. Comparativo D 2013 – 2014



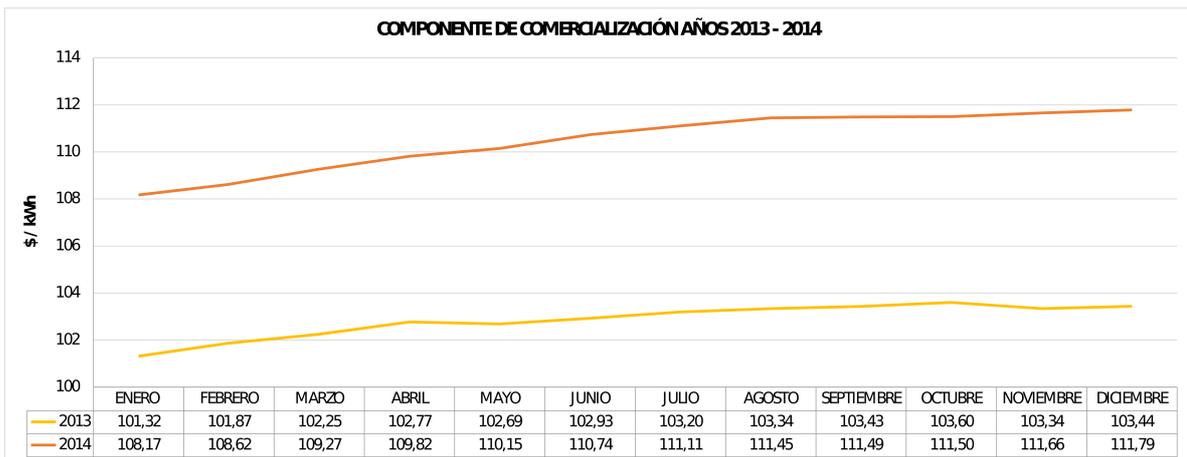
Fuente: Información Publicada por la ESP

A diferencia del 2013, en el año 2014 se estabiliza este componente como resultado de la implementación de la Resolución 133 de 2013 por la cual se buscó mitigar la volatilidad de este cargo unificado. La variación promedio de este componente fue de 0.17% durante el 2014.

#### 4.3.3.4. Componente de Comercialización

Este componente es calculado mes a mes por el prestador y su actualización obedece al comportamiento del Índice de Precios al Consumidor (IPP). Por lo que su comportamiento es estable a lo largo del período.

Gráfica 4.3.3.4. Comparativo C 2013 – 2014



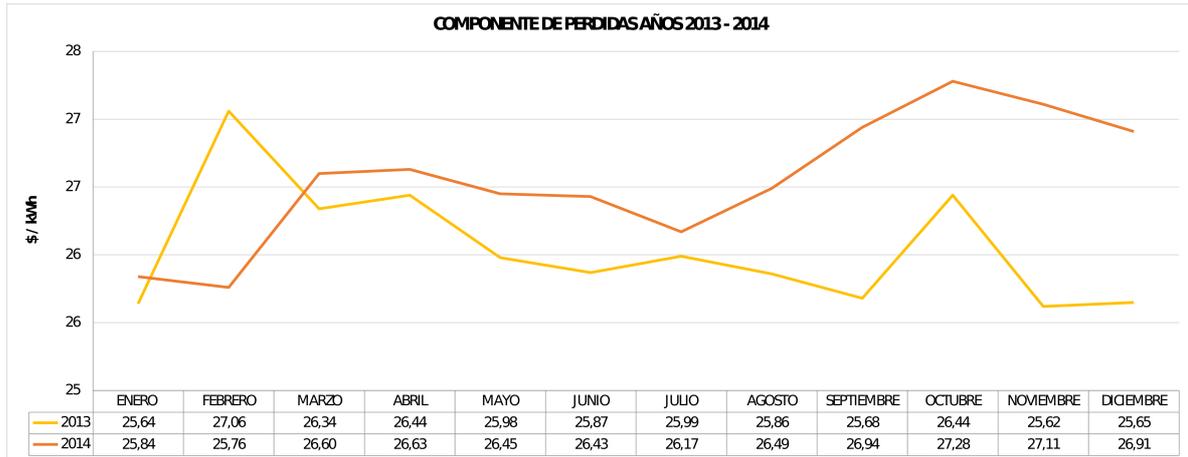
Fuente: Información Publicada por la ESP

El costo promedio de comercialización entre el 2013 y 2014 presento una variación positiva de 7.42%, pasando de \$102.85/kWh a \$110.48/kWh.

#### 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 2%.

Gráfico 4.3.3.5. Comparativo P 2013 – 2014

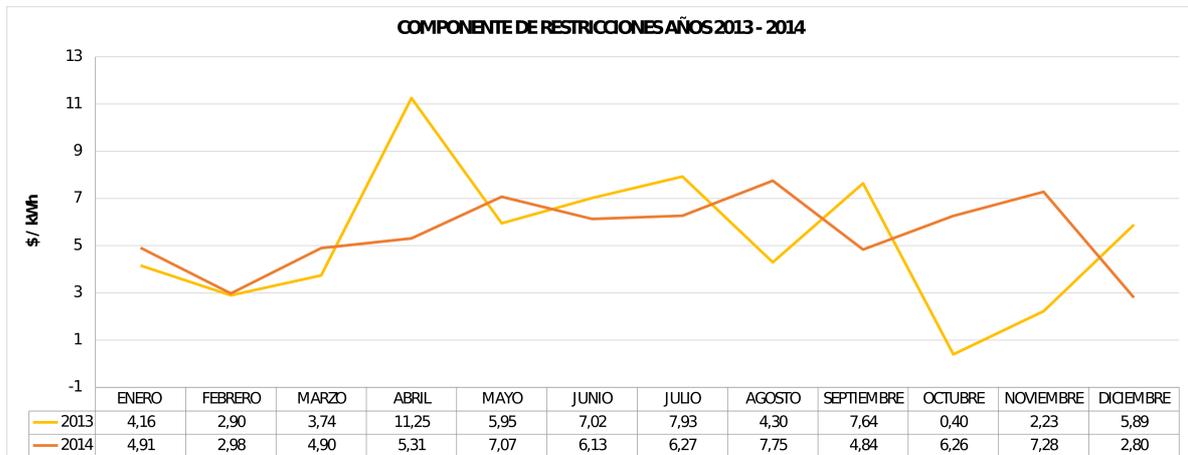


Fuente: Información Publicada por la ESP

#### 4.3.3.6. Componente de Restricciones

Durante el 2014 se observa una tendencia inestable como la presentada en el 2013, con lo observado en el 2013, su nivel más alto se presenta en el mes de agosto llegando a \$7.75/kWh.

Gráfico 4.3.3.6. Comparativo R 2013 – 4



Fuente: Información Publicada por la ESP

#### 4.3.3.7. Porcentaje de participación por componente en el CU

La mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía, los cargos de distribución y la componente de comercialización, cerca del 88%.

Tabla 4.3.3.7. Participación por componente

Mes	G		T		PR		D		C		R		CJV
	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	
Enero	138,06	32%	21,12	5%	25,84	6%	137,63	32%	108,17	25%	4,91	1%	435,73
Febrero	137,53	32%	19,14	4%	25,76	6%	137,70	32%	108,62	25%	2,98	1%	431,73
Marzo	139,76	32%	22,25	5%	26,60	6%	139,55	32%	109,27	25%	4,90	1%	442,33
Abril	142,08	32%	22,28	5%	26,63	6%	142,82	32%	109,82	24%	5,31	1%	448,94
Mayo	144,12	32%	20,18	4%	26,45	6%	144,02	32%	110,15	24%	7,07	2%	451,99
Junio	143,86	32%	20,97	5%	26,43	6%	144,80	32%	110,74	24%	6,13	1%	452,93
Julio	143,76	32%	20,06	4%	26,17	6%	143,65	32%	111,11	25%	6,27	1%	450,04
Agosto	141,30	32%	20,72	5%	26,49	6%	137,64	31%	111,45	25%	7,75	2%	445,35
Septiembre	142,48	32%	20,31	5%	26,94	6%	137,77	31%	111,49	25%	4,84	1%	443,83
Octubre	143,22	31%	21,96	5%	27,28	6%	146,24	32%	111,50	24%	6,26	1%	456,46
Noviembre	145,24	32%	21,33	5%	27,11	6%	146,95	32%	111,66	24%	7,28	2%	459,57
Diciembre	143,75	32%	21,45	5%	26,52	6%	139,63	32%	111,79	25%	2,80	1%	446,33

Fuente: Publicaciones prestador- Cálculos DTGE

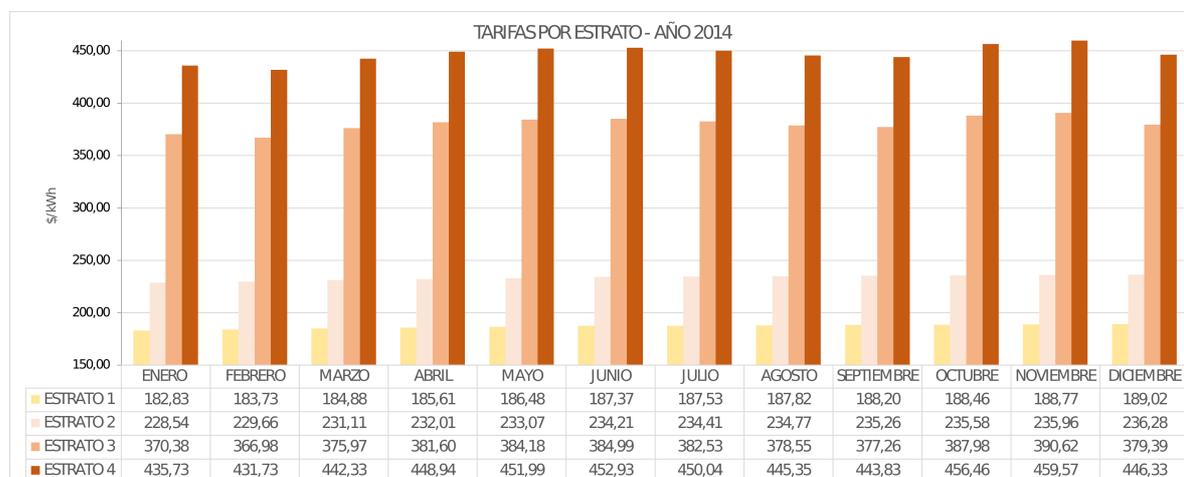
#### 4.3.4. Evolución de las tarifas 2014

Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas mensualmente por el prestador durante el año 2014, las cuales incluyen los cargos por uso de los Sistemas de Distribución Local, para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la empresa.

En la gráfica a continuación se observa la tarifa aplicada por CEDENAR a cada estrato durante el año 2014; en el límite superior se reflejan las tarifas de estrato 4 y van descendiendo hasta el estrato 1 en el límite inferior.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de \$435,73/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de \$182,83/kWh, asignado un subsidio del 58,04% para este periodo.

Gráfica 4.3.4 Evolución de las tarifas 2014 CODENSA S.A. E.S.P. 2014



Fuente: Información Publicada por la ESP

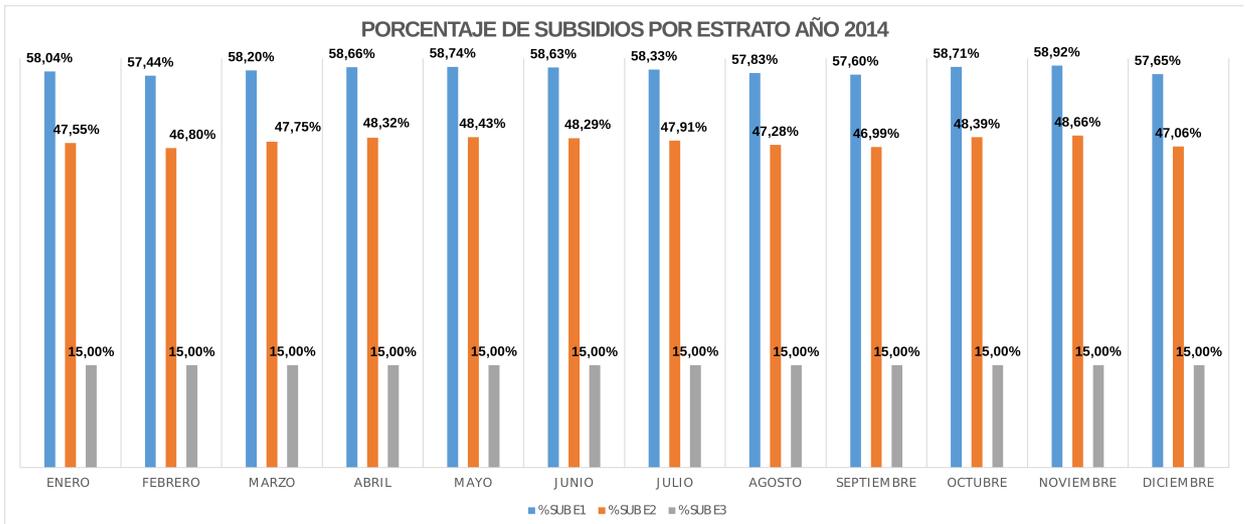
El incremento de las tarifas de estrato 1 y 2 obedecen a la aplicación de lo determinado por el Gobierno Nacional en el artículo 1 de Ley 1428 de 2010 y abordada por la CREG en la Resolución CREG 186 de 2010, en la cual indica que la aplicación de subsidios al Costo Unitario de Prestación del Servicio, CU a partir de enero de 2007 y hasta diciembre del año 2014, debe hacerse de tal forma que el incremento a estos usuarios en relación con sus consumos básicos o de subsistencia corresponda en cada mes como máximo a la variación del Índice de Precios al Consumidor, IPC.

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales en promedio no alcanzaron el 1% durante el 2014.

#### 4.3.4.1. Subsidios aplicados durante el 2014

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

Gráfica 4.3.4.1 Subsidios aplicados 2014



Fuente: Información Publicada por la ESP

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

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

#### 4.4. Facturación

Se verificó el contenido de la factura emitida por CEDENAR S.A. ESP, según lo manifestado por los funcionarios del área comercial, no obstante encontramos de la inspección visual al documento factura se 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

**CEDENAR**  
 Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.  
 NIT. 891.200-200-8  
 ISO 9001:2008 BUREAU VERITAS Certificación  
 VIGILADA POR LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS  
 Dirección: Av. Los Estudiantes No. 36 - 12 Tel. 7336900

Para cualquier consulta, reporte de daños o copia por internet, su código interno es:  
**CE 564033 - 9**  
 No. Factura (Referencia para pagos magnéticos)  
**2146058036 - 52**

GRANDES CONTRIBUYENTES SEGÚN RESOLUCIÓN 041 DEL 30 DE ENERO DE 2014 AUTORETENEDORES A TÍTULO DE RENTA SEGÚN RESOLUCIÓN No. 0947 DE 2.002. SOMOS AUTORETENEDORES A TÍTULO DE CREB SEGÚN DECRETO 1828 DE 2.013

DATOS DEL CLIENTE				
NOMBRE <b>ROSA ALBA LUNA</b>				
DIRECCIÓN PREDIO <b>MZ C CS 16</b>			MUNICIPIO <b>PASTO-SINDAGUA</b>	
DIRECCIÓN ENTREGA				
TIPO DE USO <b>VIVIENDA</b>	ESTRATO <b>1</b>	NIVEL <b>1</b>	CARGA <b>2</b>	CICLO - RUTA <b>29 0401 - 680</b>
				PERIODO FACTURADO <b>MAY/2014</b>

255.859 - 9

CARGOS POR SERVICIO Y OTROS CONCEPTOS

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: En la parte inferior de la factura, se detalla la fecha del periodo desde –hasta, fecha de pago oportuno y fecha de suspensión.

Gráfica 4.4.2. Factura

VALOR ULTIMO PAGO	FECHA ULTIMO PAGO	PUNTO DE PAGO	FACTURAS CON DEUDA	TOTAL ENERGÍA
36.750	11-MAY-2014	ALKOSTO	0	
PERIODO FACTURADO	FACTURA EXPEDIDA	PAGO OPORTUNO	FECHA DE SUSPENSIÓN	
28-ABR-14 - 28-MAY-14	09-JUN-2014	25-JUN-2014		\$22.643,00

Fuente: Empresa

Lectura anterior y actual del medidor de consumo: En el recuadro datos 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

TIPO DE CONSUMO		CONTADOR	FACTOR MULTIPLICADOR	LECTURA ANTERIOR	LECTURA ACTUAL	CONSUMO DEL PERIODO	CALCULADO POR	ANOMALÍA DE LECTURA
AC	ACTIVA SENCILLA	ISK - 19249777	1	18001	18123	122	Diferencia de lec	

Fuente: Empresa

Causa de la falta de lectura, en los casos en que no haya sido posible realizarla: En el recuadro de datos del consumo, se evidencia un ítem denominado “calculado por” en el cual indican la causal de la no lectura.

Gráfica 4.4.4. Factura

TIPO DE CONSUMO	CONTADOR	FACTOR MULTIPLICADOR	LECTURA ANTERIOR	LECTURA ACTUAL	CONSUMO DEL PERIODO	CALCULADO POR	ANOMALÍA DE LECTURA	OTROS CONSUMOS	CAUSADOS POR	CONSUMO TOTAL
AC	ACTIVA SENCILLA	KRI - 10021283	1	3844	69,5	Promedio individu		0		69,5

Fuente: Empresa

Fechas máximas de pago oportuno, fecha de suspensión y/o corte del servicio: En la parte inferior, en el cual se evidencia las fechas del periodo facturado, la fecha de pago oportuno y de suspensión.

Gráfica 4.4.5. Factura

VALOR ULTIMO PAGO	FECHA ULTIMO PAGO	PUNTO DE PAGO	FACTURAS CON DEUDA	TOTAL ENERGÍA
36.750	11-MAY-2014	ALKOSTO	0	
PERIODO FACTURADO	FACTURA EXPEDIDA	PAGO OPORTUNO	FECHA DE SUSPENSIÓN	
28-ABR-14 - 28-MAY-14	09-JUN-2014	25-JUN-2014		\$22.643,00

Fuente: Empresa

Valor total de la factura: El recuadro denominado facturación total, refleja el valor consolidado de los conceptos a pagar.

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.

Gráfica 4.4.6. Factura

CONSUMOS ANTERIORES kWh						
132	125	136	131	128	133	136
PROM	ABR-14	MAR-14	FEB-14	ENE-14	DIC-13	NOV-13

Fuente: Empresa

Cargos expresamente autorizados por la Comisión: Se refleja un recuadro, el cual detalla cada uno de los componentes del CU, y el cargo correspondiente a cada uno de ellos y el costo unitario resultante.

Gráfica 4.4.7. Factura

COMPONENTES COSTO DE PRESTACION DEL SERVICIO																				
Cu	433,37	=	G	142,08	+	T	22,28	+	D	127,25	+	Cr	109,82	+	PR	26,63	+	R	5,31	Pro

Fuente: Empresa

Cuantía de los intereses moratorios, y señalamiento de la tasa aplicada: Los intereses moratorios se observan relacionados en “cargos por servicio y otros conceptos”, así como también la tasa aplicada.

Gráfica 4.4.8. Factura

199 - AJUSTE MONETARIO	55.220,85	,00	55.220,85
300 - RECARGO POR MORA (0.25% MENSUAL)	-	,52	,52
730 - SUBSIDIO de 0-130 KWH 58,66%	2,22	,00	2,22
900 - CAPITAL DEL CREDITO	-32.392,55	,00	-32.392,55
	10.011,00	,00	10.011,00

Fuente: Empresa

Monto de los subsidios, y la base de su liquidación: El monto facturado por concepto de subsidio se refleja en el listado de “cargos por servicio y otros conceptos” de forma negativa, adicionalmente, el consumo de subsistencia establecido se evidencia en este mismo item.

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 “cargos por servicio”, el cual muestra el subsidio o la contribución del servicio.

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.

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: Utiliza temas respecto al uso racional de energía y beneficios ambientales, información de seguridad, puntos de atención y pago. Adicionalmente, en las oficinas de atención se evidencian folletos en los que motivan a los usuarios al uso racional de la energía y beneficios ambientales.

Gráfica 4.4.9. Folletos alusivos



Fuente: Empresa

Información de seguridad: Tal como se mencionó en el numeral anterior, 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.

<http://www.cedena.com.co/index.php/atencion-al-usuario/reglamento-de-comercializacion>

Estratificación Hogares de Bienestar Familiar: La empresa manifiesta haber corregido la estratificación solamente en los hogares que han pasado el reporte a la compañía.

Realizaron el aporte de evidencias de algunos de los suministros que se encuentran actualizados bajo esta modalidad en el sistema.

El último reporte enviado a la empresa por parte del Bienestar Familiar es de fecha 20 de mayo de 2014 e incluye 266 usuarios.

No se observa en la factura de Cedenar la información relativa a la propiedad de activos.

En los casos de facturación estimada o promediada no se evidencia la inclusión de la causal de no lectura.

#### 4.5. Atención al cliente

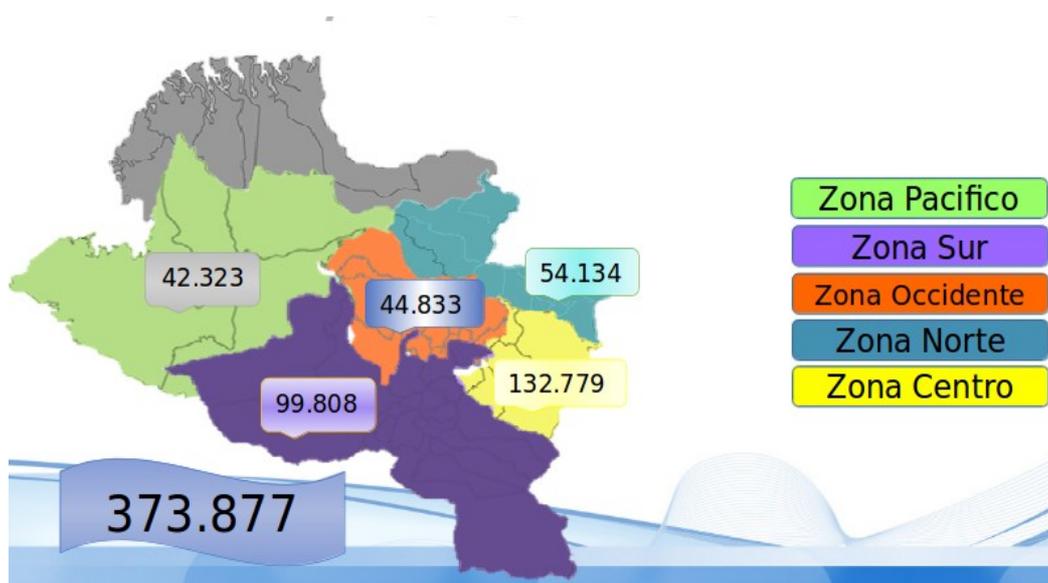
##### 4.5.1. Atención En Oficinas Comerciales:

El área de influencia de la empresa CEDENAR S.A. E.S.P. es el departamento de Nariño, actualmente para efectos de manejo y organización de las labores propias de la prestación del servicio, se manejan cinco zonas (Pacífico, Sur, Occidente, Norte y Centro) siendo esta última la que tiene mayor número de usuarios y cuentan con 9 oficinas principales (Pasto, Túquerres, Ipiales, San Pablo, La Unión, La Cruz, Pacífico y dos en Tumaco).

Los demás municipios cuenta con oficina de atención al usuario donde se receptionan los reclamos y en aquellos que se tiene dificultad de mensajería nos apoyamos con los personeros.

Cuenta con un Contact Center, línea 115, para PQR y Reporte de Daños, cubre todo el departamento.

Gráfica 4.5.1. Zonas de influencia



Fuente: Empresa

La zona Centro es la que alberga la mayor cantidad de usuarios de la empresa, seguida por la zona Sur, Norte, Occidente y Pacífico en su orden.

Tabla 4.5.1. Cantidad de usuarios por zona.

ZONA	USUARIOS	% ZONA
Centro	132.779	35,51
Sur	99.808	26,7
Occidente	54.134	14,48
Norte	44.833	11,99
Pacifico	42.323	11,32
<b>Total a usuarios a marzo 2015</b>	<b>373.877</b>	<b>100</b>

Fuente: Empresa

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 las oficinas comerciales de Pasto, Túquerres e Ipiales donde obtuvimos la información que detallamos a continuación:

Estas son de las oficinas comerciales con más alta afluencia, y para el desarrollo de las funciones propias del cargo, dividen las tareas por especialidades, asignando así dos agentes para los temas de PQR y una para nuevas instalaciones. 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.

La atención de usuarios se hace a través de diferentes canales: puntos de atención (oficinas) se realiza atención personalizada ya sea de forma verbal o escrita, puntos de atención móviles que les permiten llegar a diferentes municipios y hacer presencia en la zona rural donde tienen el mayor número de usuarios, y la línea telefónica 115 a través de la cual se ha incrementado la atención en un 25% en el 2014, lo cual refleja, que los usuarios están aceptando este medio para presentar sus PQRs y reporte de daños. En el 2014 se presentaron 43.116 comparado con el 2013 que fueron 34.443, con un incremento de un 25% y confrontado con el 2012, año en que inició el Contact Center existe un incremento del 102%, con 21.383 llamadas.

La empresa realizó la gestión y la implementación de un convenio como parte del programa “**CEDENAR EN SU HOGAR**”, para permitir a los usuarios cumplidos en el pago de la factura, la adquisición de electrodomésticos y artículos para el hogar, y pagarlos mediante la factura de energía con planes de financiamiento cómodos y dirigidos a los estratos bajos de la población.

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.

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

Cedenar S.A. ESP, buscando estar más cerca de la comunidad, ha puesto en funcionamiento Unidades Móviles, las cuales son busetas adaptadas y equipadas para la atención al cliente, con sistemas de información en línea y que actualmente sirven de soporte de acciones sociales.

*Gráfica 4.5.1.1 Unidades móviles de atención a usuarios.*



Fuente: Empresa

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.

Se observa igualmente que el porcentaje de reclamaciones verbales es bastante elevado en comparación con las reclamaciones escritas que son tan solo del 10% respecto de las verbales, comportamiento que obedece a las mejoras realizadas en la atención que optimizan la respuesta al usuario brindando mayor agilidad y facilidad de acceso.

La disminución en las reclamaciones también se debe al trabajo de capacitación que está realizando la empresa con la comunidad y con sus trabajadores logrando optimizar los procesos, tener una mejor calidad en las respuestas a sus usuarios, evitar desgastes tanto para la empresa como para los usuarios y consecuentemente han logrado obtener un incremento en la confirmación de sus decisiones empresariales por parte de la Superintendencia en sede de segunda instancia.

La empresa además cuenta con un sistema comercial SUPERNOVA en el cual se encuentra la trazabilidad y copia de todos los documentos que conforman cada uno de

los expedientes de reclamación que presentan los usuarios, por lo tanto facilita su acceso, consulta y el seguimiento y coordinación en tiempo real a sus trámites.

Las oficinas comerciales para la atención del usuario tienen asesores que se dividen las tareas por especialidades para los temas de recuperación de consumo, acuerdos de pago, 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.

Se desarrollan actividades de atención integral en los barrios de la ciudad de Pasto y municipios de todas las zonas que atiende Cedenar; con el fin de atender asuntos relacionados con servicio al cliente como reclamos, recaudos, medidores, mantenimiento de redes, alumbrado público; Todas estas acciones bajo la realización de programas culturales propiciando acercamientos que generen acciones positivas en búsqueda de soluciones a la problemática actual de CEDENAR y acción de cumplimiento a las metas propuestas en el Plan Estratégico de la empresa y un mayor acercamiento con la comunidad.

En 2014 se realizaron 45 brigadas o jornadas de capacitación con la comunidad en los municipios que agrupan las diferentes seccionales de la empresa.

*Tabla 4.5.1.1. Brigadas de capacitación a usuarios.*

Zona/seccional	Brigadas
Norte	8
Centro	16
Sur	14
Occidente	6
Pacífico	1

Fuente: Empresa

## **4.5.2. Peticiones:**

### **4.5.2.1. Atención al Usuario**

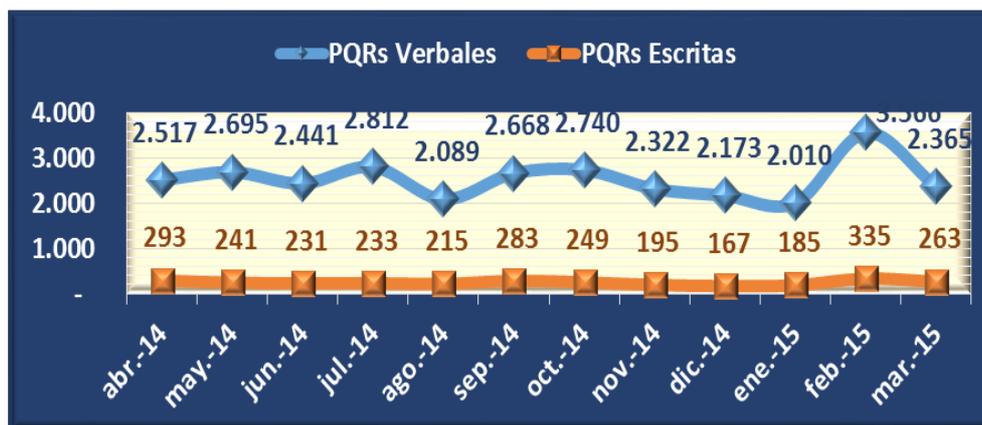
La atención en las oficinas comerciales principales se inicia cuando el cliente ingresa al establecimiento, retira un tiquete para solicitud de turno (Digiturno).

En el año 2014 se atendieron 2.730 PQRs en el Departamento de Nariño, disminuidos en un 46% con respecto al 2013 que fueron de 5.957, reflejando el esfuerzo conjunto de todas las áreas para corregir las causas de las PQRs, para mejorar la atención al usuario.

Se observa igualmente de acuerdo con las estadísticas presentadas que el porcentaje de reclamaciones verbales es bastante elevado en comparación con las reclamaciones escritas que son tan solo del 10% respecto de ellas, esto debido a las mejoras realizadas en la atención que optimizan la respuesta al usuario brindando mayor agilidad y facilidad de acceso.

Se observa un promedio de 230 reclamaciones escritas mensuales frente a 2300 reclamaciones verbales mensuales recibidas en el año 2014.

Gráfica 4.5.2.1.. PQR's Verbales vs PQR's Escritas.



Fuente: Empresa

Para el 2.014 manejan un tiempo promedio de espera de 10,22 minutos y de 6,43 min en atención, realizando un comparativo con los datos del 2.013 observamos una mejora de 1:38 min en el tiempo de espera, sucediendo lo contrario con el tiempo en atención, ya que aumentó en 43 segundos.

Tabla 4.5.2.1. Comparativo tiempos de atención 2013 / 2014

TIEMPOS DE ATENCION ZONA CENTRO									
DIGITURNO - AÑO 2013 /2014									
Periodo	Numero Total de Atenciones	2013			2014			Comparativo promedios 2013/2014	
		Promedio Tiempo Espera	Promedio Tiempo Atención	Promedio Tiempo Respuesta	Promedio Tiempo Espera	Promedio Tiempo Atención	Promedio Tiempo Respuesta		
ENERO	4.335	0:32:30	0:04:55	0:37:25	4.370	00:30:15	00:03:07	00:33:22	0:04:03
FEBRERO	4.500	0:36:54	0:05:55	0:42:49	4.571	00:32:50	00:04:17	00:37:07	0:05:42
MARZO	4.102	0:32:38	0:05:33	0:38:11	4.404	00:14:35	00:04:28	00:19:03	0:19:08
ABRIL	5.274	0:22:13	0:04:15	0:26:28	3.895	00:13:30	00:04:55	00:18:25	0:08:03
MAYO	4.432	0:42:32	0:05:14	0:47:46	4.438	00:22:05	00:04:12	00:26:17	0:21:29
JUNIO	4.069	0:29:33	0:08:11	0:37:44	4.389	00:18:27	00:03:56	00:22:23	0:15:21
JULIO	4.556	0:22:18	0:05:49	0:28:07	6.036	00:23:04	00:03:41	00:26:45	0:01:22
AGOSTO	4.318	0:26:33	0:05:15	0:31:48	4.503	00:18:52	00:04:14	00:23:06	0:08:42
SEPT	4.612	0:18:19	0:05:19	0:23:38	5.607	00:22:13	00:03:30	00:25:43	0:02:05
OCT	4.479	0:11:21	0:04:46	0:16:07	5.405	00:16:31	00:03:38	00:20:09	0:04:02
NOV	4.373	0:27:26	0:04:09	0:31:35	4.725	00:15:23	00:03:45	00:19:08	0:12:27
DIC	4.280	0:11:23	0:04:23	0:15:46	5.238	00:12:52	00:03:09	00:16:01	0:00:15
TOTAL	53.330	0:26:08	0:05:19	0:31:27	57.581	00:20:03	00:03:54	00:23:57	0:07:30

Fuente: Empresa

Realizando un comparativo del primer trimestre del 2.013 y el 2.014 podemos observar una mejora en tiempos promedios de espera y tiempos de atención, ya que a pesar de que el número de usuarios atendidos en el 2.014 fue mayor que el del año anterior, los tiempos disminuyeron en 8 minutos aproximadamente.

Las oficinas de Bomboná (Pasto), Túquerres e Ipiales reflejan una imagen corporativa definida, los muebles dispuestos para la atención y comodidad del usuario son suficientes, cuentan con entradas adecuadas para adultos mayores y discapacitados. Es importante resaltar que no en todas las oficinas visitadas se encuentra publicado el listado de precios de los servicios que presta la empresa.

#### **4.5.2.2. Grado De Conocimientos Del Empleado:**

Se destaca el alto grado de conocimiento y la actualización respecto a las normas vigentes y al contrato de condiciones uniformes, así como el sentido de pertenencia de los trabajadores de la empresa en todos y cada uno de los puntos de atención visitados.

En cuanto a las acciones o jornadas de capacitación y actualización programadas para los funcionarios del área y contratistas, la empresa entregó evidencias en las cuales se observa la realización de cuatro jornadas de capacitación adelantadas con gran cantidad de personal de atención al cliente, profesionales, auxiliares y jefes de seccionales estuvieron participando para retroalimentar a sus demás compañeros.

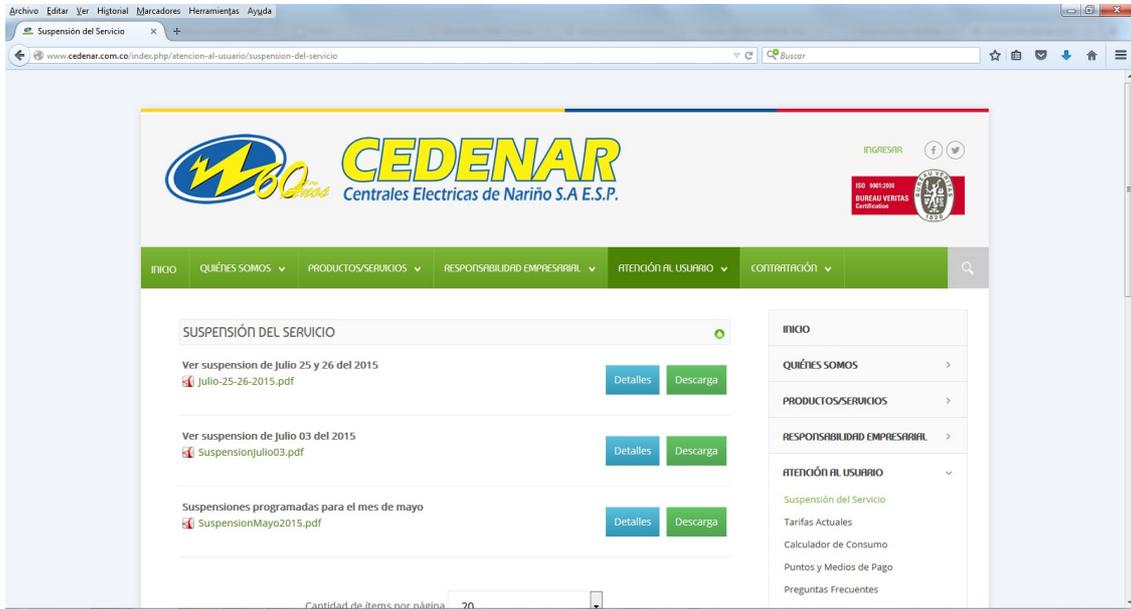
Se efectuaron tres de las capacitaciones en la ciudad de Pasto por la facilidad de reunir el personal y una en Tumaco, especialmente por la dificultad de la zona.

#### **4.5.2.3. Aviso De Interrupciones:**

La empresa afirmó que cuenta con una programa planificado de interrupciones del servicio, los cuales son informados de forma oportuna a todos los usuarios afectados con una antelación normalmente superior a las 72 horas, a través de los medios de comunicación masivos como radio, prensa de amplia circulación, pagina Web la línea de atención 115 y redes sociales. Realiza el aporte de los comunicados correspondientes.

<http://www.cedenar.com.co/index.php/atencion-al-usuario/suspension-del-servicio>

Gráfica 4.5.2.3 Aviso de interrupciones



Fuente: Empresa

#### 4.5.2.4. Uso Racional De La Energía:

En 2014 se realizaron 45 brigadas o jornadas de capacitación con la comunidad en los municipios que agrupan las diferentes seccionales de la empresa.

Tabla 4.5.2.4. Brigadas de Capacitación

Zona/Seccional	Brigadas 2014
Norte	8
Centro	16
Sur	14
Occidente	6
Pacífico	1

Fuente: Empresa

La empresa ha diseñado una fuerte campaña educativa dirigida a los usuarios, tendientes a crear una cultura del uso razonable del servicio de energía eléctrica y conocimiento integral de la factura del servicio. Esta estrategia se adelanta mediante folletos alusivos al tema, entrega de bombillos ahorradores, 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.

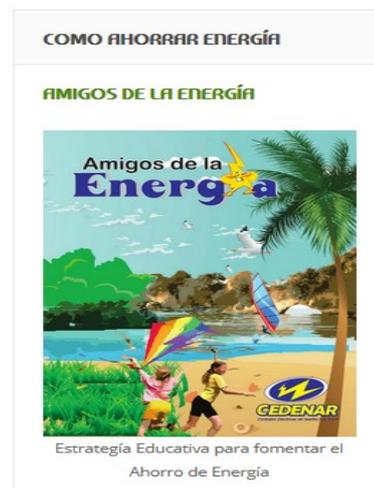
Gráfica 4.5.2.4. Uso racional de la energía (Cartilla)



Fuente: Empresa

Se resalta igualmente un proyecto que ha iniciado la empresa con niños de colegios para trabajar con ellos los temas de ahorro de energía y conocimientos básicos generales de aplicación en su hogar y en su comunidad.

Gráfica 4.5.2.5 Uso racional de la energía (Cartilla/ trabajo con niños)



Fuente: Empresa

De igual forma la empresa ha diseñado y puesto a disposición de los usuarios una aplicación que puede ser descargada en sus celulares para que pueda saber con exactitud cuanta energía consumen sus electrodomésticos

Gráfica 4.5.2.6 Uso racional de la energía (App móvil)



Fuente: Empresa

#### 4.6. PQR

Tabla 4.6. 1. Peticiones, Quejas y Reclamos 2013 vs 2014

PQR 2013		PQR 2014	
PQR ESP	49.997	PQR ESP	32.722
PQR SUI	47.766	PQR SUI	30.573
<b>DIFERENCIA</b>	<b>2.231</b>	<b>DIFERENCIA</b>	<b>2.149</b>

Fuente: Empresa y SUI

Tabla 4.6.2. Peticiones, Quejas y Reclamos 2013 vs 2014

CAUSAL	PQR ESP 2013	PQR SUI 2013	PQR ESP 2014	PQR SUI 2014
ALTO CONSUMO	13.460	20.540	14.080	17.134
ENTREGA Y OPORTUNIDAD DE LA FACTURA	7.923		3.043	
FALLA EN LA PRESTACION DEL SERVICIO	3.602	4.785	3.156	3.418
REV INSTALACIONES MEDIDOR SUSCRIPTOR O USUARIO	3.602	5.570	3.486	4.137

Fuente: Empresa y SUI

Verificando la información suministrada por la empresa se observa que las causales con mayor reclamación para 2013 y 2014 son alto consumo, revisión a instalaciones y medidor, falla en la prestación del servicio, entrega y oportunidad de la factura. Realizando una comparación con el año 2013 se puede evidenciar una disminución del número de reclamaciones, excepto por el concepto de alto consumo el cual presenta un incremento del 4.5% aproximadamente, lo que equivale a 620 reclamaciones adicionales.

Sin embargo, es importante resaltar la inconsistencia que se presenta con las cifras cargadas en el Sistema Único de Información SUI, en el cual se registra mayor cantidad.

En el año 2014 se atendieron 2.730 PQRs en el departamento de Nariño, disminuidos en un 46% con respecto al 2013 que fueron de 5.957.

La empresa manifestó en la visita que la atención de llamadas por la línea 115 ha incrementado, lo cual refleja, que los usuarios están aceptando este medio para presentar sus PQRs y reporte de daños. En el 2014 se presentaron 43.116 comparado con el 2013 que fueron 34.443, con un incremento de un 25%.

## 5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2014	Resultado	Observación
Margen Operacional	21%	12%	No Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	20	198	No Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	56	146	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	26	22	Cumple
Razón Corriente – Veces	1,50	1,85	No Cumple

La empresa no cumple con cuatro de los referentes establecidos para el mercado, según la normativa establecida por la comisión de regulación para energía y gas combustible (CREG), en su resolución 072 de 2002, modificada por la resolución 034 de 2004, siendo la razón corriente y el margen operacional, la razón corriente se encuentra afectada por el valor negativo de la cuenta filiales.

## 6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Verificada la información entregada en visita con la reportada en el Sistema Único de Información se observan inconsistencias en los mismos referentes al reporte sobre el número de usuarios 2014 y el reporte relativo a las PQRs recibidas en la empresa en la misma vigencia.

## 7. ACCIONES DE LA SSPD

A partir de la visita efectuada por la SSPD, la empresa deberá informar las acciones ejecutadas para corregir las diferencias existentes entre la información reportada a XM SA ESP y al SUI en cuanto las interrupciones registradas en los transformadores pertenecientes a sus sistema de distribución.

Se efectúan recomendaciones a la empresa en algunos aspectos que se observaron inconsistencias.

Hacer seguimiento y verificación con la finalidad de que las mejoras se lleven a cabo.

Así mismo, tendrá que remitir un cronograma de actividades tendientes a corregir las deficiencias encontradas en las subestaciones visitadas. Lo anterior sin perjuicio de las acciones que esta Superintendencia pueda determinar al respecto.

## **8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **Financiero**

El pagare firmado a favor de la nación –Ministerio de Hacienda y Crédito Público y refinanciado con la celebración del otro – si No. 1 de 30 de diciembre de 2009, se terminó de cancelar en su totalidad el 30 de mayo de 2014, el cual terminaba en 2015. *“Las cuentas por pagar de bienes y servicios a diciembre de 2014 y 2013 corresponden principalmente a las compras de energía del mes de diciembre de 2014 que se facturan en enero del siguiente año por \$10.569.820 y 9.103.883, respectivamente”* según lo expresado en las notas a los estados financieros.

A diciembre de 2014, la reserva de pensiones y beneficios convencionales de retiro ascendió a \$80.753.682; La reserva de pensiones para 2014 y 2013, fue de \$59.723.515 y \$63.609.503 disminuida en el 6.1% con respecto al año anterior, como consecuencia de que 49 personas compartieron su pensión con Colpensiones.

### **Técnicas**

La empresa debe mejorar la ejecución de su plan de inversión del año 2015, el cual presenta un grado de rezago en el corte presentado a junio de este año.

CEDENAR S.A. E.S.P debe ampliar su cobertura sobre la medición y reporte de parámetros de calidad de potencia de los circuitos de 13,2 KV, actualmente su cobertura es del 28,95%.

CEDENAR S.A. E.S.P. en mediciones efectuadas en la Subestación Tumaco, presenta desequilibrio de Corrientes del orden del 20,668% , superando las recomendaciones de norma Std IEEE 446 de 1995, que establece un máximo del 20%, se recomienda tomar los correctivos pertinentes.

CEDENAR S.A. E.S.P debe corregir las diferencias presentadas en sus reportes a XM y al SUI, en el archivo de salida (formato 0)

La empresa debe implementar un plan de mejoramiento que le permita subsanar todos los hallazgos descritos en el ítem 3.6 INSPECCION RETIE, resultados de la visita de inspección técnica realizada por la SUPERINTENDENCIA DELEGADA DE ENERGÍA Y GAS COMBUSTIBLE a sus instalaciones los días 15, 16 y 17 de julio del 2015.

### **Tarifarias**

Para determinar las tarifas de prestación del servicio de energía, el prestador aplica la metodología tarifaria definida por la Comisión de Regulación de Energía en la Resolución 119 de 2007.

La variación de la tarifa obedece principalmente a las fluctuaciones en los componentes de generación, distribución y comercialización cuya participación en la definición del CU es cercana al 88%. La mayor variación durante el año se presentó en los meses de abril y mayo, situación que se podría explicar por el incremento de los precios de la energía en bolsa para ese momento.

El 96% de la energía es transada a través de contratos bilaterales, con una exposición en bolsa de 4%, aproximadamente 25.640 GWh.

Acorde con las tarifas publicadas por la empresa mes a mes, la empresa da aplicación a lo preceptuado en la Ley 1428 de 2010, lo cual fue reglamentado para el servicio de energía en la Resolución CREG 186 de 2010 con respecto a los subsidios para los usuarios de estratos 1 y 2.

## **Comerciales**

Se recomienda a la prestataria emprender acciones de mejora para corregir la información reportada respecto del total de usuarios y las PQRs 2014, de acuerdo a lo observado en la visita.

Del seguimiento realizado a los datos reportados por la empresa en el Sistema Único de Información SUI, encontramos que la empresa obtuvo un crecimiento en el número de usuarios, correspondiente a un 106,01%, con relación con el 2013. Sin embargo, comparando los datos con los reportados por la empresa al momento de realizar la visita se puede evidenciar que presuntamente la empresa incurrió en un mal cargue de la información, ya que el crecimiento es de 6.32%.

De igual forma en la información reportada en el SUI respecto a las PQRs recibidas por la empresa presenta inconsistencias frente a la información entregada por la empresa en la visita.

La Empresa debe realizar ajustes en las facturas de acuerdo con lo siguiente:

No se observa en la factura de Cedonar la información relativa a la propiedad de activos.

En los casos de facturación estimada o promediada no se evidencia la inclusión de la causal de no lectura.

La empresa debe tener publicado el listado de precios en las oficinas de atención al usuario.

Se recomienda tener un mejor manejo del envío de la documentación a los usuarios, con la finalidad de no incurrir en una indebida notificación.

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

Proyectó: Paola Peñaranda Barrios – Profesional DTGEE

Proyectó: Marilú Castaño A – Profesional Especializado SDEGC

Proyecto: Enrique Botero Martínez- Asesor SDEGC

Proyecto: Alejandro Quintero- Profesional Especializado DTGEE

Proyecto: Felliny Salamanca Arias – Profesional Especializado DTGEE

Revisó: Martha Leonor Farah – Directora Técnica de Gestión de Energía (E)

