

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES  
CENTRALES ELECTRICAS 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 2016**

**CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.  
ANÁLISIS AÑO 2015**

**1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA**

CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P. Se constituyó en el año 1995 para desarrollar las actividades de, comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el sistema interconectado Nacional, La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$ 91.671 millones, tiene su sede principal en la ciudad de Cartago- Su última actualización en RUPS aprobada fue el día 3 de Diciembre de 2015.

**Tabla 1**  
*Datos Generales*

Tipo de sociedad	Mixta
Razón social	CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.
Sigla	CEDENAR S.A. E.S.P.
Nombre del gerente	RAUL ORTIZ MUÑOZ
Actividad desarrollada	Generación, Distribución y Comercialización
Año de entrada en operación	1955
Mercado que atiende	Departamento de Nariño

*Nota:* Fuente SUI

**2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS**

**2.1. Balance General**

**Tabla 2**  
*Balance General*

BALANCE GENERAL	2015	2014	Var
<b>Activo</b>	<b>\$558.937.758.212</b>	<b>\$535.222.687.266</b>	<b>4,43%</b>
Activo Corriente	\$98.345.577.505	\$109.864.005.200	-10,48%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$155.556.992.099	\$138.746.952.912	12,12%
Inversiones	\$16.179.892.460	\$16.991.243.156	-4,78%
<b>Pasivo</b>	<b>\$172.832.303.489</b>	<b>\$154.409.293.902</b>	<b>11,93%</b>
Pasivo Corriente	\$53.230.051.614	\$59.335.938.521	-10,29%
Operaciones de Credito Público	\$18.053.831.193	\$0	0,00%
<b>Patrimonio</b>	<b>\$386.105.454.723</b>	<b>\$380.813.393.364</b>	<b>1,39%</b>
Capital Suscrito y pagado	\$91.671.179.910	\$91.671.179.910	0,00%

*Nota:* Fuente SUI. Cifras en millones de pesos

En el año 2015, los activos de la Empresa ascendieron a \$558.938 millones, presentando un incremento del 4,43% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

**Deudores:** A diciembre de 2015 esta cuenta pasa de \$70.101 millones a \$75.975 millones para el 2015, presentando un crecimiento del 8,38% en comparación con el mismo periodo de la vigencia anterior, no obstante dentro de las subcuentas existen variaciones positivas y negativas que al sacar valores absolutos el resultado es de crecimiento, las variaciones principales son:

- Aumento de las cuentas por cobrar por la prestación del servicio de energía, pasando de \$103.356 a \$106.150 millones para el 2015, la provisión para cuentas por cobrar del servicio de energía asciende a \$71.447 millones de pesos, equivalente al 70% del total cartera del servicio público domiciliario,
- Aumento de avances y anticipos entregados, pasando de \$6.552 millones a \$15.330 millones, con relación a estos anticipos la Nota 6 (3) especifica que estos corresponden a:

(...)

- *Contratistas en el último trimestre del año, para proyectos de inversión por \$14.936.991 y \$1.994.098 respectivamente, dentro del valor del año 2015 se encuentra los desembolsos para la construcción de las subestaciones La Jardinera y San Martín, que se realizaron con recursos de crédito.*

- *Para la ejecución de los Convenios PRONE, FAZNI y FAER \$0 y \$4.020.626 respectivamente, para el 2015 estos recursos por cambio de política contable dejaron de reconocerse en el activo y pasaron a ser controlados en cuentas de orden. Ver nota 3 cambios en políticas contables.*

- *Para adquisición de bienes y servicios \$578.200 y \$635.824, respectivamente*

(...)

- Disminución de \$5.705 millones en depósitos entregados, posicionándose en \$9.326 millones para el 2015, con relación a esta disminución la mayor proporción corresponde a cambio de políticas contables de los encargos fiduciarios para el manejo de recursos entregados por el Ministerio, con relación a esto la Prestadora en su Nota a los estados financieros 6 (4) comenta:

(...)

- *Los encargos fiduciarios para el manejo de los recursos de los convenios PRONE FAZNI y FAER celebrados con el Ministerio de Minas y Energía, por \$0 y \$5.054.293, para el 2015 estos recursos por cambio de política contable dejaron de reconocerse en el activo y pasaron a ser controlados en cuentas de orden. Ver nota 3 cambios en políticas contables.*

(....)

**Propiedad Planta y equipo:** Con una participación a diciembre de 2015 del 25,24% se posiciona en \$28.433 millones, presentando una disminución del 7,38% con relación al año anterior, explicado por el comportamiento en la depreciación que pasa de \$26.115 en el 2014 a \$28.492 para el 2015, como se muestra en el detalle de la información en la siguiente tabla:

**Tabla 3**

**Propiedad Planta y equipo (PPE):** Con una participación a diciembre de 2015 del 27,83% se posiciona en \$155.557 millones, presentando un aumento del 12,12% con relación al año anterior e incluyendo la depreciación como parte del valor absoluto, el detalle de la PPE se encuentra en la siguiente tabla:

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTORICO	DEPRECIACIÓN	VALOR CUENTA 16 PROP. PLANTA Y EQUIPO A 2015	VALORIZACIONES 2015	VALOR EN LIBROS 2015	VALOR EN LIBROS 2014
Terrenos	\$ 1.004	\$ 0	\$ 802	\$ 20.535	\$ 21.337	\$ 20.977
Construcciones En Curso	\$ 13.634	\$ 0	\$ 13.634	\$ 0	\$ 13.634	\$ 11.670
Maquinaria, Planta Y Equipo En Montaje	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 116
Bienes Muebles En Bodega	\$ 5.189	\$ 0	\$ 5.189	\$ 0	\$ 5.189	\$ 4.098
Propiedades, Planta Y Equipo No Explotados	\$ 9.122	-\$ 2.654	\$ 4.385	\$ 9.408	\$ 13.793	\$ 12.834
Plantas, Ductos Y Túneles	\$ 65.861	-\$ 29.494	\$ 36.283	\$ 37.716	\$ 73.999	\$ 67.783
Redes, Líneas Y Cables	\$ 134.465	-\$ 48.522	\$ 84.824	\$ 197.117	\$ 281.941	\$ 273.638
Maquinaria Y Equipo	\$ 10.833	-\$ 4.657	\$ 5.646	\$ 111	\$ 5.756	\$ 6.080
Muebles, Enseres Y Equipos De Oficina	\$ 1.689	-\$ 1.273	\$ 384	\$ 12	\$ 396	\$ 465
Equipos De Comunicación Y Computación	\$ 9.386	-\$ 6.236	\$ 2.989	\$ 355	\$ 3.344	\$ 3.147
Equipo De Transporte, Tracción Y Elevación	\$ 4.185	-\$ 2.339	\$ 1.419	\$ 109	\$ 1.529	\$ 1.785
Equipo De Comedor, Cocina, Despensa y Hotelaria	\$ 13	-\$ 12	\$ 1	\$ 0	\$ 1	\$ 0
<b>TOTALES</b>	<b>\$ 255.381</b>	<b>-\$ 95.187</b>	<b>\$ 155.557</b>	<b>\$ 265.362</b>	<b>\$ 420.919</b>	<b>\$ 402.593</b>

Nota: Fuente SUI. Cifras en millones de pesos

En la Nota 10 a los Estados financieros el prestador describe las principales inversiones que realiza en este rubro así:

(...)

- En 2015, se adquirieron terrenos: para la construcción de la Subestación Jardinera por \$ 94.500 y la Subestación San Martín por \$120.000, se recibió un terreno en donación ubicado en el Municipio de San Lorenzo por \$13.000 y en dación en pago del Municipio de La Unión un lote por \$132.348.

- En 2015, se encontraban \$3.291.001 de las obras civiles y equipos para las Subestaciones San Martín y Jardinera, \$3.887.505 de los equipos de control para las subestaciones de la zona pacífico, \$2.252.732 proyecto redes subterráneas centro de Pasto, \$3.647.430 de construcción y remodelación de redes en el departamento de Nariño y \$555.614 para la construcción de la sede administrativa en Tuquerres y edificio o gestión energética.

- En 2015, se adquirieron principalmente equipos para gestión de calidad de la mayor parte de las subestaciones por \$4.054.394 y para la modernización de la Subestación Pasto \$3.654.735.

- En 2015 se realizaron construcciones, ampliaciones y remodelaciones de redes en el nivel 1 por \$6.733.051, nivel de tensión 2 por \$3.989.752, se adquirieron equipos de transformación por \$1.716.529 y equipos para redes por \$473.779.

28

- En 2015 se adquirieron principalmente terminales portátiles e impresoras para la facturación en sitio por \$485.460, equipos de comunicación por \$223.187.

-Se adquirió la grúa canasta por \$124.410 y se dio de baja por venta una camioneta kielder motor 4G63SX8721, completamente depreciada del año 1997, el cual generó una utilidad en venta de activos por \$14.200.

(...)

**Otros Activos:** a diciembre de 2015 esta cuenta representa el 51,33% del total del activo, está constituida por valorizaciones, gastos pagados por anticipado, cargos diferidos entre otros, el monto de las valorizaciones es el más significativo ascendiendo a \$268.436 millones, con respecto a la vigencia anterior los otros activos tuvieron una variación porcentual positiva de 1,09%, a causa de incremento en cargos diferidos.

**Con relación al Pasivo** a diciembre 31 de 2015, se ubica en \$172.832 millones, presentando un incremento de 30,92% equivalente a \$18.423 millones con relación al mismo periodo del año anterior, la composición del pasivo se encuentra de la siguiente manera: i) Obligaciones Financieras \$18.054 millones, ii) Cuentas por pagar \$18.167 millones, iii) obligaciones laborales \$4.800 millones, iv) pasivos estimados y provisiones \$130.168 millones v) otros pasivos \$1.643 millones.

Del pasivo, resalta el valor de los pasivos estimados y provisiones que equivale al 75% del total pasivo de la empresa, está compuesto por a) provisión para obligaciones fiscales \$15.624 millones b) Provisión para contingencias \$32.601 millones c) Provisión para pensiones \$80.976 millones y d) Provisiones diversas \$967 millones

El Endeudamiento está concentrado en las provisiones, sobre estas las obligaciones pensionales corresponden al 47% del total pasivo de la empresa, respecto a esta provisión en la Nota 17 CEDENAR revela:

(...)

El estudio actuarial a 31 de diciembre de 2015 fue actualizado por la firma MERCER COLOMBIA para 555 jubilados y 1 activo. Las reservas matemáticas por conceptos de pensiones de jubilación y beneficios convencionales se calcularon utilizando:

- Las bases técnicas establecidas en el Decreto 2783 de 2001.
- La tabla Colombiana de mortalidad de rentas vitalicias hombres y mujeres "Experiencia 2005-2008", según Resolución 1555/2010 de la Superintendencia Financiera de Colombia.
- Interés técnico a una tasa DANE (IPC de largo plazo, equivalente al promedio ponderado del IPC de los últimos 3 años) del 2.48833% y una tasa real de 4.80%.

A diciembre de 2015 y 2014, la reserva total de pensiones y beneficios convencionales de retiro ascendió a \$80.827.014

(...)

Otras provisiones que resaltan dentro del pasivo, son de contingencias para litigios con un valor de \$32.602 millones, sobre estas la empresa revela en la Nota 18:

(...)

	2015		2014	
	Pretensiones	Provisión	Pretensiones	Provisión
Litigios y Demandas				
Administrativas	\$ 71.565.380	\$ 27.952.915	\$43.409.695	\$ 26.434.358
Laborales	\$ 4.968.113	\$ 4.648.228	\$ 5.611.385	\$ 4.736.877
Civiles -			\$ 4.183.923	\$ 413.880
Total	\$ 76.533.493	\$ 32.601.143	\$53.205.003	\$ 31.585.115

(...)

**El patrimonio** a diciembre de 2015, del servicio de energía eléctrica en el sistema interconectado ascendió a 386.105 millones, \$5.292 millones con respecto a diciembre de 2014, este incremento esta principalmente sustentado en mayor valor por resultados del ejercicio y aumento en el superávit por valorización

## 2.2 Estado de Resultados

**Tabla 4**

*Estado de Resultados*

ESTADO DE RESULTADOS	DICIEMBRE. 2015	DICIEMBRE . 2014	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$280.897.438.521	\$263.518.722.575	6,59%
COSTOS OPERACIONALES	\$217.947.669.669	\$194.501.397.710	12,05%
GASTOS OPERACIONALES	\$53.115.236.878	\$63.738.585.983	-16,67%
<b>UTILIDADES OPERACIONALES</b>	<b>\$9.834.531.974</b>	<b>\$5.278.738.882</b>	<b>86,30%</b>
OTROS INGRESOS	\$5.287.787.140	\$6.768.589.200	-21,88%
OTROS GASTOS	\$4.489.098.598	\$3.825.140.062	17,36%
GASTO DE INTERESES	\$9.619.731	\$161.090.675	-94,03%
<b>UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO</b>	<b>\$10.633.220.516</b>	<b>\$8.222.188.020</b>	<b>29,32%</b>

Fuente SUI cifras en Pesos

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución, estos para diciembre de 2015 fueron de \$280.897 millones, presentando un aumento del 6,59% con respecto a diciembre de 2014, su detalle es mostrado en la siguiente tabla, por otra parte se revela como los ingresos por comercialización corresponden al 88% del total ingresos operacionales y el 12% a los ingresos por concepto de Distribución.



**Figura 1: Ingresos por actividad.**

Fuente SUI

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 77,59% de los Ingresos Operacionales de diciembre de 2015, aumentándose en 12,05% con respecto al año 2014, pasando de \$194.501 millones en el 2014 a \$217.948 millones en 2015, de estos costos operacionales sobresalen los costos de bienes y servicios, cuyo monto

fue de \$132.109 millones, equivalente al 61%, del total de los costos operacionales. En relación con estos bienes y servicios las compras de energía en bloque y/o a largo plazo se ubican en \$63.569 millones y compra de energía en bolsa por \$35.561 millones.

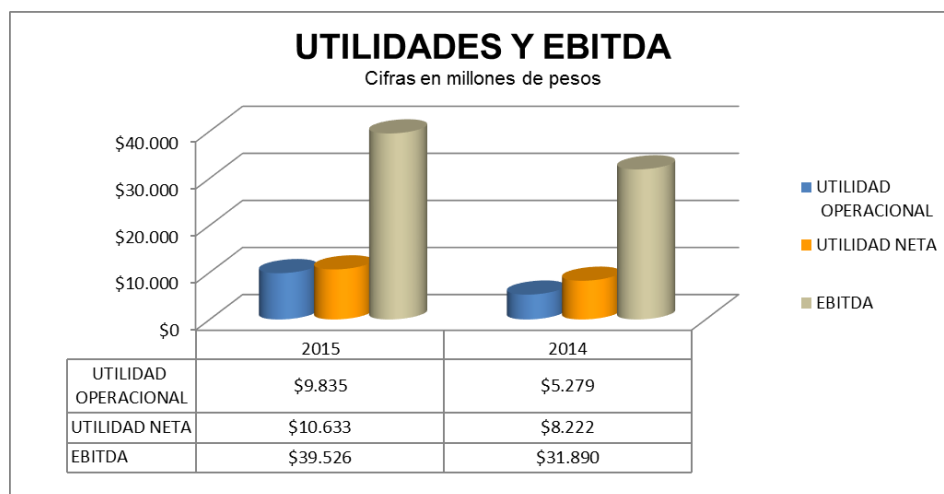
Los gastos operacionales a diciembre de 2015 decrecieron en 16,67%, pasando de \$63.739 millones a \$53.115 millones, siendo su composición la siguiente: (i) Gastos administrativos 65%; (ii) Provisiones, depreciaciones y amortizaciones 35. Los gastos de administración presentaron un menor valor de \$462 millones, ubicándose en \$34.678 millones a diciembre de 2015, de los cuales \$26.435 millones corresponden a gastos de personal, \$3.913 millones gastos generales y \$4.329 millones a erogaciones por impuestos, contribuciones y tasas.

Las cuentas de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2015 decrecieron \$18.438 millones, de este rubro los más significativos son las provisiones para obligaciones fiscales con \$11.686 millones.

Los otros ingresos para la vigencia 2015 suman \$5.288 millones, desmejorando en \$1.481 millones con respecto a la vigencia 2014, están compuestos principalmente por: i) financieros \$1.975, ii) extraordinarios \$3.779 millones; iii) Ajustes ejercicios anteriores menos \$ 66 millones.

Los gastos no operacionales ascienden a \$4.489 millones, siendo los más importantes los extraordinarios con el 94%.

### 2.3. Utilidades y Ebitda



**Figura 2: Utilidades y EBITDA**

*Fuente SUI en millones*

El Servicio de energía en el Sistema Interconectado de CEDENAR, a diciembre de 2015 presenta en su operación, un Ebitda de \$39.526 millones, mejorando con respecto al año anterior \$7.637 millones, respecto a la utilidad neta para el año 2015 ascendió a \$10.633 millones, se aumentó con respecto al año anterior en \$2.411 millones.

## 2.3. Indicadores

**Tabla 5**  
*Indicadores*

INDICADORES	2015	2014
<b>INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN</b>		
Razón Corriente – Veces	1,85	1,85
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	140	148
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	24	22
Activo Corriente Sobre Activo Total	17,60%	20,53%
<b>INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO</b>		
Nivel de Endeudamiento	31%	29%
Patrimonio Sobre Activo	69%	71%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	31%	38%
Cobertura de Intereses – Veces	4108,89	197,96
<b>INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD</b>		
E bitda	\$39.526.369.489	\$31.889.584.530
Margen Operacional	14%	12%
Rentabilidad de Activos	7%	6%
Rentabilidad de Patrimonio	8%	7%

*Nota: Fuente SUI*

### 2.3.1. Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2015 es de 1,85 veces, indicador el mismo comportamiento con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, por lo que para cumplir con sus deudas o pasivos a corto plazo nos muestra que por cada peso de deuda a corto plazo se tiene 1.85 para responder.

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar asciende a 140 días, 8 días menos que la vigencia anterior, la empresa tarda 24 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando en 2 días con respecto a 2014.

### 2.3.2. Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2015 es de 31%, evidenciando un aumento del 2% con respecto a 2014, el Pasivo corriente representa el 30,8% del total de los Pasivos.

### 2.3.3. Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2015 fue del 14%, aumentando en 2% respecto al año anterior; La rentabilidades de los activos y patrimonio se posicionaron en 7% y 8% respectivamente al final del ejercicio del año 2015.



### 3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

#### 3.1 CONTINUIDAD

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Resolución 097 de 2008, estableció el esquema actual de calidad y compensaciones, en el cual se define el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Este índice representa el porcentaje medio de energía que los clientes dejan de consumir debido a las interrupciones en la prestación del servicio. En la Resolución 170 de 2010 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG establece los Índices de Referencia de la Discontinuidad - IRAD de CEDENAR S.A. E.S.P. Estos índices permiten analizar el comportamiento de la calidad del servicio de la empresa prestadora.

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

$$\Delta Dt_{n,m} = (IRAD_{n,p} - ITAD_{n,p,m-4}) * CRO_{m-1}$$

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

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

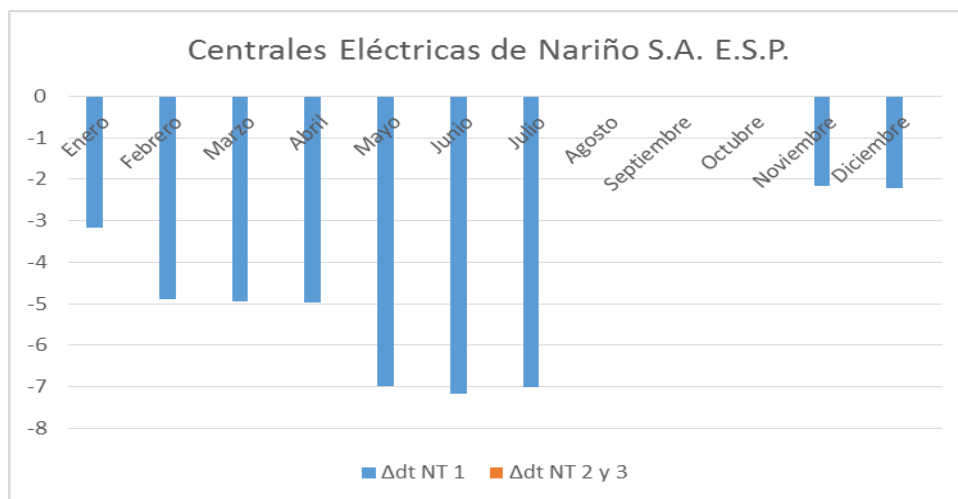
Los valores del Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad ( $\Delta Dt$ ) de CEDENAR S.A. E.S.P., para el año 2015 fueron::

**Tabla 6**

*$\Delta Dt$  para nivel de tensión 1 y Niveles de tensión 2 y 3*

MES	$\Delta dt$ NT 1	$\Delta dt$ NT 2 y 3
Enero	-3,17085	0
Febrero	-4,89204	0
Marzo	-4,93271	0
Abril	-4,98171	0
Mayo	-6,97576	0
Junio	-7,16492	0
Julio	-7,00325	0
Agosto	0	0
Septiembre	0	0
Octubre	0	0
Noviembre	-2,16301	0
Diciembre	-2,21555	0

Nota. Fuente SUI



**Figura 3: Δdt para nivel de tensión 1 y Niveles de tensión 2 y 3. Fuente DTGE**

Según la información de la tabla y de la gráfica anterior, la empresa no cumplió con las metas de calidad de referencia (IRAD) para el nivel de tensión 1 establecidas por la CREG para CEDENAR S.A. E.S.P. en el año 2015, por lo cual la Dirección Técnica de Gestión de Energía adelantará las acciones de control de haya lugar.

### 3.2 MANTENIMIENTOS

Mantenimiento en Redes Durante el año 2015, se llevaron a cabo 63 contratos de reparación o remodelación de redes eléctricas en donde se prioriza la remodelación de la red de media tensión y se interviene la red de baja tensión en diferentes municipios del departamento, a partir de la ejecución de \$13.380 millones, presupuesto que se destinó a 471.96 kilómetros de media/baja tensión favoreciendo a 10.331 usuarios.

En comparación al año 2014 se realizaron doce (12) contratos con terceros en diferentes zonas del departamento de Nariño, los cuales se encaminaron a proveer del servicio de mantenimiento preventivo y correctivo del sistema distribuidor, por valor de \$5.565 millones.

**Tabla 7**

*Actividades de mantenimiento realizadas*

Zonas	Ejecutado	Km MT	Km BT	Usuarios
Zona Norte	3.199	64,72	43,1	3.375
Zona Sur	4.360	91,4	62,2	2.844
Zona Centro	2.370	49,8	40,04	1.548
Zona Occidente	3.391	60,3	57,3	2.519
Zona Pacifico	61	1	1,6	45
<b>Total</b>	<b>13.380</b>	<b>267,2</b>	<b>204,24</b>	<b>10.331</b>

*Nota:* Fuente Informe de gestión. Cifras en millones de pesos

#### 3.2.1. Mantenimiento de Subestaciones Eléctricas

Con el fin de lograr mejores índices de calidad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, en el año 2015 los programas 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 y líneas de transmisión y distribución. Los programas de mantenimiento establecidos para el año 2015, fueron planteados y desarrollados con el fin de maximizar los tiempos de operatividad y servicio de los diferentes elementos que conforman las subestaciones, atendidas y no atendidas; así como también lo concerniente a la optimización de la disponibilidad de las plantas hidráulicas de generación propia de la empresa. - Trabajos de restitución operativa total de la subestación Pasto, consistente en la implementación, pruebas y puesta en servicio de equipos de mando medida y protección en niveles 115 kV y 13,8 kV, de igual manera, lo correspondiente a la puesta en operación de un nuevo transformador de potencia 25-33MVA, 115/13,8 kV, cableado de control y de potencia para 6 circuitos de distribución, los cuales suministran servicio al municipio de Pasto. Con estos trabajos, cuya entrada en servicio e inauguración se llevó a cabo el 3 de agosto de 2015 en presencia del ministro de Minas y Energía, Dr. Tomas González, se da por superada y resuelta en su totalidad la emergencia sufrida en esta subestación el día 16 de abril de 2013. –

Actividades de reposición de celdas de mando, medida y protección en la subestación Tumaco, en niveles, 34,5 kV y 13,8 kV incluyéndose de igual manera la reposición de 6 interruptores 34,5 kV, con lo cual se garantiza la operatividad y selectividad ante fallas externas de esta subestación, permitiendo mejores tiempos de respuesta ante eventualidades y por consiguiente mejores niveles de calidad de servicio a los usuarios de la ciudad de Tumaco y alrededores. Como parte del plan de reposición de equipos, como los descritos anteriormente, se adelantó similares trabajos en la subestación Buchely en donde se intervinieron niveles 115 kV, 34,5kV y 13,8 kV. - Reposición e implementación de equipos de corte y control, consistentes en: cambio de interruptores en los niveles 34,5 kV y 13,8 kV, instalación de reconectores 13,8 kV para circuitos de distribución en subestaciones, independizando alimentadores y por consiguiente minimizando el número de usuarios afectados ante fallas. - Verificación, ajuste y reconfiguración de relés de protección en subestaciones, con el fin de lograr mejor coordinación de protecciones, lo que permite aislar fallas en el sistema y minimizando la cantidad de usuarios afectados. - Entrada en operación de la nueva subestación San Lorenzo, ubicada en la cabecera municipal del mismo, niveles de tensión 34,5/13,8 kV, alimentada mediante nueva línea 34.5 kV con una distancia de 11km, desde la subestación Taminango (11 km) y con una capacidad instalada de 6 MVA. Este nuevo núcleo de distribución permitirá a la región de mejores niveles en la calidad de la prestación del servicio

### 3.3. ACCIDENTES DE ORIGEN ELÉCTRICO

**Tabla 8**

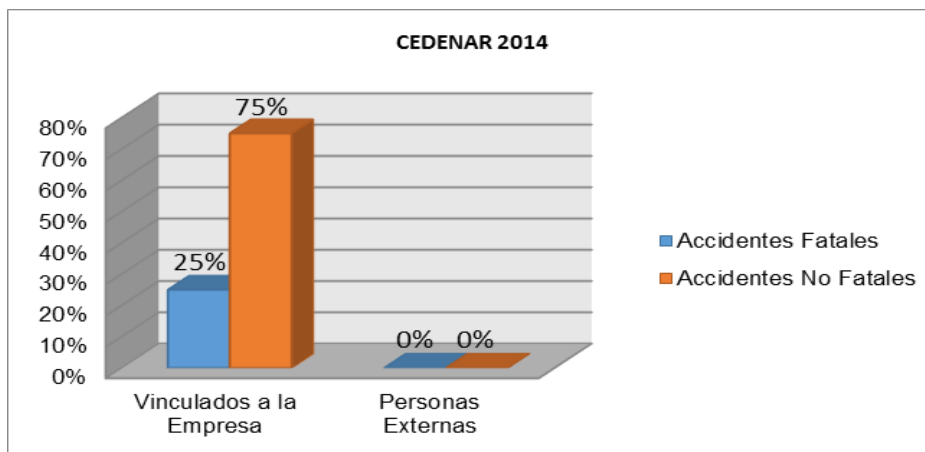
*Relación de accidentes 2014 y 2015*

CEDENAR		Vinculados a la Empresa	Personas Externas	DISPAC 2014	Vinculados a la Empresa	Personas Externas
Accidentes 2014	Fatales	1	0	Accidentes Fatales	25%	0%
	No Fatales	3	0	Accidentes No Fatales	75%	0%

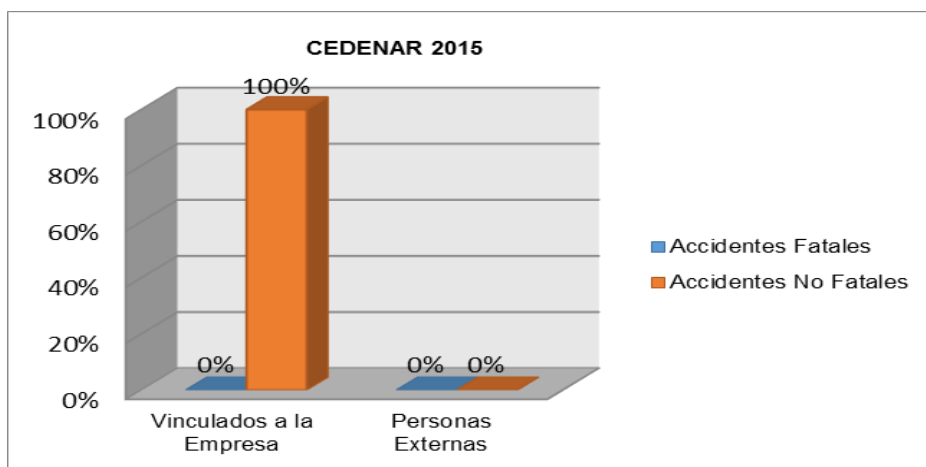
CEDENAR		Vinculados a la Empresa	Personas Externas	DISPAC 2015	Vinculados a la Empresa	Personas Externas
Accidentes 2015	Fatales	0	0	Accidentes Fatales	0%	0%
	No Fatales	1	0	Accidentes No Fatales	100%	0%

*Nota. Fuente SUI*



**Figura 4: Relación de accidentes 2014**

Fuente SUI



**Figura 5: Relación de accidentes 2015**

Fuente SUI

En general puede notarse que los resultados de CEDENAR fueron favorables al 31 de diciembre del 2015 en lo que respecta a índices de accidentalidad y fatalidades por contacto eléctrico se reflejan las buenas prácticas y formas de trabajo seguro además de las brigadas de incentivar a los ciudadanos a no cometer imprudencias.

### 3.4. INVERSIONES

#### 3.4.1. Ejecución de los Proyectos de Inversión

Para el año 2015 el prestador de servicio Empresa Centrales eléctricas de Nariño SA ESP, reportó al Sistema Único de Información – SUI, el estado de avance de 10 proyectos de inversión, por un monto total de \$46.674.065.448, estos proyectos buscan mejorar la calidad y continuidad en la prestación del servicio de energía , esto representa un porcentaje de aumento de inversiones del 2015 con respecto al 2014 de 38% de lo reportado en el SUI.

El proyecto donde se hizo la mayor inversión fue en la construcción de las subestaciones Jardinera y San Martín, 115/34.5Kv. . Subestación San Martín con capacidad de 30/40 MVA, mas reconfiguración de la línea rio mayo-pasto 115KV y San Martín-Pasto 115KV. Subestación Jardinera con capacidad de 10/12.5 MVA, reconfiguración de la línea Jardinera-Junín 115KV en Jamondino-Jardinera 115KV y Jardinera- Junín 115KV, línea Jamondino- Panamericana (Ipiales) 115KV, el porcentaje de avance reportado a la fecha es del 89%.

Para el año 2015, se reportaron 6 proyectos de expansión por un valor total de \$ 23.398.925.552, esto representa el 50% de inversión, y se tienen 4 proyectos de reposición, por un valor total de \$ 23.275.139.896, que representa el 50% del total de inversiones.

Del informe de gestión 2015 de la empresa se extrajo el valor de la inversión en proyectos de remodelación por un valor total de \$ 13.380.984.795, presupuesto que se destinó a 741, 4 kilómetros de remodelación de redes de media y baja tensión, favoreciendo a 10.331 usuarios.

**Tabla 9**  
*Inversiones CEDENAR SA ESP 2015*

PROYECTO	DESCRIPCION	FECHA_INICIO	FECHA_FINAL	ESTADO	VALOR_REAL	AVANCE
CEDDIS112	Remodelación redes zona norte sur occidente y pacífico	01/01/15	31/12/15	EE	\$15.605.214.606	90%
CEDDIS212	Remodelación circuitos ciudad de pasto	01/01/15	31/12/15	EE	\$1.571.049.632	97%
CEDDIS312	Implementación del centro local de control y contact center	01/01/15	31/12/15	EE	\$1.370.487.255	88%
CEDDIS612	construcción subestación san Lorenzo	01/01/15	31/12/15	FI	\$288.266.764	100%
CEDDIS1113	remodelación centro de pasto red avante	01/01/15	31/12/15	EE	\$2.001.656.123	79%
CEDDIS1501	construcción subestación jardinera y san Martín	01/01/15	31/12/15	EE	\$17.541.737.742	89%
CEDDIS912	proyecto PRONE Tumaco	01/01/15	31/12/15	EE	\$1.686.774.006	70%
CEDDIS1014	reposición equipos subestaciones	01/01/15	31/12/15	EE	\$2.131.011.268	85%
CEDDIS1015	reposición equipos subestaciones zona pacífico	01/01/15	31/12/15	EE	\$65.766.400	47%
CEDCOM312	instalación macro medidores	01/01/15	31/12/15	EE	\$4.412.101.652	58%
	<b>Valor total inversiones registradas</b>				<b>\$46.674.065.448</b>	

Nota: Fuente SUI

**Tabla 10***Proyectos de remodelación de redes de Media y Baja Tensión 2015*

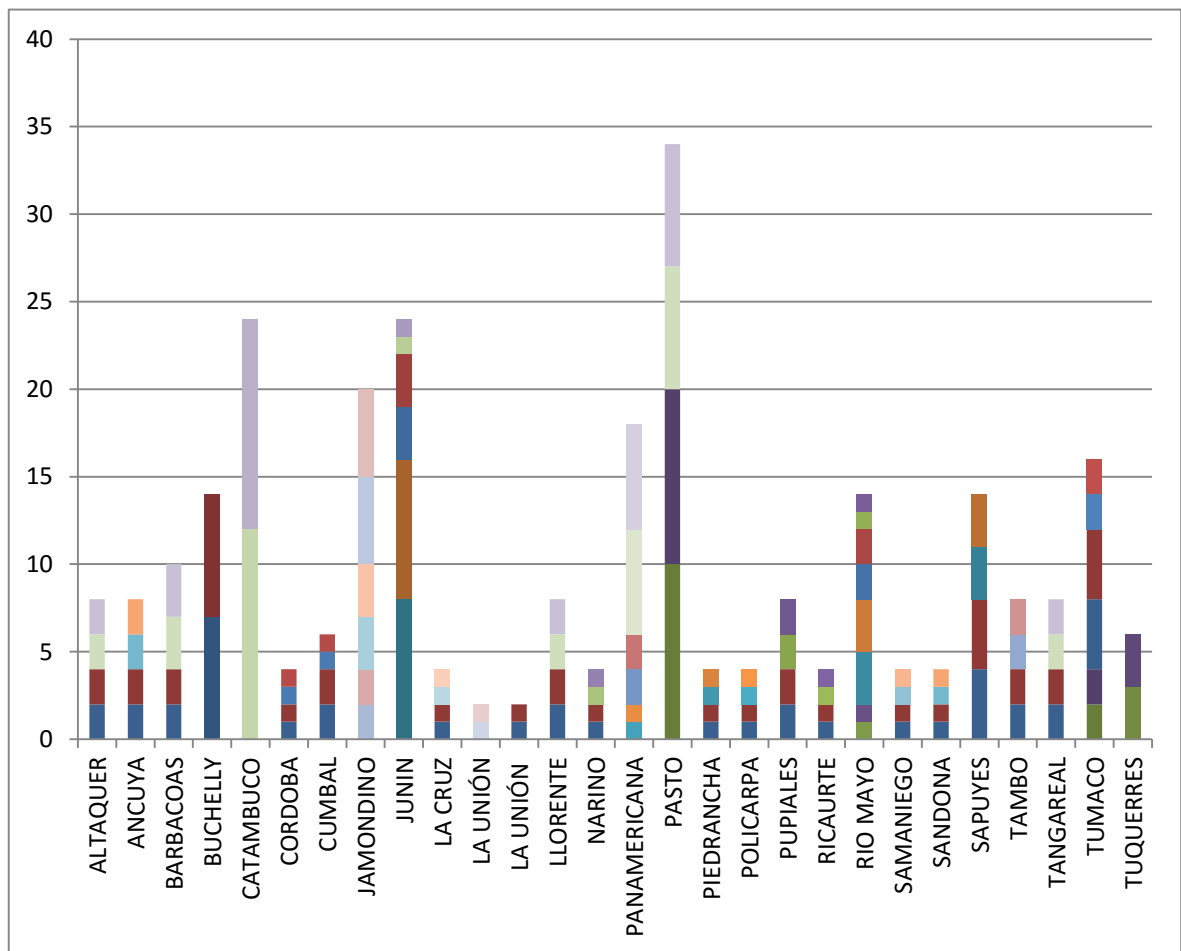
<b>ZONAS</b>	<b>VALOR EJECUTADO</b>	<b>KM MT</b>	<b>KM BT</b>	<b>CANTIDAD DE USUARIOS</b>
Norte	\$31.992.507.898	64,72	43,1	3.375
Sur	\$4.360.250.125	91,4	62,2	2.844
Centro	\$2.370.222.350	49,8	40,04	1.548
Occidente	\$3.390.562.147	60,3	57,3	2.519
Pacífico	\$60.699.384	1,0	1,6	45
<b>TOTAL EJECUTADO</b>	<b>\$133.803.984.795</b>	<b>267,2</b>	<b>204,2</b>	<b>10.331</b>

*Nota:* Fuente Informe de gestión 2015 EEP SA ESP

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

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

En la siguiente gráfica se muestra de modo consolidado, las actividades programadas para el año 2015 en 28 subestaciones, que hacen parte de los activos de la empresa



**Figura 6: PARR CEDENAR SA ESP**

Fuente DTGE SSPD

En la siguiente tabla se presentan las actividades que Cedonar programó para cada una de las 28 subestaciones incluidas en el PARR del año 2015:

**Tabla 11**  
Actividades programadas para las subestaciones

SUBESTACIONES / ACTIVIDADES	No ACTIVIDAD
<b>ALTAQUER</b>	<b>4</b>
ACTUALIZACION DE CELDAS	2
REPOSICION DE TC Y TP 34 Y 13 kV EQUIPO DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA	2
<b>ANCUYA</b>	<b>4</b>
REPOSICION DE TC Y TP 34 Y 13 kV EQUIPO DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA	2
REPOSICION DE EQUIPOS DE MEDIDA TC Y TP EN NIVEL DE TENSION 13 kV	2
<b>BARBACOAS</b>	<b>5</b>
ACTUALIZACION DE CELDAS	3
REPOSICION DE TC Y TP 34 Y 13 kV EQUIPO DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA	2
<b>BUHELLY</b>	<b>7</b>
ACTUALIZACION DE CELDAS	7
<b>CATAMBUCO</b>	<b>12</b>
REPOSICION DE EQUIPOS DE MEDIDA ENTRE NIVELES TC Y TP 115 kV 34 kV Y 13 kV	12
<b>CORDOBA</b>	<b>2</b>
REPOSICION DE TC Y TP 34 Y 13 kV EQUIPO DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA	1
REPOSICION DE EQUIPO DE MEDIDA TC Y TP 13 kV	1
<b>CUMBAL</b>	<b>3</b>
REPOSICION DE TC Y TP 34 Y 13 kV EQUIPO DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA	2
REPOSICION DE EQUIPO DE MEDIDA TC Y TP 13 kV	1
<b>JAMONDINO</b>	<b>10</b>
REPOSICION DE EQUIPOS DE MEDIDA ENTRE NIVELES TC Y TP NIVEL 115 kV 34 kV	1
REPOSICION DE EQUIPOS DE MEDIDA ENTRE NIVELES TC Y TP NIVEL 115 kV Y 13 kV	1
REPOSICION DE EQUIPOS DE MEDIDA ENTRE NIVELES TC Y TP NIVEL 13 kV	4
REPOSICION DE EQUIPOS DE MEDIDA ENTRE NIVELES TC Y TP NIVEL 34 kV	2
REPOSICION DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA 12 MVA 115 34	1
REPOSICION DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA 40 MVA 115 13	1
<b>JUNIN</b>	<b>12</b>
ACTUALIZACION DE CELDAS	11
REPOSICION TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE SUBESTACION	1
<b>LA CRUZ</b>	<b>2</b>
REPOSICION DE TC Y TP 34 Y 13 kV EQUIPO DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA	1
REPOSICION DE EQUIPOS DE MEDIDA TC Y TP 13 kV	1
<b>LA UNIÓN</b>	<b>1</b>
REPOSICION DE EQUIPOS DE MEDIDA TC Y TP 13 kV	1
LA UNIÓN	1
REPOSICION DE TC Y TP 34 Y 13 kV EQUIPO DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA	1
LLORENTE	4
ACTUALIZACION DE CELDAS	2
REPOSICION DE TC Y TP 34 Y 13 kV EQUIPO DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA	2
<b>NARINO</b>	<b>2</b>
REPOSICION DE TC Y TP 34 Y 13 kV EQUIPO DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA	1
REPOSICION DE EQUIPOS DE MEDIDA TC Y TP EN NIVEL DE TENSION 13 kV	1
<b>PANAMERICANA</b>	<b>9</b>
REPOSICION DE ACCESORIOS TC TP 115 kV 34 kV 13 kV	1
REPOSICION EQUIPO DE MEDIDA Y ACCESORIOS 13 kV	6
REPOSICION EQUIPO DE MEDIDA Y ACCESORIOS 34 kV	2
<b>PASTO</b>	<b>17</b>
REPOSICION CELDA 13	6
REPOSICION DE CELDA	7
REPOSICION DE CELDA 115 kV ASOCIADO A LA BAHIA DE LINEA DEL CIRCUITO PASTO CATAMBUCO	1
REPOSICION DE CELDA 115 kV ASOCIADO A LA BAHIA DE LINEA DEL CIRCUITO PASTO JAMONDINO	1
REPOSICION DE CELDA 115 kV ASOCIADO A LA BAHIA DE LINEA DEL CIRCUITO PASTO RIO MAYO	1
REPOSICION DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA 25 33MVA 115	1
<b>PIEDRANCHA</b>	<b>2</b>
REPOSICION DE TC Y TP 34 Y 13 kV EQUIPO DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA	1
REPOSICION DE EQUIPOS DE MEDIDA Y CONTROL EN NIVEL DE 13 Y 34 kV	1
<b>POLICARPA</b>	<b>2</b>
REPOSICION DE TC Y TP 34 Y 13 kV EQUIPO DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA	1
REPOSICION DE EQUIPOS DE MEDIDA TC Y TP EN NIVEL DE TENSION 13 kV	1



SUBESTACIONES / ACTIVIDADES	No ACTIVIDAD
<b>PUPIALES</b>	<b>4</b>
REPOSICION DE TC Y TP 34 Y 13 kV EQUIPO DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA	2
REPOSICION DE EQUIPO DE MEDIDA TC Y TP 13 kV	2
<b>RICAUARTE</b>	<b>2</b>
REPOSICION DE TC Y TP 34 Y 13 kV EQUIPO DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA	1
REPOSICION DE CELDAS DE CONTROL PROTECCION Y MEDIDA 34 kV	1
<b>RIO MAYO</b>	<b>7</b>
REPOSICION DE ACCESORIOS TC TP 115 kV 34 kV 13 kV	1
REPOSICION DE EQUIPOS DE MEDIDA	5
REPOSICION DE INTERRUPTOR 115 KV BAHIA DE LINEA RIO MAYO PASTO	1
<b>SAMANIEGO</b>	<b>2</b>
REPOSICION DE TC Y TP 34 Y 13 kV EQUIPO DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA	1
REPOSICION DE EQUIPOS DE MEDIDA TC Y TP EN NIVEL DE TENSION 13 kV	1
<b>SANDONA</b>	<b>2</b>
REPOSICION DE TC Y TP 34 Y 13 kV EQUIPO DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA	1
REPOSICION DE EQUIPOS DE MEDIDA TC Y TP EN NIVEL DE TENSION 13 kV	1
<b>SAPUYES</b>	<b>7</b>
REPOSICION DE TC Y TP 34 Y 13 kV EQUIPO DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA	4
REPOSICION TC Y TP MEDIDA ENTRE NIVELES	3
<b>TAMBO</b>	<b>4</b>
REPOSICION DE TC Y TP 34 Y 13 kV EQUIPO DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA	2
REPOSICION DE EQUIPOS DE MEDIDA TC Y TP EN NIVEL DE TENSION 13 kV	2
<b>TANGAREAL</b>	<b>4</b>
ACTUALIZACION DE CELDAS	2
REPOSICION DE TC Y TP 34 Y 13 kV EQUIPO DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA	2
<b>TUMACO</b>	<b>8</b>
REPOSICION DE TC Y TP 34 Y 13 kV EQUIPO DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA	4
REPOSICION DE EQUIPO MEDIDA Y EQUIPO ASOCIADO TC Y TP 13 kV	4
<b>TUQUERRES</b>	<b>3</b>
REPOSICION DE EQUIPO DE MEDIDA TC Y TP 13 kV	2
REPOSICION DE EQUIPOS DE MEDIDA TC Y TP EN NIVEL DE TENSION 34 kV	1
<b>TOTAL ACTIVIDADES DE REPOSICIÓN SUBESTACIONES CEDENAR</b>	<b>142</b>

Nota: Fuente SUI

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

## ANTECEDENTES

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

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

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

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

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

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

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

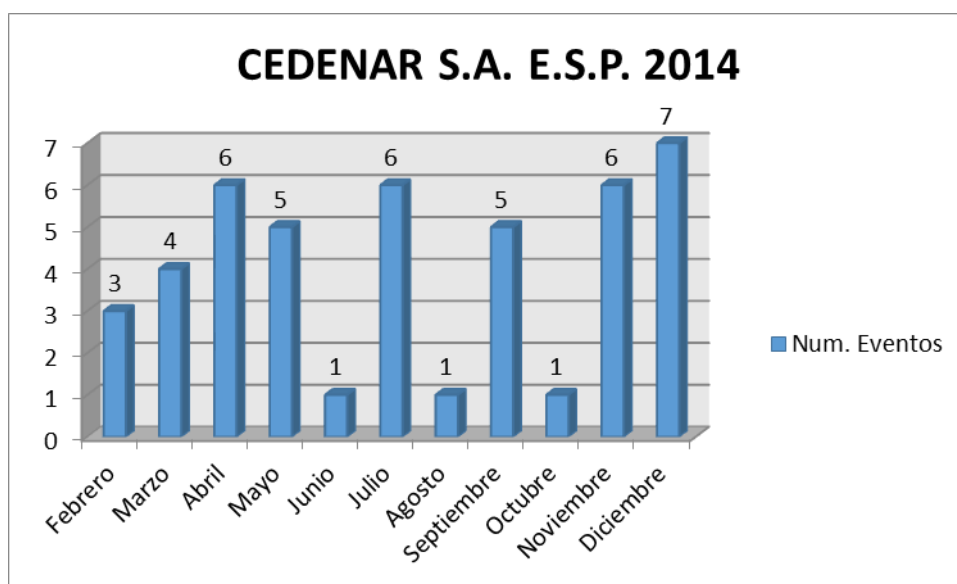
**Parágrafo 2.** Este reporte deberá incluir los trabajos que haya realizado el OR desde la misma fecha de inicio del esquema. El SUI habilitará el aplicativo de reporte para su registro”.

CEDENAR SA ESP en el año 2015 no radicó en la SSPD ningún comunicado acerca del Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones.

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

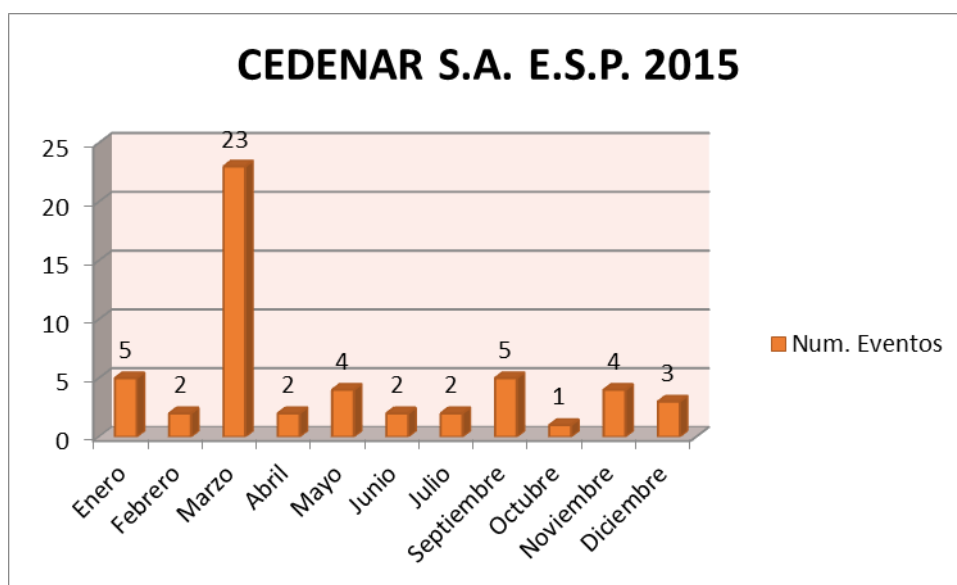
### **3.6 EVENTOS DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA**

De acuerdo con el informe de eventos publicado por el Centro Nacional de Despacho – CND, se presentó en el sistema operado por la empresa CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A E.S.P. (CEDENAR) un total de 45 eventos en el año 2014 y 53 eventos en el año 2015, los cuales se han distribuido en distintos meses de la siguiente forma:



**Figura 7: Relación de Eventos de Energía No Suministrada – CEDENAR E.S.P. 2014**

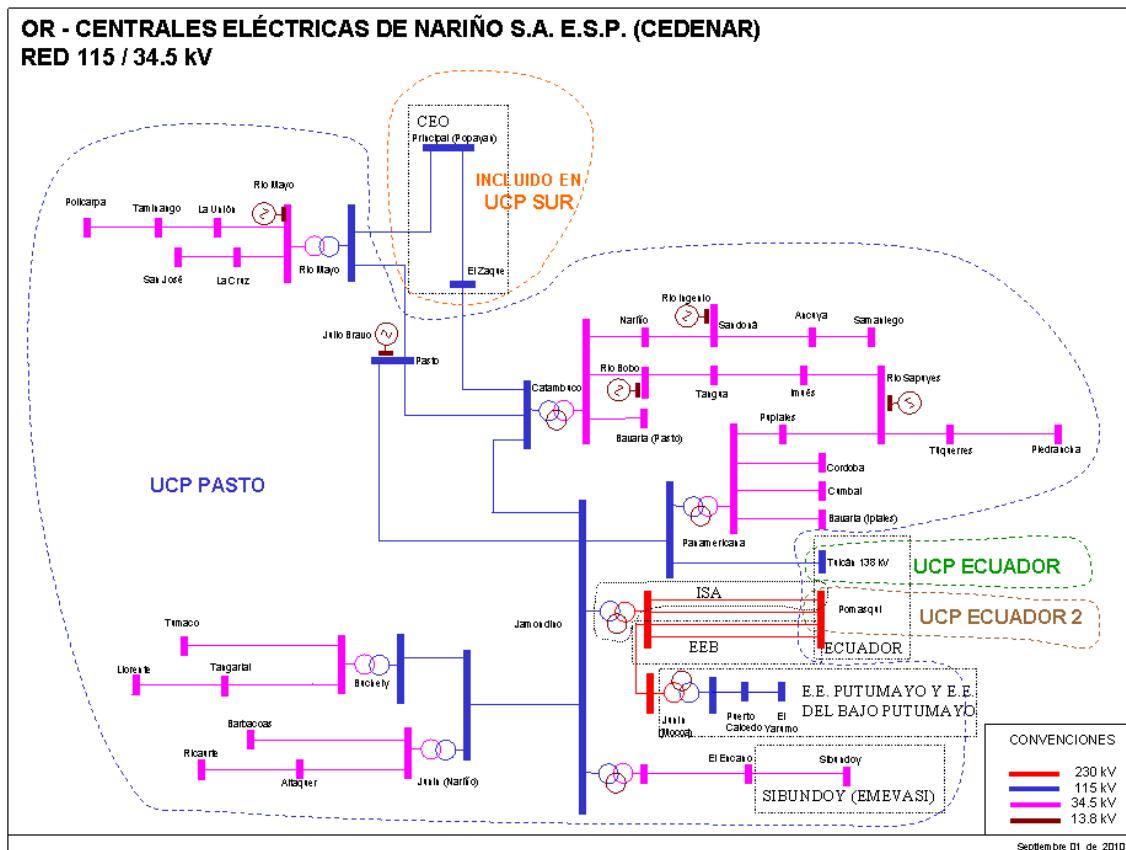
Fuente XM S.A. E.S.P.



**Figura 8: Relación de Eventos de Energía No Suministrada – CEDENAR E.S.P. 2015**

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

Al respecto, se observa un aumento en la cantidad de eventos presentados en 2015 respecto al año anterior, en donde según información de XM, se presentaron 45 eventos. Así mismo, de acuerdo con los eventos reportados por la empresa ante XM, el activo que tuvo mayor número de indisponibilidad fue RIO MAYO, con 12 incidencias en el 2014 y 21 incidencias en el 2015.



**Figura 9: DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EMPRESA**  
Fuente XM S.A. E.S.P.

#### 4. ASPECTOS COMERCIALES

De acuerdo a la información suministrada por el SUI se presenta el análisis de los aspectos comerciales de la empresa relacionados con número de suscriptores, niveles de consumo, facturación, cumplimiento de la factura de acuerdo a la Resolución CREG 108 de 1997, atención en oficinas de atención al usuario, tarifas, subsidios y contribuciones, calidad del servicio, nivel de satisfacción del usuario (NSU), entre otras, con el fin de analizar su estructura de mercado.

## 4.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO

### 4.1.1 Número de usuarios clasificados por tipo de uso

**Tabla 12**

*Suscriptores clasificados 2015 vs 2014*

Estrato/ Uso	Tipo	2014		2015		Suscriptores Nuevos	Variación %
		Suscriptores a Dic	% Participación	Suscriptores a Dic	% Participación		
1	Residencial	182596	51,39%	208242	54,03%	25646	14,05%
2	Residencial	103257	29,06%	104475	27,11%	1218	1,18%
3	Residencial	34887	9,82%	35771	9,28%	884	2,53%
4	Residencial	11255	3,17%	11901	3,09%	646	5,74%
5	Residencial	2855	0,80%	2859	0,74%	4	0,14%
6	Residencial	14	0,004%	24	0,01%	10	71,43%
<b>Total Residencial</b>		334864	94,25%	363272	94,26%	28408	8,48%
<b>Industrial</b>	No Residencial	1132	0,32%	1246	0,32%	114	10,07%
<b>Comercial</b>	No Residencial	15585	4,39%	16687	4,33%	1102	7,07%
<b>Oficial</b>	No Residencial	1917	0,54%	2097	0,54%	180	9,39%
<b>Otros</b>	No Residencial	1795	0,51%	2097	0,54%	302	16,82%
<b>Total No Residencial</b>		20429	5,75%	22127	5,74%	1698	8,31%
<b>Total</b>		355293	100%	385399	100%	30106	<b>8,47%</b>

*Nota:* Fuente SUI

Para los años de estudio (2014- 2015) la Central Eléctrica de Nariño S.A E.S.P – CEDENAR clasificaba sus usuarios por estratos que va del 1 al 6 o por uso que pueden ser Industrial, Comercial, Oficial y otros dependiendo de su actividad, estos a su vez pueden ser de tipo residencial o no residencial.

Se puede observar que para los de estudio la mayor concentración de usuarios (suscriptores) se encuentra en los estratos 1 y 2, los cuales tuvieron una participación del mercado del 80,45% para el año 2014 correspondiente a 285.853 suscriptores y del 81,14% para el año 2015 correspondiente a 312.717 suscriptores en el sector residencial. El estrato 3 tiene la tercera mayor participación en el mercado total de la empresa con 34.887 suscriptores (9,82%) para el año 2014 y para el año 2015 con 35771 suscriptores (9,28%).

Para el sector no residencial, los usuarios comerciales son los de mayor participación en el mercado con 4,39% para el año 2014 y del 4,33% para el año 2015, representados en 15.585 y 16.687 suscriptores respectivamente.

Adicionalmente al realizar el cálculo de la variación porcentual con respecto al año 2014, se puede observar que los estratos 1 y 6 tuvieron el mayor crecimiento con 14,05% y 71,43% respectivamente traduciéndose en 25.646 y 10 suscriptores más. En el tipo No Residencial, específicamente en otros usos, se identifica que se tuvo un incremento de 16,82% respecto al año anterior adicionando 302 nuevos suscriptores.

Con corte al 31 de diciembre de 2015, la empresa CEDENAR S.A. E.S.P incorporó 30106 nuevos suscriptores correspondiente a un incremento de 8,47% respecto al año anterior.

## 4.2 NIVELES DE CONSUMO

**Tabla 13**

*Consumo por Estrato y Sector de Consumo CEDENAR S.A. E.S.P 2014 – 2015*

Estrato/ Uso	Tipo	2014		2015		Variación %
		Consumo (kmh)	% Participación	Consumo (kmh)	% Participación	
1	Residencial	168723052	32,57%	183404134	33,27%	8,70%
2	Residencial	113912814	21,99%	116822691	21,19%	2,55%
3	Residencial	49476436	9,55%	51074962	9,26%	3,23%
4	Residencial	17764456	3,43%	17974241	3,26%	1,18%
5	Residencial	4386736	0,85%	4596102	0,83%	4,77%
6	Residencial	19002	0,004%	50857	0,01%	167,64%
<b>Total Residencial</b>		354282496	68,39%	373922987	67,82%	5,54%
<b>Industrial</b>	No Residencial	21414548	4,13%	22460413	4,07%	4,88%
<b>Comercial</b>	No Residencial	70684964	13,65%	78931171	14,32%	11,67%
<b>Oficial</b>	No Residencial	27253138	5,26%	29254590	5,31%	7,34%
<b>Otros</b>	No Residencial	44376341	8,57%	46738239	8,48%	5,32%
<b>Total No Residencial</b>		163728991	31,61%	177384413	32,18%	8,34%
<b>Total</b>		518011487	100%	551307400	100%	<b>6,43%</b>

Nota: Fuente SUI

En el sector residencial, el mayor consumo demandado para los años 2014 y 2015 en energía se sitúa en los estratos 1 y 2, teniendo una participación de 54,56% y 54,46%.

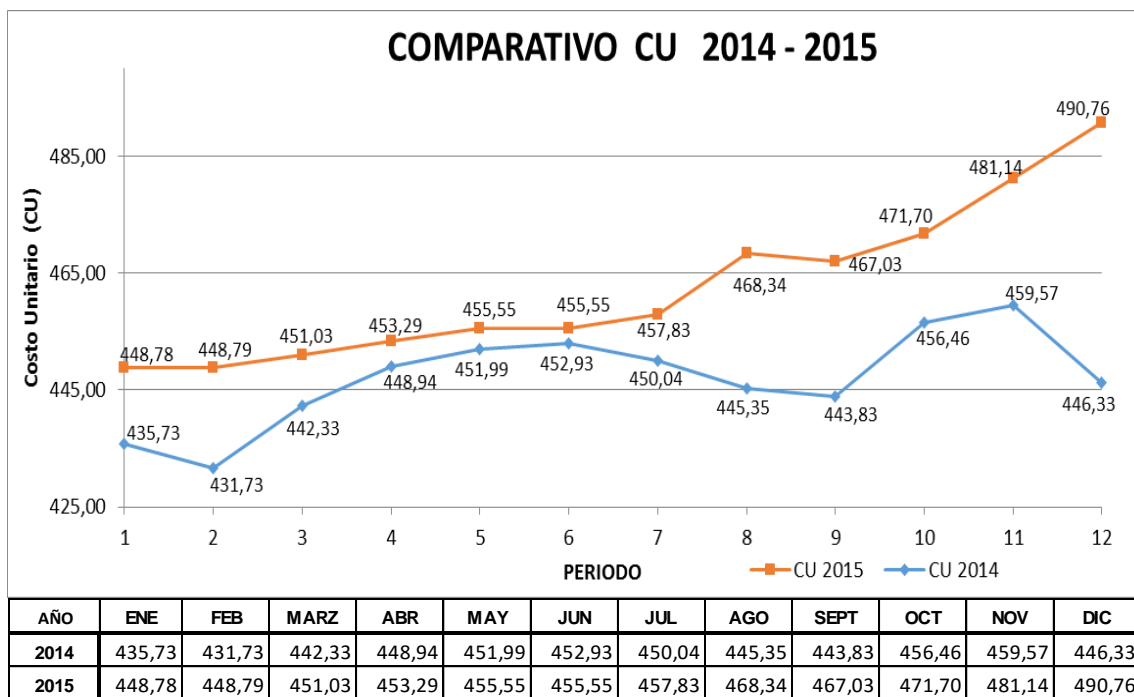
En el sector no residencial, el mayor consumo demandado para los años 2014 y 2015 se presentó en el sector comercial y otros, pasando de un consumo en el 2014 de 115.061.305 kwh a 125.669.410 kwh en 2015, es decir, de un 22,21% a un 22,79%

## 4.3 ASPECTOS TARIFARIOS

### 4.3.1. Costo Unitario de Prestación del servicio 2014 – 2015

Los pronósticos de llegada del Fenómeno del Niño para el año 2015 provocaron tendencias al alza, así para diciembre de 2015 el CU de la empresa Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P., se ubicó en los \$490.76 por kWh, que comparado con el CU del mismo mes pero del año 2014, con un valor de \$446.33 por kWh, representa un costo del 9.95% más alto entre vigencias.

En la gráfica a continuación se expone un comparativo para los años 2014 y 2015 el comportamiento mensual del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica de usuarios regulados en nivel de tensión 1. Para el año 2014, el costo unitario promedio anual fue de \$447.10 por kWh y para el año 2015 de \$462.48 por kWh.



**Figura 10: Costo Unitario de Prestación de Servicios – CU, Años 2014 -2015**

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

A pesar de la tendencia al alza en comparación con el año anterior, durante los primeros siete meses del año 2015, el comportamiento del CU, estuvo equilibrado, sin embargo a partir de agosto se comienzan presentar fluctuaciones considerables.

Para la vigencia 2015, la fluctuación del CU de mayor consideración se presentó entre los meses de julio y agosto, con un incremento del 2.30%.

Se presentaron fluctuaciones en el CU durante el 2015, su mayor valor se observó en el mes de diciembre \$490.76 /KWh, esto debido a los componentes de Generación y Distribución cuya participación en la definición del CU fue cercana al 35% y 32% respectivamente, presentando variaciones importantes durante el año.

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

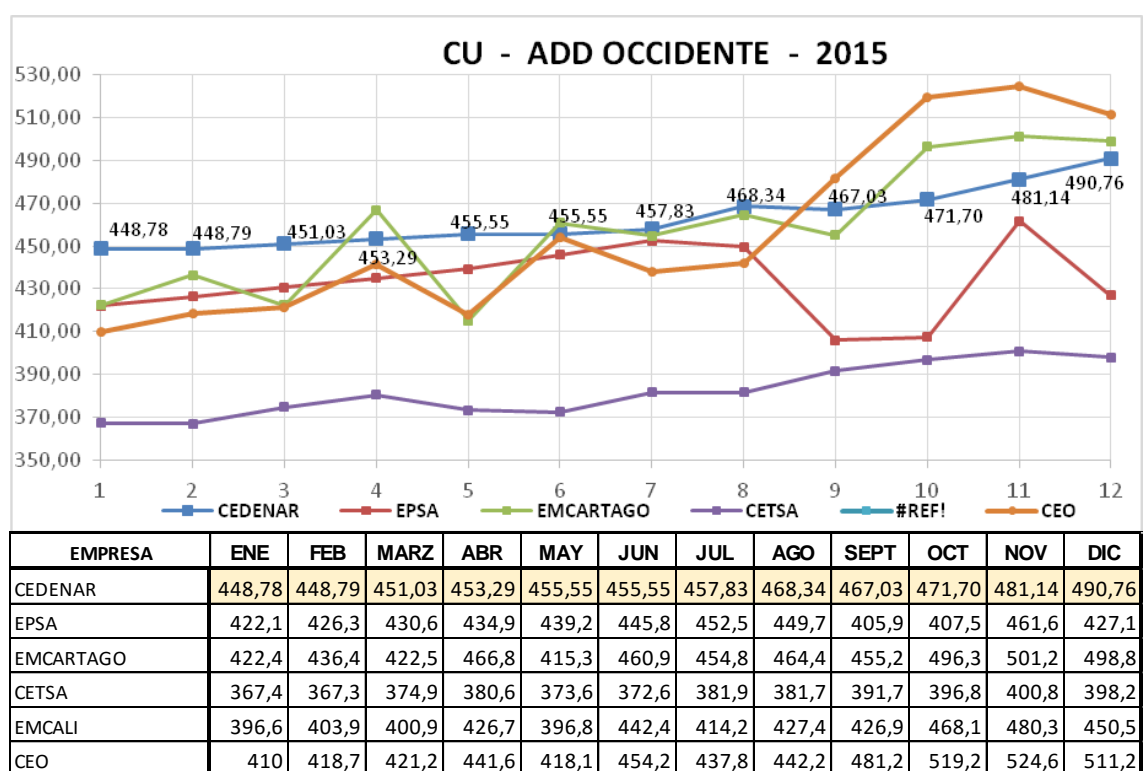
En el esquema de áreas de distribución por una parte se tienen los cargos por uso propios de cada operador de red y por la otra, se tiene el cargo unificado del área de distribución. En esta se observa que teniendo en cuenta el Dtun como referencia, dentro de un ADD, existirán agentes que se dispongan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

Para este esquema, aquellos agentes que se encuentran por debajo del Dtun se conocen como excedentarios ya que vía tarifa estos comercializadores deberán cobrar a sus usuarios el costo unitario de prestación del servicio Cu calculado con el Dtun y no con su Dt, por lo tanto, al no aplicar su cargo, que es más bajo que el facturado,

están recaudando excedentes pro-rata del consumo total facturado por cada nivel de tensión, los cuales deberán ser trasladados a los prestadores deficitarios.

Para el año 2015 se observa que el CU de la empresa Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. se encuentra por encima a la media comparado con el calculado por las otras empresas que forman parte del ADD occidente, estas son: Empresa de Energía del Pacífico (EPSA), Empresas Municipales de Cartago (EMCARTAGO), Compañía de Electricidad de Tuluá (CETSA), Empresas Municipales de Cali (EMCALI) y Compañía Energética de Occidente (CEO).

Puede observarse que la empresa Centrales Eléctricas de Nariño presenta una tendencia al alza. En comparación con las empresas del ADD, el costo unitario promedio anual de prestación del servicio de CEDENAR se ubica como la más alta con \$462.48 por kWh.



**Figura 11: Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD Occidente 2015**

Fuente Información Publicada por la E.S.P.

Realizando un comparativo podemos evidenciar que las empresas que manejan el CU promedio más alto son Cedenar y Emcartago, lo contrario sucede con Cetsa y Emcali.



**Tabla 14***Promedio Costos Unitarios CU 2015 ADD Occidente*

<b>EMPRESA</b>	<b>CU PROM</b>
CEDENAR	462,48
EPSA	433,60
EMCARTAGO	457,91
CETSA	382,29
EMCALI	427,88
CEO	456,66

Nota: Fuente Información Publicada por la ESP

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

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

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

#### **4.3.3.1. Componente Generación**

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

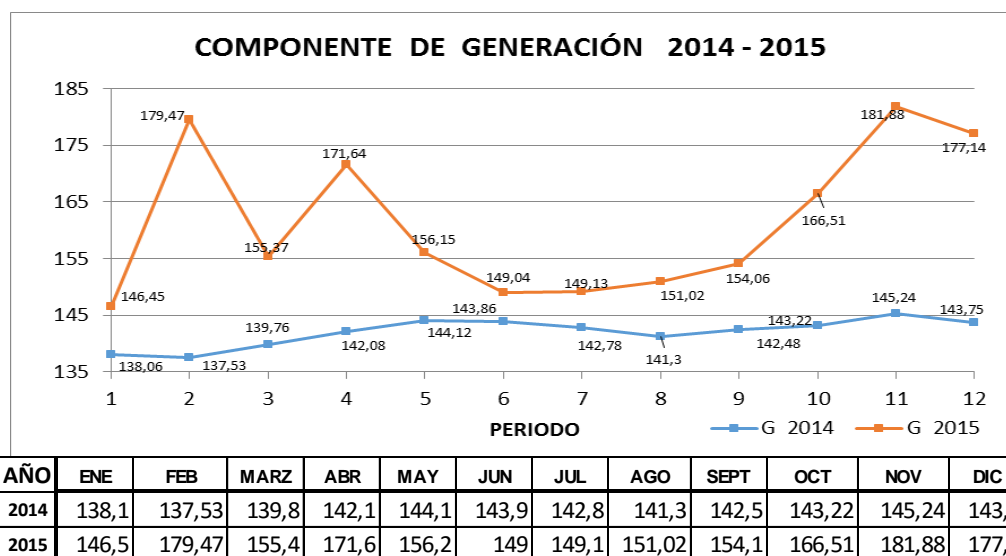
La variación porcentual más alta que se presentó fue del 1.66% en los meses de marzo-abril y la más baja en Noviembre-Diciembre de -1.03%, La fluctuación más alta que presentó el componente en este periodo fue de 145.24 en el mes de noviembre, y la más baja se presentó en el mes de febrero con 137.53.

Para el 2015, las variaciones más fuertes se presentaron durante los primeros seis meses del año, noviembre y diciembre. Se alcanzaron variaciones porcentuales del 22.55% entre enero y febrero pero también caídas del 13.43% entre febrero y marzo.

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

El costo promedio anual del componente de compra de energía para los años 2014 y 2015 fueron 142.02 y 161.49 respectivamente, lo que representa una diferencia entre años del 13.71% entre costos promedios de compra de energía por parte del comercializador.

Cabe resaltar que este componente es uno de los que más influyen en el cálculo del Costo Unitario, para el 2015 ocupó un 34.92% de este.



**Figura 12: Comparativo Componente Generación 2014 – 2015**

Fuente Información Publicada por la E.S.P.

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

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

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

**Tabla 15**  
Porcentaje de exposición en bolsa

<b>EXPOSICIÓN BOLSA</b>			
<b>MES</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>VARIAC.</b>
ENE	-4,69%	72,51%	77,20%
FEB	-6,15%	24,84%	30,99%
MAR	2,21%	34,13%	31,92%
ABR	-2,46%	28,96%	31,42%
MAY	-3,42%	6,09%	9,51%
JUN	-11,91%	-5,36%	6,54%
JUL	-8,55%	1,20%	9,75%
AGO	-5,61%	4,28%	9,89%
SEPT	-4,43%	11,02%	15,45%
OCT	2,71%	16,33%	13,61%
NOV	-4,61%	13,02%	17,62%
DIC	0,04%	20,26%	20,22%

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

**Tabla 16**  
Exposición en bolsa

<b>MES</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>DIFERENCIAS</b>	<b>VARIACIÓN</b>
ENERO	253.421.739,87	7.963.403.022,19	7.709.981.282,32	3042,35%
FEBRERO	328.240.608,70	2.250.875.082,17	1.922.634.473,47	585,74%
MARZO	532.534.757,29	4.172.388.694,26	3.639.853.936,97	683,50%
ABRIL	773.487.059,27	2.688.812.074,24	1.915.325.014,97	247,62%
MAYO	787.082.976,96	1.120.881.271,73	333.798.294,77	42,41%
JUNIO	156.787.724,07	436.756.347,00	279.968.622,93	178,57%
JULIO	191.966.070,16	490.744.436,00	298.778.365,84	155,64%
AGOSTO	301.694.362,09	704.215.926,84	402.521.564,75	133,42%
SEPTIEMBRE	434.428.971,16	2.081.065.273,52	1.646.636.302,36	379,03%
OCTUBRE	953.336.022,76	2.960.240.515,12	2.006.904.492,36	210,51%
NOVIEMBRE	277.741.826,42	2.375.046.782,10	2.097.304.955,68	755,13%
DICIEMBRE	550.342.381,13	3.786.493.198,30	3.236.150.817,17	588,03%
<b>TOTAL</b>	<b>5.541.064.499,88</b>	<b>31.030.922.623,47</b>	<b>25.489.858.123,59</b>	<b>7001,95%</b>

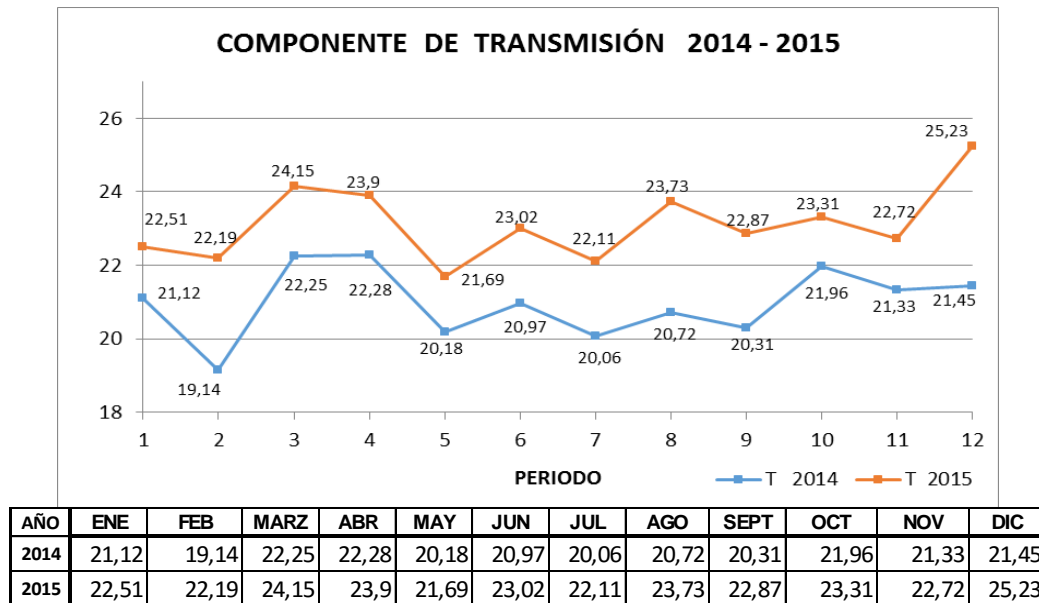
Nota: Fuente XM S.A.E.S.P.

#### 4.3.3.2. Componente de Transmisión

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

Para el 2014 la variación porcentual más alta en el componente de TRANSMISIÓN para Cedenar S.A. E.S.P., se presentó durante los meses de marzo y abril, mientras tanto para 2015, entre febrero-marzo y noviembre-diciembre fueron los periodos con mayor variabilidad.

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



**Figura 13: Comparativo Componente Transmisión 2014 – 2015**

Fuente Información Publicada por la E.S.P.

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

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

#### 4.3.3.3. Componente de Distribución D

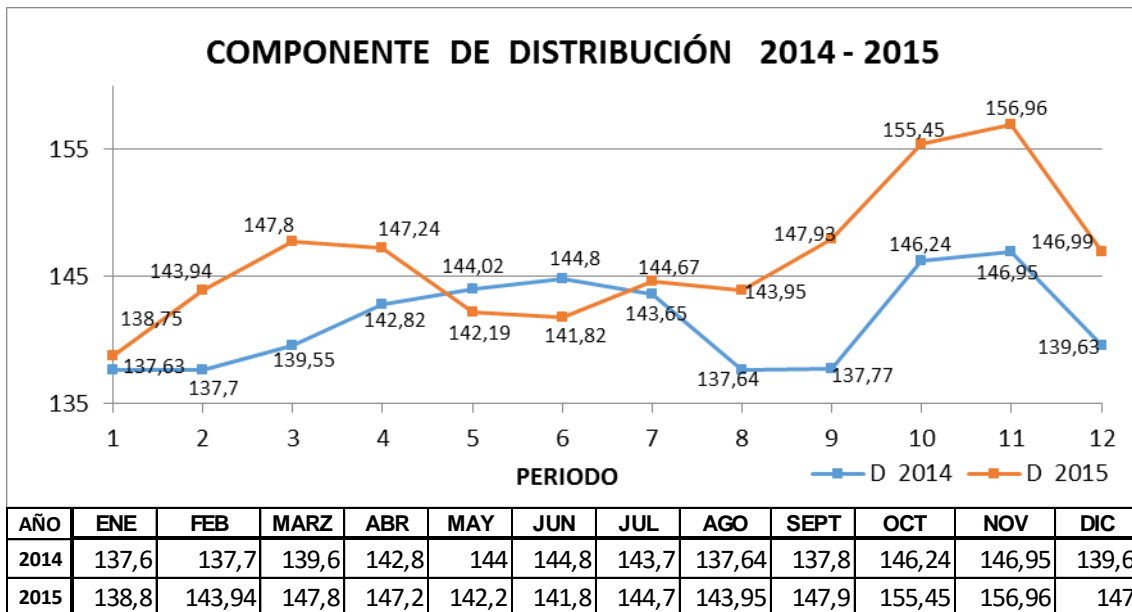
El Ministerio de Minas y Energía -MME mediante la Resolución 18 0696 del 04 de mayo de 2011, determinó el Área de Distribución Occidente (ADD Occidente), de la cual hace parte la Empresa Centrales Eléctricas de Nariño, buscando con ello la integración de varios prestadores con el fin de normalizar el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

Los otros prestadores que hacen parte de la ADD Occidente, son Empresa de Energía del Pacífico (EPSA), Empresas Municipales de Cartago (EMCARTAGO), Compañía de Electricidad de Tuluá (CETSA), Empresas Municipales de Cali (EMCALI) y Compañía Energética de Occidente (CEO).

Cabe resaltar que este componente es uno de los que más influyen en el cálculo del Costo Unitario junto con la generación, para el 2015 ocupó un 31.67% de este.

El costo promedio anual del componente de DISTRIBUCIÓN para Cedonar se ubicó en los \$141.53 por kWh en el año 2014 y \$146.47 por kWh para el 2015.

En la gráfica a continuación se muestra el comportamiento de este componente a lo largo del 2015 comparado con su comportamiento durante el 2014.



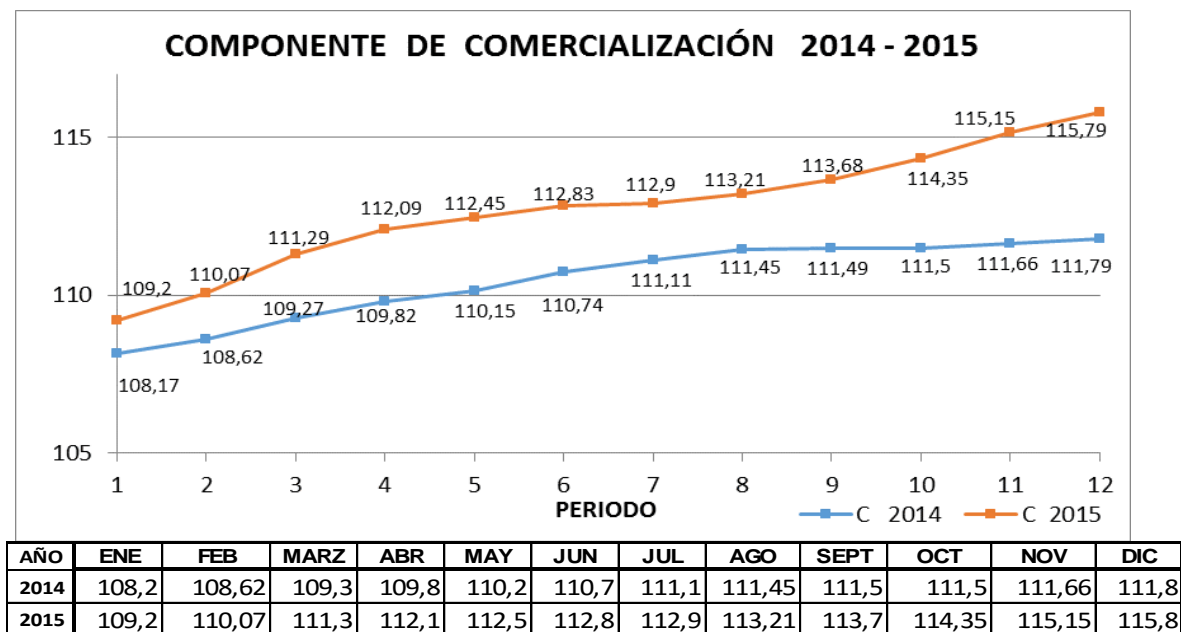
**Figura 14: Comparativo Componente Distribución 2014 – 2015**

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

#### 4.3.3.4. Componente de Comercialización

Realizando un comparativo de 2014 y 2015, se puede observar que se mantiene la tendencia al alza de este componente, para el 2015 se destaca un leve incremento del componente de comercialización entre los meses de agosto a diciembre.

El promedio anual del componente de comercialización para Cedenar, para el año 2014 es de \$110.48 por kWh mientras que para el 2015 fue de \$112.75 por kWh.



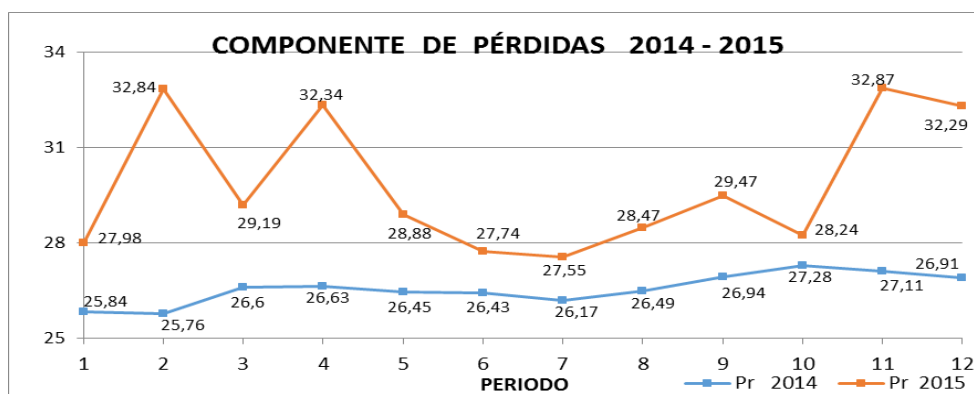
**Figura 15: Comparativo Componente Comercialización 2014 – 2015**

Fuente Información Publicada por la ESP

### 4.3.3.5. Componente de Pérdidas

Se puede observar en la siguiente gráfica, que para el 2015 se presentaron mayores oscilaciones en este componente en comparación al 2014, sin embargo, el componente de pérdidas promedio en el 2014 fue de 26.55 cercano al del 2015 que fue de 29.82.

Los picos más representativos del año 2015 se presentaron entre los meses de febrero, marzo, abril, mayo y noviembre.



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	25,84	25,76	26,6	26,63	26,45	26,43	26,17	26,49	26,94	27,28	27,11	26,91
2015	27,98	32,84	29,19	32,34	28,88	27,74	27,55	28,47	29,47	28,24	32,87	32,29

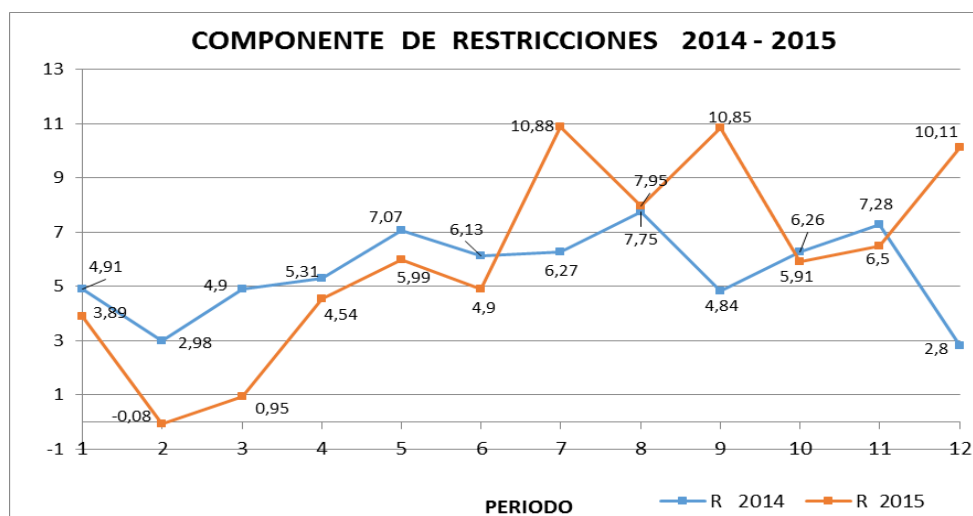
**Figura 16: Comparativo Componente Pérdidas 2014 – 2015**

Fuente Información Publicada por la ESP

### 4.3.3.6. Componente de Restricciones

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

En promedio se pagaron \$5.54 / kWh y \$6.03 / kWh durante el 2014 y 2015 respectivamente.



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	4,91	2,98	4,9	5,31	7,07	6,13	6,27	7,75	4,84	6,26	7,28	2,8
2015	3,89	-0,08	0,95	4,54	5,99	4,9	10,88	7,95	10,85	5,91	6,5	10,11

**Figura 17: Comparativo Componente Restricciones 2014 – 2015**

Fuente Información Publicada por la ESP

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

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

**Tablas 17**

Participación por Componente 2014 – 2015

MES	GM	TM	PR	DT	CV	RM	CUV						
1	146,45	32,63%	22,51	5,02%	27,98	6,23%	138,75	30,92%	109,20	24,33%	3,89	0,87%	448,78
2	179,47	39,99%	22,19	4,94%	32,84	7,32%	143,94	32,07%	110,07	24,53%	-0,08	-0,02%	448,79
3	155,37	34,45%	24,15	5,35%	29,19	6,47%	147,80	32,77%	111,29	24,67%	0,95	0,21%	451,03
4	171,64	37,87%	23,90	5,27%	32,34	7,13%	147,24	32,48%	112,09	24,73%	4,54	1,00%	453,29
5	156,15	34,28%	21,69	4,76%	28,88	6,34%	142,19	31,21%	112,45	24,68%	5,99	1,31%	455,55
6	149,04	32,72%	23,02	5,05%	27,74	6,09%	141,82	31,13%	112,83	24,77%	4,9	1,08%	455,55
7	149,13	32,57%	22,11	4,83%	27,55	6,02%	144,67	31,60%	112,90	24,66%	10,9	2,38%	457,83
8	151,02	32,25%	23,73	5,07%	28,47	6,08%	143,95	30,74%	113,21	24,17%	7,95	1,70%	468,34
9	154,06	32,99%	22,87	4,90%	29,47	6,31%	147,93	31,67%	113,68	24,34%	10,9	2,32%	467,03
10	166,51	35,30%	23,31	4,94%	28,24	5,99%	155,45	32,96%	114,35	24,24%	5,91	1,25%	471,70
11	181,88	37,80%	22,72	4,72%	32,87	6,83%	156,96	32,62%	115,15	23,93%	6,5	1,35%	481,14
12	177,14	36,10%	25,23	5,14%	32,29	6,58%	146,99	29,95%	115,79	23,59%	10,1	2,06%	490,76
PROM	161,49	34,92%	23,12	5,00%	29,82	6,45%	146,47	31,67%	112,75	24,38%	6,03	1,30%	462,48

Nota: Fuente Publicaciones prestador - Cálculos DGTE

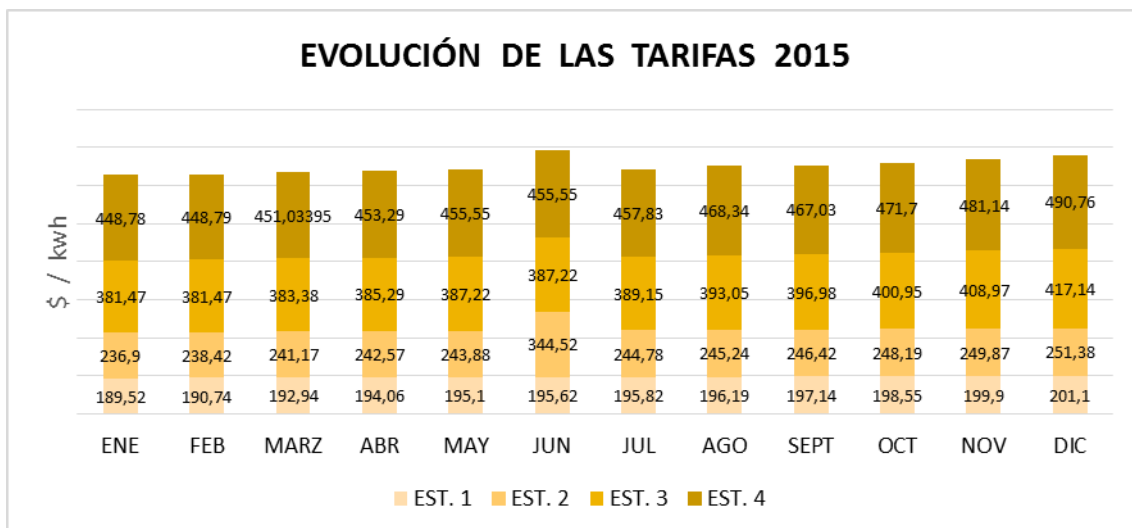
Casi el 70% del CU, está determinado por los componentes de generación y distribución, sin embargo su comportamiento es relativamente estable a lo largo del año. Por otra parte, el componente de restricciones aunque representa un porcentaje más bajo en la definición del CU alrededor del 1.3%, presenta una mayor variación durante el año.

#### 4.3.4. Evolución de las tarifas 2015

Las tarifas analizadas corresponden a las publicadas mensualmente por el prestador durante el 2014 y 2015, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la empresa.

En la gráfica a continuación se observa la tarifa aplicada por la Empresa Centrales Eléctricas de Nariño a cada estrato durante el año 2015; en el límite superior se reflejan las tarifas de estrato 4 y van descendiendo hasta el estrato 1 en el límite inferior.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 448.78 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 189.52 \$/kWh.



2015	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
EST. 1	189,52	190,74	192,94	194,06	195,10	195,62	195,82	196,19	197,14	198,55	199,90	201,10
EST. 2	236,90	238,42	241,17	242,57	243,88	344,52	244,78	245,24	246,42	248,19	249,87	251,38
EST. 3	381,47	381,47	383,38	385,29	387,22	387,22	389,15	393,05	396,98	400,95	408,97	417,14
EST. 4	448,78	448,79	451,03	453,29	455,55	455,55	457,83	468,34	467,03	471,70	481,14	490,76

**Figura 18: Tarifas mensuales por estrato 2015**

Fuente Información Publicada por la ESP

#### 4.3.4. Subsidios y Contribuciones durante el 2015

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

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

**Tabla 18**

Comparativo Subsidios y Contribuciones 2014 – 2015

EMPRESA	ACTIVIDAD	2014	2015	VARIACION	% VARIAC.	% PARTIC.
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	Estrato 1	36.682.521.716 (\$)	41.021.974.827 (\$)	(\$)4.339.453.111	11,83%	64,14%
	Estrato 2	19.482.235.217 (\$)	20.303.940.320 (\$)	(\$)821.705.103	4,22%	31,75%
	Estrato 3	2.460.465.026 (\$)	2.628.661.309 (\$)	(\$)168.196.283	6,84%	4,11%
	<b>TOTAL SUBSIDIOS</b>	<b>58.625.221.959 (\$)</b>	<b>63.954.576.456 (\$)</b>	<b>(\$)5.329.354.497</b>	<b>9,09%</b>	<b>100%</b>
	Estrato 4	(\$)446.854	(\$)517.862	(\$)71.008	15,89%	0,01%
	Estrato 5	(\$)384.352.486	(\$)414.405.250	(\$)30.052.764	7,82%	5,05%
	Estrato 6	(\$)1.674.085	(\$)4.648.769	(\$)2.974.684	177,69%	0,06%
	Industrial	(\$)535.956.630	(\$)526.687.166	(\$)-9.269.464	-1,73%	6,42%
	Comercial	(\$)5.990.272.967	(\$)6.951.742.264	(\$)961.469.297	16,05%	84,75%
	Oficial	(\$)-78.347	(\$)	(\$)78.347	-100,00%	0,00%
	Provisional	(\$)244.422.419	(\$)304.794.189	(\$)60.371.770	24,70%	3,72%
	Especial Asistencial	(\$)	(\$)72.727	(\$)72.727	#iDIV/O!	0,00%
	<b>TOTAL CONTRIBUCIONES</b>	<b>(\$)7.157.047.094</b>	<b>(\$)8.202.868.227</b>	<b>(\$)1.045.821.133</b>	<b>14,61%</b>	<b>100%</b>
	<b>SUPERAVIT / DEFICIT</b>	<b>(\$)-51.468.174.865</b>	<b>(\$)-55.751.708.229</b>	<b>(\$)-4.283.533.364</b>	<b>8,32%</b>	<b>(\$)</b>

Nota: Fuente SUI - Cálculos DTGE



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

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador en el 2014 fue \$51.468 millones y para el 2015 de \$55.751 millones.

La empresa otorgó durante el 2015 subsidios cercanos a los \$63.954 millones, de los cuales el 64.14% a los usuarios del estrato 1 (\$41.021 millones), casi el 32% a los del estrato 2 (\$20.303 millones) y por último el 4.11% (\$2.628 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 3, además facturó contribuciones por un valor aproximado de \$8.202 millones los cuales fueron en su mayoría (84.75%) del sector comercial (\$6.951 millones), el sector industrial representa el 6.42% de los aportes totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$55.751 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$63.954 millones y recaudar un total de \$8.202 millones por concepto de contribución.

#### 4.4 FACTURACIÓN

**Tabla 19**

Valor de facturación por estrato o uso CEDENAR S.A. E.S.P 2014 – 2015

Estrato/ Uso	Tipo	2014		2015		Variación %
		Facturación (COP)	% Participación	Facturación (COP)	% Participación	
1	Residencial	73530092002	34,14%	83219758540	34,81%	13,18%
2	Residencial	50361775342	23,39%	53248726962	22,27%	5,73%
3	Residencial	21838799357	10,14%	23203892601	9,71%	6,25%
4	Residencial	7828772639	3,64%	8160270122	3,41%	4,23%
5	Residencial	1919458024	0,89%	2067453767	0,86%	7,71%
6	Residencial	8370460	0,004%	23243860	0,01%	177,69%
<b>Total Residencial</b>		1,55487E+11	72,20%	1,69923E+11	71,08%	9,28%
<b>Industrial</b>	No Residencial	7187860475	3,34%	8417040925	3,52%	17,10%
<b>Comercial</b>	No Residencial	30089585025	13,97%	34790798560	14,55%	15,62%
<b>Oficial</b>	No Residencial	7965557600	3,70%	9157627432	3,83%	14,97%
<b>Otros</b>	No Residencial	14625486477	6,79%	16781164612	7,02%	14,74%
<b>Total No Residencial</b>		59.868.489.577	27,80%	69.146.631.529	28,92%	15,50%
<b>Total</b>		2,15356E+11	100%	2,3907E+11	100%	<b>11,01%</b>

Nota: Fuente SUI

El sector Residencial tiene una participación de 71,08% de la facturación correspondiente a \$ 1,69923E+11 COP mientras que el sector No Residencial una de 28,92% con \$ 69.146.631.529 COP para un total de \$ 2,3907E+11 COP con un incremento de 11,01% respecto al año 2014.

Se identifica que el mayor aporte a la facturación lo realizan el sector residencial con un aporte del 72,20% correspondiente a 1,55487E+11 del total de la facturación y a su

vez se puede evidenciar que los estratos que generan un mayor aporte son los estratos 1 y 2. Aportando un total de \$1,23892E+11 COP correspondiente al 57,53% del total de la facturación.

Según el informe del AEGR en el año 2015 la empresa recaudó por concepto de servicio de energía \$179.352 millones, \$18.104 millones más que el año 2014.

El recaudo para el año 2015 alcanzo del 102%, logrando la meta presupuestada por la Empresa para este año.

Al cierre del año 2015, la cartera de CEDENAR ascendió a \$55.799 millones inferior en 2,29% respecto al año anterior; de este total vencido, \$49.750 millones el 89% corresponde a cartera vencida de la Zona Pacifico, que sigue siendo el valor más representativo

Se observa que la cartera por tipo de uso Residencial 1 con un 62,1%, seguido del Industrial 11,47% y Comercial 10,08% son los más representativos de la Zona Pacífico; en esta zona, se han realizado gestiones de cobro y sensibilización de la ciudadanía y se han aplicado financiaciones especiales CODA (crédito diferido automático), pero sigue siendo alta la cartera.

#### 4.5. INFORMACIÓN EN LA FACTURA

Se verificó el contenido de una factura emitida por CEDENAR S.A. E.S.P de acuerdo a lo establecido en el artículo 42 de la Resolución CREG 108 de 1997 y se obtuvo lo siguiente:

**Tabla 20**

*Verificación contenido de la factura con los requisitos mínimos de acuerdo a la Resolución CREG 108 de 1997*

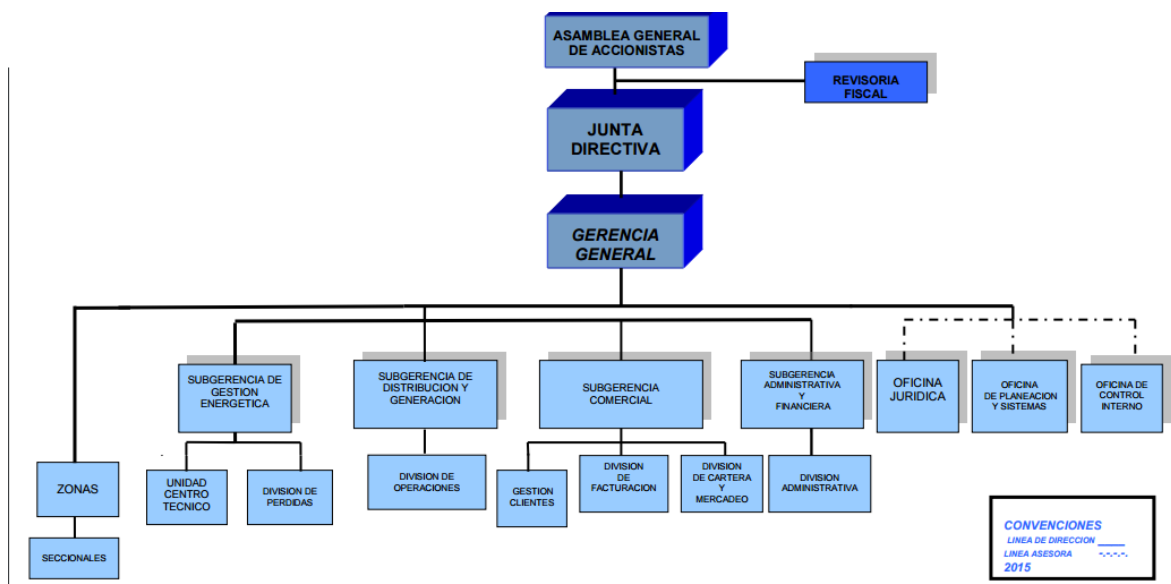
	REQUISITOS MÍNIMOS	CEDENAR S.A. ESP
a.	Nombre de la empresa responsable de la prestación del servicio.	Cumple
b.	Nombre del suscriptor y dirección del inmueble receptor del servicio.	Cumple
c.	Estrato socioeconómico y clase de uso del servicio.	Cumple
d.	Período por el cual se cobra el servicio, consumo correspondiente a ese período y valor.	Cumple
e.	Lectura anterior del medidor de consumo, si existiere.	Cumple
f.	Lectura actual del medidor de consumo, si existiere.	Cumple
g.	Causa de la falta de lectura, en los casos en que no haya sido posible realizarla.	Cumple
h.	Fechas máximas de pago oportuno, fecha de suspensión y/o corte del servicio y valor total de la factura.	Cumple
i.	Consumo en unidades físicas de los últimos seis (6) períodos, cuando se trate de facturaciones mensuales, y de los últimos tres (3) períodos, cuando se trate de facturaciones bimestrales; en defecto de lo anterior, deberá contener el promedio de consumo, en unidades correspondientes, al servicio de los seis (6) últimos meses.	Cumple
j.	Los cargos expresamente autorizados por la Comisión.	Cumple
k.	Valor de las deudas atrasadas.	Cumple

	REQUISITOS MÍNIMOS	CEDENAR S.A. ESP
l.	Cuantía de los intereses moratorios, y señalamiento de la tasa aplicada.	Cumple
m.	Monto de los subsidios, y la base de su liquidación.	Cumple
n.	Cuantía de la contribución de solidaridad, así como el porcentaje aplicado para su liquidación.	Cumple
o.	Sanciones de carácter pecuniario.	Cumple
p.	Cargos por concepto de reconexión o reinstalación.	Cumple
q.	Otros cobros autorizados.	Cumple

Nota: Verificación DTGE

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

#### 4.6. ATENCIÓN COMERCIAL



**Figura 19: Estructura CEDENAR S.A E.S.P**

Fuente información reportada por el auditor externo.

La empresa a través del informe del auditor externo evidencio la necesidad de seguir trabajando para mejorar la satisfacción del cliente debido a que presenta un aumento en las PQRS verbales frente al año 2014.

Así mismo, se informa que la empresa contrató la actualización del software y hardware con nuevas funcionalidades que contribuyen a una mejor comunicación en el servicio prestado a los usuarios de la línea 115, y así tomar los correctivos necesarios.

Hay que mencionar, además la Empresa en su gestión comercial de atención al usuario viene incorporando el acceso a medios electrónicos acorde con el avance de la tecnología y la informática y de fácil acceso al público en general.

CEDENAR cuenta con una página Web con links para la solicitud de nuevos servicios, programa de suspensiones, pagos en línea (pse), calculador de consumo electrónico, atención al usuario (atención virtual, PQR y líneas de atención) lo que permite a los clientes realizar de manera ágil y dinámica el pago de la factura, y consultar información referente a la prestación del servicio de energía eléctrica y demás información de interés.

Una Línea de Atención al Cliente con la que se pueden comunicar marcando 115 desde un teléfono fijo, 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. E.S.P**

#### **4.7. PETICIONES, QUEJAS Y RECLAMOS**

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

Comparando los datos de 2015 con el año inmediatamente anterior, encontramos que hubo una reducción de PQRs de 2,66% representado en menos 701 quejas, adicionalmente, la diferencia más grande en número de quejas de un año a otro corresponde a la causal “Relacionada con cobros por promedio” con un incremento de 111,11% pasando de 450 a 950 casos. La causal “cobro múltiple” se disminuyó en un 64,29% pasando de 14 a 5 casos, siendo esta causa la de mayor disminución en el año 2015.

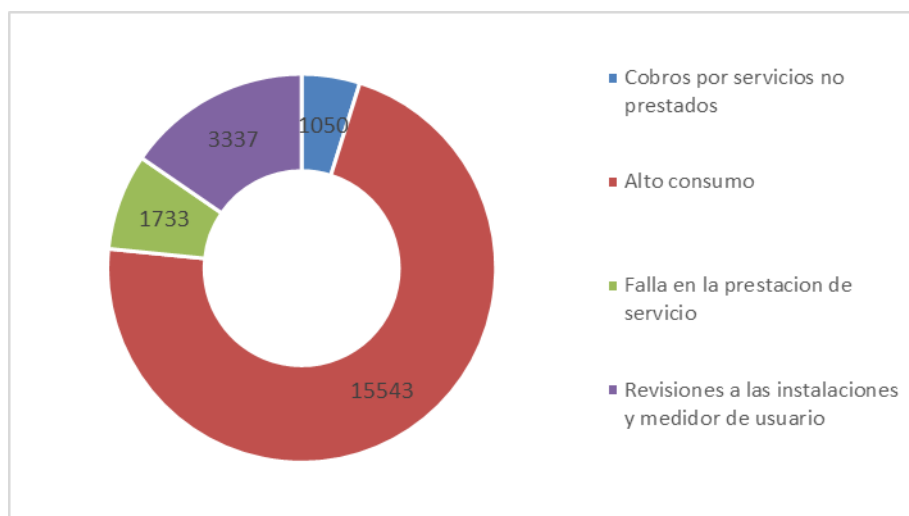
Adicionalmente podemos evidenciar que la causal “Alto consumo” tiene una participación del 60,62% del total de PQRs con un valor de 15543 y aumentó respecto al año anterior representado en 887 nuevas quejas.

#### **Tabla 21**

*Causales PQRs CEDENAR S.A. E.S.P 2014 - 2015*

TIPO DE QUEJA	2014	2015	Diferencia	% Participación 2015	Variación %
Cobros por servicios no prestados	1205	1050	-155	4,10%	-12,86%
Suspensión por mutuo acuerdo	143	109	-34	0,43%	-23,78%
Otras inconformidades	733	668	-65	2,61%	-8,87%
Terminación de contrato	234	139	-95	0,54%	-40,60%
tasas e impuestos	25	13	-12	0,05%	-48,00%
Alto consumo	14656	15543	887	60,62%	6,05%
tarifa cobrada	591	474	-117	1,85%	-19,80%
Medidor o cuenta cruzada	20	9	-11	0,04%	-55,00%
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	2	5	3	0,02%	150,00%
Estrato	330	237	-93	0,92%	-28,18%
cobro de otros cargos de la empresa	890	599	-291	2,34%	-32,70%
Error de lectura	384	695	311	2,71%	80,99%
cobro múltiple	14	5	-9	0,02%	-64,29%
Falla en la prestación de servicio	3155	1733	-1422	6,76%	-45,07%
Relacionada con cobros por promedio	450	950	500	3,71%	111,11%
Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario	3499	3337	-162	13,01%	-4,63%
Cobros inoportunos	11	11	0	0,04%	0,00%
Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación	0	36	36	0,14%	0,00%
Aforo	0	24	24	0,09%	0,00%
Solidaridad	0	4	4	0,02%	0,00%
<b>Total</b>	<b>26342</b>	<b>25641</b>	<b>-701</b>	<b>100%</b>	<b>-2,66%</b>

Nota: Fuente: SUI



**Figura 20: Principales causas de reclamación CEDENAR S.A. E.S.P 2015**

Fuente SUI

Con base en el gráfico anterior, podemos evidenciar que las causas Falla en la prestación del servicio, Alto Consumo, Revisión a las instalaciones y medidor usuario, Cobros Por Servicios No Prestados tienen el 84.49% de participación, mientras que las otras causas tiene una participación del 15,51%.

**4.8. CONTRATO DE CONDICIONES UNIFORMES**

Se verificó el contenido del Contrato de Condiciones Uniformes de CEDENAR S.A. E.S.P, publicado en la página web, de acuerdo a lo establecido en el artículo 7, 37 y 27 de la Resolución CREG 108 de 1997 y 5 de la Resolución CREG 225 de 1997, donde se obtuvo lo siguiente:

**Tabla 22**

Verificación contenido CCU

	Requerimientos	Disposición Regulatoria	CEDENAR S.A. ESP
1	Identidad de la empresa oferente del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
2	Determinación del servicio público que ofrece.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
3	Condiciones que debe reunir el solicitante de un servicio y el inmueble para poder obtener el derecho a recibir el servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
4	Las obligaciones, deberes y derechos, que corresponden a cada una de las partes, los cuales deberán determinarse en forma expresa, clara y concreta.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
5	Exclusividad en la destinación del servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
6	Área geográfica claramente determinada, en la cual la empresa ofrece prestar el servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
7	Obligaciones del usuario en relación con la conexión y la propiedad de ésta.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
8	Niveles de calidad y continuidad con que prestará el servicio a sus suscriptores o usuarios.	Res CREG 108/97, art 7°	No cumple
9	Transcripción del texto de las normas legales que establecen la responsabilidad de la empresa por falla en la prestación del servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
10	Causas por la cuales la empresa o el suscriptor o usuario pueden dar por terminado el contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
11	Derechos de cada una de las partes en caso de incumplimiento de las obligaciones contractuales por parte de la otra. Con tal fin el contrato deberá indicar qué hechos permiten a la empresa imponer sanciones a los usuarios.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
12	Casos y condiciones en los cuales procede la cesión del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
13	Casos en los cuales se requiere el consentimiento de terceras personas a las cuales se preste el servicio en virtud del contrato, cuando este pretenda modificarse, suspenderse o terminarse.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
14	Eventos en los cuales el incumplimiento del contrato da lugar a la suspensión del servicio, y el procedimiento para ello.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
15	Eventos en los cuales el incumplimiento del contrato da lugar a resolver el contrato y al corte del servicio, así como el procedimiento para ello.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
16	Forma, tiempo, sitio y modo en los que la empresa hará conocer la factura de los suscriptores o usuarios y contenido mínimo de estas.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple

	Requerimientos	Disposición Regulatoria	CEDENAR S.A. ESP
17	Medidas que faciliten razonablemente a la empresa y al suscriptor o usuario verificar la ejecución o el cumplimiento del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
18	Facultades y obligaciones relativas a la instalación, mantenimiento, reposición y control del funcionamiento de los medidores.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
19	Procedimiento para medir el consumo, cuando razonablemente no sea posible hacerlo con instrumentos.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
20	Bienes y servicios que está obligado a pagar el suscriptor o usuario en desarrollo del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
21	Trámite que se dará a los recursos que presente el suscriptor o usuario y funcionario (s) que debe resolverlos.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
22	Garantías que puede otorgar el suscriptor o usuario para respaldar el pago de las facturas, con sujeción a lo previsto en el inciso final del artículo 147 de la Ley 142 de 1994.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
23	Parámetros de desviaciones significativas	Res CREG 108/97, art 37°	Si cumple
24	Otros cobros. Revisión de instalaciones, transformadores y otros conceptos	Res CREG 108/97, art 27°	Si cumple
25	Costos de actividades de reconexión, reinstalación y como cuantificarlos	Res CREG 225/97, art 5°	Si cumple

Nota: Verificación DTGE

De la información que se debe incluir en el Contrato de Condiciones, según lo determinado en la Resolución CREG 108 de 1997 se observa que CEDENAR S.A E.S.P., no incluye lo siguiente:

- Niveles de calidad y continuidad con que prestará el servicio a sus suscriptores o usuarios.
- Respecto a los niveles de calidad y continuidad, se recomienda incluir de manera clara las disposiciones regulatorias relacionadas con la calidad y continuidad del servicio público de energía eléctrica establecidas en la Cláusula 11 del CCU, CONTINUIDAD Y CALIDAD DEL SERVICIO.
- Toda la información relacionada con costos (revisión de instalaciones, reconexiones, reinstalaciones entre otros) que no se evidencian en el CCU, se recomienda mencionar en el contrato la ubicación en la página Web de la empresa donde se puede encontrar todo lo relacionado con los diferentes costos que asume el usuario.

#### 4.9. CUMPLIMIENTO DE INFORMACIÓN PUBLICADA EN LA PÁGINA WEB

**Tabla 23**

*Verificación cumplimiento información publicada en página web*

	Requerimientos	CEDENAR S.A. ESP
1	<b>Resolución CREG 156 de 2011: Artículo 53.</b> Información para los usuarios. Todos los agentes que desarrollen la actividad de Comercialización de energía eléctrica deberán incluir en su página web un enlace en el que únicamente se publique información actualizada sobre el proceso de cambio de comercializador	Cumple

	Requerimientos	CEDENAR S.A. ESP
1.1	Un enunciado claro y conciso que informe sobre el derecho que le asiste al Usuario a elegir libremente su comercializador, haciendo hincapié en la diferencia entre la figura del comercializador y la del operador de red	Cumple
1.2	El número de comercializadores que prestan el servicio en cada mercado de comercialización que atiende	Cumple
1.3	El costo unitario de prestación del servicio a Usuarios regulados que ha aplicado en cada mercado de comercialización durante el mes correspondiente y cada uno de los doce (12) meses anteriores.	Cumple
1.4	Información sobre las clases de contrato ofrecidos por la empresa a cada tipo de Usuario.	Cumple
1.5	Información detallada sobre los requisitos y el procedimiento para el cambio de comercializador	Cumple

Nota: Verificación DTGE

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

Respecto a los costos unitarios de prestación de servicio a usuarios y la información sobre la clase de contratos, se recomienda la revisión de los links, ya que en el momento de realizar la verificación no se pudo acceder a la información a partir de estos.

## 5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

**Tabla 24**

*Evaluación de la gestión*

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2015	Resultado	Observación
Margen Operacional	13,38%	-27,16%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	21,80	-226	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	45,96	37,85	Si cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	24,93	253,96	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,36	0,33	No cumple

Nota: Fuente SUI

La empresa solamente cumple con el referente de cuentas por cobrar, según la normativa establecida por la comisión de regulación para energía y gas combustible (CREG), en su resolución 072 de 2002, modificada por la resolución 034 de 2004, como se puede observar en el gráfico anterior.

El cubrimiento de Gastos financieros según informe, cargado al SUI de los indicadores da como resultado -4,5% el AEGR explica que: "(...) Este indicador se mantuvo con respecto a la vigencia anterior ya que refleja la incapacidad de cancelar los intereses generados por los créditos que se obtuvieron también se refleja que los gastos de operación son mayores (...)".

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

En esta sección se tendrá en cuenta dos puntos importantes que están relacionados



con calidad y la oportunidad de la información, el primero corresponde a las reversiones solicitadas por el prestador Centrales Eléctricas de Nariño S.A E.S.P, y el segundo corresponde a los formatos que se encuentran pendientes por cargar al Sistema Único de Información – SUI durante el último año.

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

**Tabla 25**  
*Solicitudes de reversión*

Id. Solicitud	Fecha de Creación	Estado
1137	22/01/2014	TRAMITADA
1561	10/06/2014	TRAMITADA
2734	30/09/2014	TRAMITADA
10495	07/12/2015	TRAMITADA

*Nota:* Fuente DBSUI

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

**Tabla 26**  
*Formatos y fechas de modificación de información*

Tipo Periodo	Estado	Formato	Año	Periodo	Estado
A	CERTIFICADO	Información General NIF	2013	1	EJECUTADA
A	CERTIFICADO	Plan de Implementación NIF Anual	2013	1	EJECUTADA
A	CERTIFICADO	COSTOS Y GASTOS ENERGIA	2013	1	EJECUTADA
M	CERTIFICADO	FORMATO 11	2014	8	EJECUTADA
M	CERTIFICADO	FORMATO 21	2015	4	EJECUTADA

*Nota:* Fuente DBSUI

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

En la siguiente tabla se representa la oportunidad de cargue de información del prestador para cada uno de los tópicos y los formatos habilitados durante el 2015. El

porcentaje se presenta de forma mensual, trimestral, semestral y anual dependiendo del periodo de reporte de cada uno según lo establecido en las resoluciones de cargue de información al SUI.

**Tabla 27**  
*Oportunidad de cargue de información*

Tópico	Formato/Formulario	MENSUAL	SEMESTRAL	ANUAL	TRIMESTRAL
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	450-FORMATO 13	100	NaN	NaN	NaN
	33-ENERGIA-ZNIC1-RESIDENCIAL - CABECERA	100	NaN	NaN	NaN
	34-ENERGIA-ZNIC2-NO RESIDENCIAL - CABECERA	100	NaN	NaN	NaN
	434-ENERGIA-ZNIC2-NO RESIDENCIAL LOCALIDADES MENORES	100	NaN	NaN	NaN
	433-ENERGIA-ZNIC1-RESIDENCIAL LOCALIDADES MENORES	100	NaN	NaN	NaN
	ENE-C-0001-H-38-INF-4-C4 - Información Tarifas Maximas Calculadas_99773CUMARIBO	NaN	NaN	NaN	100
	ENE-C-1004-Comercializadores dentro del Mercado	100	NaN	NaN	NaN
	1385-FORMATO 1 - 2020 DICEL S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	5017-FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO	100	NaN	NaN	NaN
	1098-ZNI C05 (CIR.124) - USO SUBSIDIOS CABECERA	NaN	NaN	NaN	100
	ENE-C-0001-H-17-TAR-4-C3 - Tarifas Aplicadas_50568PUERTO GAITAN	NaN	NaN	NaN	100
	ENE-C-0001-01. Registro Municipios con Estructura Tarifaria	NaN	NaN	NaN	100
	452-FORMATO 15	100	NaN	NaN	NaN
	1392-FORMATO 1 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	1094-ZNIC3 TARIFAS APLICADAS	NaN	NaN	NaN	100
	451-FORMATO 14	NaN	100	NaN	NaN
	458-FORMATO 21	100	NaN	NaN	NaN
	448-FORMATO 11	100	NaN	NaN	NaN
	1096-ZNI C05 (CIR.124) - USO SUBSIDIOS LOCALIDAD	NaN	NaN	NaN	100
	1416-FORMATO 1 - 20437 ENERTOTAL S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
457-FORMATO 20	NaN	NaN	NaN	100	
1095-ZNIC4 TARIFAS MAXIMAS APLICADAS	NaN	NaN	NaN	100	
443-FORMATO 6	100	NaN	NaN	NaN	

Tópico	Formato/Formulario	MENSUAL	SEMESTRAL	ANUAL	TRIMESTRAL
	1370-FORMATO 1 - 595 EEC-ESP	100	NaN	NaN	NaN
	1089-ZNI C06 (CIR.124) - SUSCRIPTORES COMUNITARIOS EN LOCALIDADES MENORES.	NaN	100	NaN	NaN
	453-FORMATO 16	NaN	NaN	NaN	100
	1371-FORMATO 1 - 597 EMGESA S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	1393-FORMATO 1 - 2322 VATIA	100	NaN	NaN	NaN
	1396-FORMATO 1 - 2438 EMCALI E.I.C.E. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	1378-FORMATO 1 - 1014 ELECTROHUILA S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	1368-FORMATO 1 - 564 EE.PP.M. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	1475-FORMATO 3 - 520 CEDENAR S.A. E.S.P.	100	NaN	NaN	NaN
	1441-FORMATO 2 - 520 CEDENAR S.A. E.S.P.	100	NaN	NaN	NaN
	454-FORMATO 17	NaN	NaN	100	NaN
	1364-FORMATO 1 - 520 CEDENAR S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	1411-FORMATO 1 - 3372 ASC	100	NaN	NaN	NaN
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	795-COSTOS Y GASTOS ENERGIA	NaN	100	NaN	NaN
	872-FLUJO DE CAJA PROYECTADO ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	873-CONCEPTOS FLUJO DE CAJA ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	870-CUENTAS POR COBRAR ENERGIA RES 2395	NaN	100	NaN	NaN
	871-CUENTAS POR PAGAR ENERGIA RES 2395	NaN	100	NaN	NaN
	875-CONCEPTOS ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	874-ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	876-BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	877-CONCEPTOS BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
AUDITOR	AGR-A-0001-01. Datos Básicos Evaluación Sistema de Control Interno	NaN	NaN	50	NaN
	ENE-A-0017-17. Indicadores y Referentes de la Evaluación de Gestión	NaN	NaN	50	NaN
	ENE-A-0019-19. Concepto AEGR del indicador y referente de la evaluación de	NaN	NaN	100	NaN

Tópico	Formato/Formulario	MENSUAL	SEMESTRAL	ANUAL	TRIMESTRAL
	gestión				
	AGR-A-0002-02. Encuesta Evaluacion Sistema de Control Interno	NaN	NaN	100	NaN
	ENE-A-0012-12. Concepto Gral Evaluacion y Resultados	NaN	NaN	50	NaN
	761-MATRIZ DE RIESGO ENERGIA	NaN	NaN	100	NaN
	ENE-A-0020-20. Concepto del AEGR sobre el indicador de nivel de riesgo	NaN	NaN	100	NaN
	949-ORGANIGRAMA PDF ENERGIA	NaN	NaN	100	NaN
	951-ANALISIS Y EVALUACION DE PUNTOS ESPECIFICOS PDF ENERGIA	NaN	NaN	100	NaN
	947-NOVEDADADES PDF ENERGIA	NaN	NaN	100	NaN
	952-CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO PDF ENERGIA	NaN	NaN	100	NaN
	ENE-A-0007-07. Concepto General Sobre el Nivel de Riesgo	NaN	NaN	50	NaN
	950-VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGIA	NaN	NaN	100	NaN
	ENE-A-0021-21. Indicadores de Nivel de Riesgo	NaN	NaN	50	NaN
TÉCNICO OPERATIVO	ENE-T-1003-Formulario 10	100	NaN	NaN	NaN
	465-FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES	NaN	NaN	NaN	100
	437-ACCIDENTES DE ORIGEN ELECTRICO	NaN	100	NaN	NaN
	1101-ZNI T03 (CIR.124) - OPERACION DIARIA - OTR.GENERACION - LOCALIDAD	NaN	NaN	NaN	100
	1099-ZNI T01 (CIR.124) - REGISTRO DE OPERACION DIARIA LOCALIDAD	NaN	NaN	NaN	100
	1092-ZNI T04 (CIR.124) - OPERATIVA CABECERA	NaN	NaN	100	NaN
	456-FORMATO 19	NaN	NaN	NaN	100
	441-FORMATO 4	100	NaN	NaN	NaN
	1097-ZNI T01 (CIR.124) REGISTRO DE OPERACION DIARIA CABECERA	NaN	NaN	NaN	100
	1091-ZNI T03 (CIR.124) - OPERACION DIARIA - OTR.GENERACION - CABECERA	NaN	NaN	NaN	100
	1093-ZNI T05 (CIR.124) - REDES DE DISTRIBUCION CABECERA Y LOCALIDAD	NaN	NaN	100	NaN
	442-FORMATO 5	100	NaN	NaN	NaN

Tópico	Formato/Formulario	MENSUAL	SEMESTRAL	ANUAL	TRIMESTRAL
	ENE-T-1001-Formulario 7	NaN	NaN	NaN	100
	460-FORMATO 23	NaN	NaN	100	NaN
	ENE-T-1002-Formulario 9	NaN	NaN	NaN	100
	1090-ZNI T02 (CIR.124) - OPERACION GRUPO ELECTROGENO SUSCRIPTORES COMUNITARIOS	NaN	100	NaN	NaN
	463-FORMATO 25	NaN	100	NaN	NaN
	455-FORMATO 18	NaN	NaN	100	NaN
	445-FORMATO 8	NaN	NaN	NaN	100
	461-FORMATO 24	NaN	NaN	100	NaN
	459-FORMATO 22	NaN	NaN	100	NaN

Nota: Fuente DBSUI

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

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

## 7. ACCIONES DE LA SSPD

De acuerdo a la consulta realizada con la Dirección de Investigaciones Energía y Gas Combustible, no existen sanciones aplicadas a CEDENAR S.A. ESP para los años 2014 y 2015.

En julio del año 2015, la dirección técnica de energía realizo una visita a la empresa CEDENAR con el objetivo de realizar una evaluación integral en aspectos técnicos, en la cual se realizaron varios hallazgos en las subestaciones Pasto, Jamondino, Catambuco, Panamericana, a partir de estos hallazgos la empresa asume el compromiso de remitir un plan de mejoramiento, luego del cual deberá remitir soportes de la ejecución del mismo. Esto con el fin de garantizar la prestación del servicio con muy buena calidad y bajo normatividad.

## 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Financieras

- CEDENAR presenta utilidades por el orden de \$8.222 millones en el 2014 y \$10.633 millones en el 2015, evidenciando una mejora en resultados por el orden de \$2.411 millones.

- La compañía evidencia un Ebitda positivo, reflejando un buen comportamiento en los resultados operativos del servicio.
- El indicador de liquidez de la compañía se encuentra en 1,85 veces, superando en 0,35 veces el referente del mercado.
- La rotación de las cuentas por cobrar se encuentran 140 días evidenciando alguna debilidad en el recaudo de la cartera.
- Según la información contable de la compañía, en el 2015 la exposición en bolsa por las compras de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional asciende a 36%, indicador que era del 10% lo que se traduce en menor compra de energía mediante contratos bilaterales con generadores.
- El valor de las inversiones por aumento en la propiedad planta y equipo asciende a \$26.4498 millones, equivalente al 11,6% del costo histórico de la propiedad planta y equipo para el 2014, siendo los rubros de redes líneas y ductos y las plantas ductos y túneles los que tuvieron el mayor incremento.
- La conformación del endeudamiento de la compañía se encuentra en 31% con terceros y 69% con accionistas de la compañía.
- El endeudamiento de CEDENAR se encuentra concentrado en un 75% en sus pasivos estimados y provisiones, de las cuales resaltan los pasivos pensionales y las provisiones para contingencias.
- Auditor de Gestión de Resultados manifiesta:  

“Del análisis de la situación financiera actual y de las proyecciones a 4 años, no evidenciamos la existencia de riesgos que puedan comprometer la viabilidad financiera de CEDENAR.”
- La parte financiera del presente informe se desarrolla con los datos extraídos del plan de cuentas para el sistema interconectado, dejando por fuera las cifras de la actividad de generación que presta la compañía en el sistema interconectado.

## **Comerciales**

- Se sugiere prestar atención al incremento de casos referentes a “Relacionada con cobros por promedio” ya que para 2015 se incrementó en un 111,11% pasando de 450 a 950 casos establecer indicadores que le permitan identificar alertas en el incremento de estos casos y tomar acciones para mitigarlos, ya que afecta tanto a la empresa como a los usuarios.
- Respecto al requerimiento de incluir en el CCU los niveles de calidad y continuidad, se recomienda incluir en el contrato de manera clara las disposiciones regulatorias relacionadas con la calidad y continuidad del servicio público de energía eléctrica establecidas en la Cláusula 11 del CCU, CONTINUIDAD Y CALIDAD DEL SERVICIO.

- La empresa deberá incluir en su página web toda la información necesaria para los usuarios en cuanto al tema de cambio de comercializador y verificar el buen funcionamiento de los link adjuntos a la información
- Se deberá incluir en el CCU los costos por bienes y/o servicios prestados por la empresa tales como instalación, reconexión y demás o en su defecto debe mencionar el link donde se puedan observar estos.

### **Tarifarias**

- Durante el 2015, las tarifas presentaron un comportamiento con tendencia a la alza, el costo unitario de prestación promedio fue de \$462.48/kWh.
- En términos generales, la mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía G y los cargos de distribución D, sin embargo, dado que el componente de comercialización CV y las perdidas PR son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen el transporte TM, Distribución y las Restricciones RM.
- Con respecto a los subsidios y contribuciones en el 2015 se presentó un déficit de \$55.751 millones

Proyectó: Luis Fabián Sanabria – Profesional DTGE  
 Rodrigo Arturo Marín – Profesional DTGE  
 Paola Peñaranda – Profesional DTGE  
 Kelly Andrea Toro – Profesional DTGE  
 Héctor Leonardo Garzón – Profesional SDEGC

Revisó: Luis Carlos Rodríguez Bello – Director Técnico de Gestión de Energía

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