

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.**



**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y
GAS COMBUSTIBLE**

**DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, Agosto de 2013**

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.
ANÁLISIS AÑO 2012

AUDITOR: SOLUCIONES Y CONSULTORIAS INFORMATICAS LTDA

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO SA ESP se constituyó en el año 1.955 para desarrollar las actividades de generación, distribución y comercialización de Energía Eléctrica. La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$ 91.671.179.910 y tiene su sede principal en la ciudad de Pasto Nariño. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día 4 del mes de marzo de 2013.

Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Anónima
Razón social	Centrales Eléctricas De Nariño SA ESP
Sigla	CEDENAR S.A E.S.P
Nombre del gerente	Raúl Ortiz Muñoz

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$512.176.501.158	\$498.489.065.833	2,75%
Activo Corriente	\$127.463.040.686	\$115.693.446.406	10,17%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$99.472.753.038	\$85.928.381.878	15,76%
Inversiones	\$29.933.640.262	\$14.204.735.330	110,73%
Pasivo	\$140.144.434.251	\$127.917.768.161	9,56%
Pasivo Corriente	\$46.530.078.536	\$35.277.974.023	31,90%
Obligaciones Financieras	\$0	\$0	#DIV/0!
Patrimonio	\$372.032.066.907	\$370.571.297.672	0,39%
Capital Suscrito y Pagado	\$91.671.179.910	\$91.671.179.910	0,00%

Fuente: SUI

Para el año 2012 los Activos de la Empresa ascienden a \$ 512.176 millones, presentando un incremento de 2,75% con respecto al año anterior, dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Aumento de las inversiones de Administración de – Renta Fija que pasaron de \$ 12.543 millones en la vigencia 2011 a \$28.271 millones mostrando un mayor valor de 125,40% con respecto a la vigencia anterior.

La cartera muestra un descenso del 12,46%, posicionándose en \$ 80.450 millones para el 2012, esta disminución está ligada a la reducción de las cuentas por cobrar del servicio por valor de \$ 4.615 millones y al aumento de la provisión en 74% posicionándose para el 2012 en \$52.182 millones.

La propiedad planta y equipo refleja un aumento de \$ 13.544 millones, en buena medida concentrados en el mayor valor presentado en los rubros de redes líneas y cables, construcciones en curso y plantas ductos túneles y bienes muebles en bodega.

Los Pasivos crecieron 9,56% ubicándose en \$140.144 millones, dentro del pasivo se evidencia aumento y disminución de cuentas de la siguiente manera:

Las obligaciones financieras adquiridas en operaciones de crédito público disminuyeron en \$ 5.004 millones ubicándose en \$ 4.727 millones para el año 2012,

Los depósitos recibidos de terceros evidenciaron un aumento de \$ 14.587 millones ayudando al crecimiento obtenido por las cuentas por pagar de \$ 10.939 millones, cuenta que también refleja disminuciones en subsidios asignados por valor de \$ 2.965 millones e impuestos contribuciones y tasas en \$ 1.558 millones.

Los pasivos estimados y provisiones reflejaron un ascenso de \$ 5.662 millones, este relacionado con la causación de provisiones para contingencias (Litigios y Demandas) y provisiones para pensiones (calculo actuarial para pensiones actuales)

El patrimonio presentó un incremento de \$1.460 millones con respecto a 2011, soportado principalmente por el ascenso de los resultados del ejercicio, y un aumento en la contabilización del superávit por valorización de \$ 279 millones.

El capital autorizado de la compañía asciende a \$ 103.700 millones, de los cuales tiene por suscribir \$ 12.028 millones.

Con relación a la estructura de capital de la Empresa, el 72,6% de los fondos son propios y el 27,4% restantes son aportados por acreedores.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$242.181.513.632	\$234.246.510.880	3,39%
COSTOS OPERACIONALES	\$180.393.031.584	\$176.060.618.052	2,46%
GASTOS OPERACIONALES	\$61.765.142.143	\$64.443.298.041	-4,16%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$23.339.905	(\$6.257.405.213)	-100,37%
OTROS INGRESOS	\$4.525.901.153	\$22.731.082.263	-80,09%
OTROS GASTOS	\$2.292.651.521	\$17.684.231.902	-87,04%
GASTO DE INTERESES	\$389.596.397	\$390.208.331	-0,16%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$2.256.589.537	(\$703.361.269)	-420,83%

Fuente: SUI

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución, estos para el 2012 fueron de \$ 242.181 millones, presentando un aumento del 3,39% con respecto al 2011, al negocio de distribución le pertenecen \$ 34.965 millones y al negocio de comercialización \$ 212.044 millones, incrementándose éste último en \$12.148 millones más con relación a la vigencia anterior.

Los Costos Operacionales representan el 74,5 % de los Ingresos Operacionales, éstos ascendieron 2,46% con respecto al año anterior, pasando de \$176.060 millones a \$180.393 millones, en donde los costos de bienes y servicios ascendieron a \$ 114.720

millones equivalente al 64% y en relación con estos las compras de energía tanto en bloque y/o a largo plazo se ubican en \$ 74.121 millones.

Los gastos decrecieron en 22%, pasando de \$ 82.127 millones a \$ 64.057 millones, de los cuales los gastos administrativos corresponden al 43% y las provisiones depreciaciones y amortizaciones el 57%.

Los gastos de administración disminuyeron \$ 1.686 millones ubicándose en \$ 27.482 millones, de los cuales \$ 21.305 millones corresponden a gastos de personal, sobresalen de estos gastos las erogaciones por gastos de jubilación que ascienden a \$ 9.634 millones, equivalentes al 45% del total de gastos causados por nomina, \$ 2.742 millones a gastos generales, \$3.434 millones a impuestos, contribuciones y tasas.

La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento decrecieron \$ 992 millones, ubicándose en \$ 34.283 millones, este rubro evidencia comportamientos de la siguiente manera: las provisiones para deudores reflejan un aumento de \$ 19.685 millones en comparación con el descenso de las cuentas de provisiones para obligaciones fiscales que descienden \$ 7.061 millones, para contingencias (litigios y demandas) en \$ 10.862 millones y para la protección propiedad planta y equipo en \$ 2.910 millones.

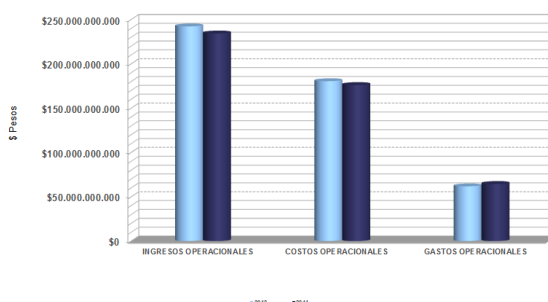
En 2012 la Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$ 23 millones, teniendo un ascenso de \$ 6.281 millones con respecto al 2011, vigencia en la cual se había tenido una pérdida operacional de \$ 6.257 millones, este aumento de la utilidad operacional se originó principalmente por los mayores ingresos operacionales, la utilidad neta se posicionó en \$ 2.256 millones, reflejándose resultado positivo con relación a la pérdida de \$ 703 millones que mostraba el año 2011.

Los Ingresos no operacionales fueron de \$ 4.526 millones presentando un descenso de \$ 18.205 millones, reflejada principalmente en el menor valor contabilizado por ajuste de ejercicios anteriores que para el 2011 fue de \$ 19.099 millones, comparado con los \$ 185 millones de la vigencia 2012 soporta tal magnitud de disminución.

Los ingresos financieros por intereses sobre depósitos aportaron el 79% de los ingresos financieros ubicándose en \$ 1.906 millones, \$ 1.426 millones superiores a los causados en el 2011.

Los Gastos No Operacionales en 2012 se ubicaron en \$ 2.293 millones, de los cuales \$ 514 millones corresponden a gastos financieros por intereses y comisiones además de otros gastos bancarios.

Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales



2.3 Indicadores Financieros

Tabla 2.3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	2,7	3,3
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	164,3	176,1
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	20,7	23,3
Activo Corriente Sobre Activo Total	24,89%	23,21%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	27,4%	25,7%
Patrimonio Sobre Activo	72,6%	74,3%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	33,2%	27,6%
Cobertura de Intereses – Veces	46,4	53,4
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	18.080.535.160	20.827.004.221
Margen Operacional	7,5%	8,9%
Rentabilidad de Activos	3,5%	4,2%
Rentabilidad de Patrimonio	5,0%	5,8%

Fuente: SUI

Liquidez

La razón corriente de la Empresa para el año 2012 es 2,7 veces, indicador que presenta un decrecimiento de 0,5 veces con respecto al año anterior, no obstante la disminución, este indicador evidencia un comportamiento adecuado, el cual refleja que la empresa cuenta con recursos suficientes para cumplir con sus obligaciones a corto plazo.

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó una disminución de 11,8 días pasando de 176,1 días en 2011 a 164,3 días en 2012, considerándose ineficaz a pesar de la disminución presentada.

La Empresa tarda 20,7 días en realizar el pago de sus obligaciones, disminuyendo en 2,6 días con respecto al año anterior, en el cual se tardaba 23,3 días. Las obligaciones de la compañía están concentradas en cuentas por pagar y pasivos estimados y provisiones.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 27,4%, en el cual evidencia un aumento del 1,7% con respecto al año anterior, generado por principalmente por el incremento de las cuentas por pagar cuenta (depósitos recibidos de terceros).

Por otra parte, el 72,6% de los recursos con los que cuenta la Empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que disminuyó con respecto al 2011, debido al aumento en el nivel de endeudamiento registrado en 2012.

El Pasivo corriente representa el 33,2% del total de los Pasivos, por lo que el 66,8% restante pertenece a Pasivos de largo plazo, correspondiente en un 62,49% a pasivos estimados y provisiones.

Rentabilidad

El EBITDA para el año 2012 fue de \$18.080 millones, el cual presentó un descenso de \$ 2.746 millones respecto al año anterior, como consecuencia del aumento en la estructura de costos.

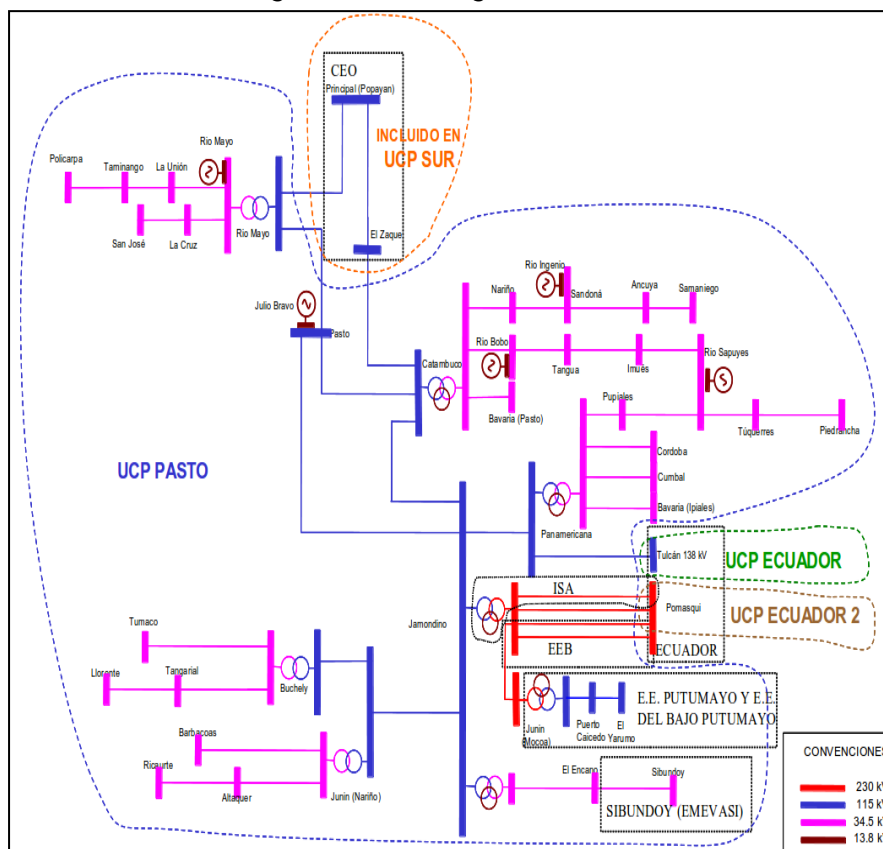
El margen operacional en 2012 fue de 7,5%, presentando un descenso de 1,4% respecto al 2011, como resultado de un incremento en el comportamiento del EBITDA.

La rentabilidad de los Activos disminuyó en 0,65% con respecto al año anterior ubicándose en 3,5%. La rentabilidad del patrimonio presentó un descenso de 0,9% respecto a la vigencia anterior, siendo de 5,0% para el año 2012.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

En este capítulo se analizarán los aspectos técnicos y operativos de la Central Eléctrica de Nariño durante el año 2012.

Figura N° 3.1 Diagrama Unifilar



Fuente: XM S.A. ESP. - PARATEC

Al respecto, las Subgerencias de Distribución y Generación, Gestión de Energía de CEDENAR realiza anualmente el plan de mantenimiento fundamentado principalmente en actividades de mantenimiento preventivo en los diferentes activos que componen

las redes de su mercado. Plan que se encuentra sujeto a las necesidades propias del sistema.

El Sistema de Distribución Local – SDL - de CEDENAR se encuentra dividido en cinco (5) zonas: Centro, Norte, Sur, Occidente y Pacifico, a partir de las cuales las mencionadas subgerencias monitorean, manejan y coordinan parámetros, eventos y trabajos realizados en las diferentes áreas del departamento.

Descripción de la infraestructura

De acuerdo a la información suministrada por la Empresa, del informe del Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR y de la página del Sistema Único de Información SUI, a continuación se detalla el sistema eléctrico de CEDENAR.

Fronteras con el STN - STR

CEDENAR se conecta al STN a través de un banco de autotransformadores de 150 MVA, 230/115kV ubicado en la subestación Jamondino en el municipio de San Juan de Pasto.

En cuanto a conexiones con el STR, se conecta con la Compañía Eléctrica de Occidente (CEO) a través de dos circuitos: Popayán – Río Mayo - Pasto y el circuito Popayán – Zaque – Catambuco.

Tabla N° 3.1. STR CEDENAR - 2012.

LINEAS DEL SISTEMA DE TRANSMISION REGIONAL CEDENAR S.A E.S.P 115kV			
DESCRIPCION	LINEA	TORRES	LONGITUD (km)
Conexión Sistema CEDENAR - CEO.	Popayán – Río Mayo	388	196
	Popayán – Zaque - Catambuco		
Anillo A 115 kV Cedenar Interconexión Subestaciones Pasto, Catambuco Y Jamondino.	Pasto – Catambuco - Jamondino	133	26
Zona Pacifica (Pasto – Tumaco 230 kV) - Línea Operativa A 115 Kv	Jamondino - Buchelly	387	220
Zona Sur (Pasto – Ipiales)	Jamondino - Panamericana	150	66

Fuente AEGR

– Sistemas de Generación

La empresa cuenta con cinco (5) plantas de generación hidráulicas, como son: la central hidroeléctrica de Río mayo (ubicada en zona rural del municipio de San Pablo - Nariño), las Pequeñas Centrales Hidroelectricas – PCHs Río Bobo (El Paramillo, corregimiento de Santa Bárbara del municipio de San Juan de Pasto), Río Sapuyes (ubicada en el suroccidente del departamento en la cuenca del Río Sapuyes, en el municipio del mismo nombre a 80 km de la ciudad de San Juan de Pasto), Julio Bravo (Ubicada en zona rural del municipio de Pasto), y Río Ingenio (ubicada en el occidente del departamento de Nariño, en el municipio de Sandoná).

Tabla N° 3.2. Centrales de Generación Hidráulica CEDENAR 2012.

CENTRALES DE GENERACIÓN HIDRÁULICAS CEDENAR		
NOMBRE PLANTA	CAPACIDAD (MW)	UBICACIÓN ZONA/MPIO.
Central Hidroeléctrica - CH Río Mayo	19.8	Norte / SanPablo
Pequeña CentralHidroeléctrica PCH RíoBobo	3.8	Centro / SanJuan de Pasto
Pequeña CentralHidroeléctrica PCH JulioBravo	1.5	Centro / SanJuan de Pasto
Pequeña CentralHidroeléctrica PCH RíoSapuyes	1.8	Sur / Túquerres
Microcentral Río Ingenio	0.2	Occidente /Sandoná

Fuente: CEDENAR

Las centrales hidroeléctricas de CEDENAR S.A. E.S.P. aprovechan la energía potencial de un caudal captado de las fuentes hídricas: Río Mayo, Río Bobo, RíoPasto, Río Sapuyes y Río Ingenio. El principio de la generación se basa en la desviación de un caudal para después de ser almacenado, dejar el fluido en caída libre y pasar por una turbina hidráulica, la cual transmite la energía a un generador donde se transforma en energía eléctrica

Sistema de Distribución - SDL – CEDENAR

De acuerdo a lo expuesto por CEDENAR, la infraestructura eléctrica a nivel de distribución se encuentra compuesta por un total de 37 subestaciones eléctricas, distribuidas de la siguiente manera:

- Zona Centro: 7 Subestaciones.
- Zona Sur: 10 Subestaciones.
- Zona Norte: 7 Subestaciones.
- Zona Pacífico: 8 Subestaciones.
- Zona Occidente: 5 Subestaciones.

Al respecto, el AEGR en su informe relaciona las subestaciones por zona, con los respectivos transformadores asociados, discriminados por nivel de tensión.

Ahora bien, a nivel de redes por nivel de tensión, la empresa informa que cuenta con:

- 496 km de red a 34.5 kV.
- 5,627 km de red a 13.2 kV, representados en 73 alimentadores.
- 6,645 km de redes en baja tensión.

De acuerdo con la información reportada al SUI por la CEDENAR, ésta cuenta con un total de 11,522 transformadores de distribución, por medio de los cuales brinda servicio a 343,635 usuarios finales de las cinco zonas en que tiene divide su sistema.

Tabla N° 3.3. Relación de transformadores en nivel de tensión 3 y 4. CEDENAR

TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN NIVELES DE TENSIÓN 3 Y 4 CEDENAR 2012				
UBICACIÓN ZONA	SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN (Kv)	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES INSTALADOS	
ZONA CENTRO	JAMONDINO	115/13.2	3	
	PASTO CATAMBUCO BARRA 2	115/13.8	2	
	JAMONDINO CATAMBUCO	115/34.5	2	
	CATAMBUCO ASEA CATAMBUCO ALSTHON TANGUA EL ENCANO RIO BOBO ST. BARBARA CHACHAGUI.	34.5/13.8	6	
ZONA SUR	PANAMERICANA	115/34.5	1	
	PANAMERICANA (2) IMUES SAPUYES PUPIALES TUQUERRES CUMBAL CORDOBA PIEDRANCHA RICAURTE CASA FRIA	34.5/13.8	11	
	RIO MAYO	115/34.5	1	
	RIO MAYO LA UNION LA CRUZ SAN JOSE TAMINANGO POLICARPA EL REMOLINO	34.5/13.8	7	
	ZONA OCCIDENTE	ANCUYA NARIÑO SANDONA SAMANIEGO EL TAMBO	34.5/13.8	5
		BUCHELY JUNIN	115/34.5	2
		BUCHELY TUMACO 1 Y 2 LLORENTE TANGAREAL ALTAQUER JUNIN BARBACOAS	34.5/13.8	8

Fuente: AEGR.

Tabla N° 3.4. Relación de usuarios vinculados por transformador y grupo de calidad CEDENAR - 2012.

TRANSFORMADORES POR GRUPO DE CALIDAD DEL SDL DE CEDENAR				
	GRUPO DE CALIDAD			
	GRUPO DE CALIDAD 1	GRUPO DE CALIDAD 2	GRUPO DE CALIDAD 3	GRUPO DE CALIDAD 4
CANTIDAD DE TRANSFORMADORES	1,630	843	1,087	7,962
CANTIDAD DE USUARIOS VINCULADOS POR TRANSFORMADORES Y GRUPO DE CALIDAD	77,107	41,097	37,166	188,265

Fuente: SUI

Es importante resaltar que el 55% de los usuarios atendidos por CEDENAR se encuentran ubicados en el área rural de Nariño, a través de 7,962 transformadores, cantidad que representa el 69% del total de transformadores de CEDENAR.

3.2 Inversiones

El nivel de inversiones de CEDENAR S.A. ESP. para el año 2012 ascendió a los \$ \$26,921,551,605 pesos, a través de los cuales se desarrollaron un total de 19 proyectos.

A diciembre de 2012, solo el 32% de los proyectos programados por CEDENAR fueron ejecutados en un 100%, un 37% de los proyectos restantes llegaron a un nivel de ejecución entre el 50% y 98%.

De acuerdo con la información reportada al SUI por CEDENAR, a través del Formato 18 de la Resolución SSPD 8055 de 2010, la empresa dispuso de una inversión de \$21,138,826,489 de pesos en campañas y programas destinados a la reducción del nivel de pérdidas de su sistema, valor que equivale al 79% del valor total de los proyectos del año 2012. Dentro de estos se destaca el proyecto "CEDCOM212", por valor de \$5,344,990,219, a través del cual se realizó la revisión integral sobre 156.468 usuarios de todos los municipios, cuya característica común son consumos atípicos, previamente identificados en el sistema comercial. Así mismo, se destacan proyectos para cambio de redes en todos los municipios, por red trenzada.

Tabla N°3.5. Proyectos de inversión CEDENAR 2012.

PROYECTOS DE INVERSIÓN CEDENAR 2012							
ITEM	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	OBJETIVO DEL PROYECTO	MUNICIPIO	FECHA FINALIZACIÓN DE EJECUCIÓN	VALOR REAL	NIVEL DE AVANCE
1	CEDCOM212	SEGUIMIENTO USUARIOS CON POTENCIAL FRAUDE	REVISAR CLIENTES CON CONSUMOS ATÍPICOS IDENTIFICADOS EN EL SISTEMA COMERCIAL POR CADA UNO DE LOS MUNICIPIOS ATENDIDOS	PASTO	31/12/2012	\$5,344,990,219	100%
2	CEDDIS112	REMODELACION REDES ZONA NORTE SUR OCCIDENTE Y PACIFICO	MEJORAR LA RED DE MEDIA TENSION DE LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES CON QUE SE ATIENDE ALGUNOS MPIOIS DEL DPTO Y BLINDAR LA RED CON CABLE TRENZADO EN LA ZONA COMERCIAL DE LOS CASCOS URBANOS CON EL FIN DE PERMITIR CONTROL DE PERDIDAS TECNICAS	PASTO	30/12/2012	\$4,915,655,414	65%

ITEM	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	OBJETIVO DEL PROYECTO	MUNICIPIO	FECHA FINALIZACIÓN DE EJECUCIÓN	VALOR REAL
3	CEDDIS312	IMPLEMENTACION DEL CENTRO LOCAL DE CONTROL Y CONTACT CENTER	CENTRALIZAR LA OPERACION GESTION DE MEDIDA Y OPTIMIZACION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION DEL SISTEMA ELECTRICO DE CEDENAR	PASTO	30/12/2012	\$4,489,607,991
4	CEDCOM612	ACOPLE USUARIOS	PONER EN FUNCIONAMIENTO UN SISTEMA DE GESTION DE DISTRIBUCION CENTRALIZADA	PASTO	31/12/2012	\$1,980,765,323
5	CEDDIS912	PROYECTO PRONE TUMACO	APOYAR LOS PROYECTOS DE REMODELACION EN LA NORMALIZACION DE REDES EN LAS POBLACIONES DE TUMACO BARBACOAS MAGUI Y ROBERTO PAYAN MEDIANTE LA ADMINISTRACION INTERVENTORIA SOCIALIZACION Y ALGUNAS OBRAS COMPLEMENTARIAS ASOCIADAS A LOS BARRIOS QUE SE ESTAN INTERVINIENDO CON RECURSOS PRONE 002 DE 2011	TUMACO	30/12/2012	\$1,510,945,586
6	CEDDIS612	CONSTRUCCION SUBESTACION SAN LORENZO	CONSTRUCCION DE LA SUBESTACION TRANSFORMADORA 34.5 / 13,8 kV 5 625 MVA SAN LORENZO Y SU LINEA ASOCIADA 345 TAMINANGO SAN LORENZO	PASTO	30/12/2011	\$1,399,876,806
7	CEDCOM312	INSTALACION MACROMEDIDORES MEDIDORES	ADQUIRIR E INSTALAR EQUIPOS DE MEDIDA Y SELLADO MASIVO DE 200000 USUARIOS EN TODO EL DPTO	PASTO	31/12/2012	\$1,210,933,710
8	CEDADM112	EQUIPOS ESPECIALES	MEJORAR LA PRESTACION DEL SERVICIO AL USUARIO	PASTO	31/12/2012	\$1,007,232,639
9	CEDCOM112	PROGRAMA SOCIALIZACION PLAN DE PERDIDAS	DISENAR Y EJECUTAR PROGRAMAS DE EDUCACION AL USUARIO SOBRE EL USO RACIONAL DE LA ENERGIA ELECTRICA ELECTRICA Y LAS CONSECUENCIAS EN LA FACTURACION DEL SERVICIO	PASTO	31/12/2012	\$938,571,401
10	CEDDIS412	CONFIABILIDAD SISTEMA DE DISTRIBUCION	GARANTIZAR Y MANTENER LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO CON ESTANDARES DE CALIDAD Y CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION PROPIEDAD DE CEDENAR SA ESP	PASTO	30/12/2012	\$640,296,000
11	CEDDIS1012	PROGRAMAS AMBIENTALES	MINIMIZAR MITIGAR Y COMPENSAR IMPACTOS AMBIENTALES GENERADOS POR LAS ACTIVIDADES DE DISTRIBUCION Y GENERACION DE ENERGIA	PASTO	31/12/2012	\$589,638,008
12	CEDDIS512	CONSTRUCCION SUBESTACION ROSA FLORIDA	CONSTRUCCION DE LA SUBESTACION TRANSFORMADORA 345 138 KV 5625 MVA DE ROSA FLORIDA Y SU LINEA ASOCIADA 345 MUNICIPIO DE ARBOLEDA CON UNA LONGITUD DE 10 KM	PASTO	30/12/2012	\$576,431,897

ITEM	NOMBRE DEL PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	OBJETIVO DEL PROYECTO	MUNICIPIO	FECHA FINALIZACIÓN DE EJECUCIÓN	VALOR REAL	NIVEL DE AVANCE
13	CEDCOM712	REVISIONES DE CONTROL DE GESTION	CONTRATAR LA INTERVENTORIA INTEGRAL A LOS CONTRATOS DE TOMA DE LECTURAS SUSPENSIONES Y REVISIONES FOCALIZADAS IDENTIFICACION CONTINUA DE USUARIOS CON PROBLEMAS EN LA SUSPENSION Y REINCIDENCIAS EN LA RECONEXION FUERA DEL SISTEMA	PASTO	31/12/2012	\$546,951,823	100%
14	CEDADM212	ADQUISICION SOFTWARE NIF	CUMPLIR CON LAS NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACION FINANCIERA OPTIMIZACION DEL SOFTWARE DE ACUERDO A LA TECNOLOGIA	PASTO	31/12/2014	\$468,753,280	9%
15	CEDDIS212	REMODELACION CIRCUITOS CIUDAD DE PASTO	DISMINUIR PERDIDAS TECNICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE CEDENAR SA ESP MEJORAR INDICES DE CALIDAD Y CONFIABILIDAD DEL SERVICIO EN CUMPLIMIENTO RESOLUCION CREG 097 2008	PASTO	30/12/2012	\$417,614,371	42%
16	CEDCOM412	LABORATORIO ACREDITADO	REVISION DE EQUIPOS DE MEDIDA EN LABORATORIO ACREDITAO Y EVALUAR UN NUEVO ESQUEMA PARA LA INSTALACION DE UN LABORATORIO	PASTO	31/12/2012	\$372,658,938	100%
17	CEDCOM512	MEDICIONES ESPECIALES	ADQUIRIR E IMPLEMENTAR EQUIPOS QUE FACILITEN Y AGILICEN EL PROCESO DE REVISION DE USUARIOS DETECCION DE ANOMALIAS EN PREDIO Y MEDIDOR ASI COMO LA TOMA DE LECTURA	PASTO	31/12/2012	\$348,703,114	100%
18	CEDDIS712	ADECUACION SUBESTACION JUNIN	ACONDICIONAR Y MODERNIZAR LA SUBESTACION DE DISTRIBUCION UBICADA EN EL MPIO DE BARBACOAS	BARBACOAS	31/12/2012	\$148,371,085	30%
19	CEDDIS812	CONSTRUCCION SUBESTACIONES JARDINERA Y SAN MARTIN	CONSTRUIR DOS SUBESTACIONES A NIVEL DE TENSION 115 / 345 KV CON CAPACIDAD DE 50 MVA EN EL NIVEL 4 Y 20 MVA EN NIVEL 3 CADA UNA	PASTO	31/12/2012	\$13,554,000	7%

Fuente: SUI

De igual forma, se destaca el proyecto "CEDDIS912", ejecutado en un 38% a diciembre de 2012, desarrollado en el municipio de Tumaco, proyecto complementario que busca la remodelación de las redes (PROYECTO PRONE TUMACO), con el fin de mejorar calidad de prestación del servicio y disminuir las pérdidas técnicas y no técnicas.

El 21% de los proyectos restantes, estaba encaminado a mejoras en las subestaciones Rosa Florida y Junín, y de aspectos administrativos.

3.3. Calidad del Servicio

A partir de la siguiente información se mostrará los resultados de la aplicación del esquema de incentivos de la resolución 097 de 2008 por parte de CEDENAR, aplicados desde el segundo (2) trimestre de 2011.

Tabla N° 3.6. Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad Nivel de tensión 1 –

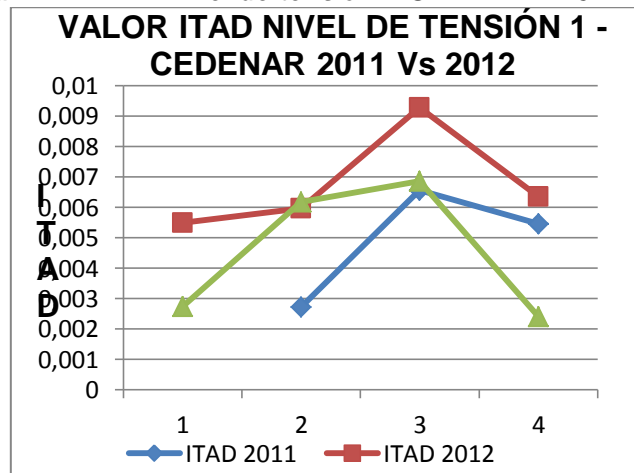
INDICE TRIMESTRAL AGRUPADO DE LA DISCONTINUIDAD - ITAD CEDENAR			
Trimestre	Nivel de Tensión 1		
	ITAD 2011	ITAD 2012	IRAD
1		0.00549518	0.0027414
2	0.0027166	0.00596943	0.0061744
3	0.00655694	0.00927512	0.0068657
4	0.00545418	0.00635877	0.0024143

Fuente: SUI

De acuerdo con la información reportada por CEDENAR al SUI para el nivel de tensión 1, se observa que solo para el segundo trimestre del año 2012 se cumplió con el ITAD, tal como se observa en la gráfica N°1.

Ahora bien, es cierto que para el cuarto trimestre de este mismo año se tuvo una mejora significativa en la reducción de las interrupciones, no alcanzo para dar cumplimiento con el índice de referencia de este periodo, establecidos por la Resolución CREG 170 de 2010.

Gráfica N° 1. ITAD Nivel de tensión 1 CEDENAR 2011 Vs 2012.



Fuente: SUI

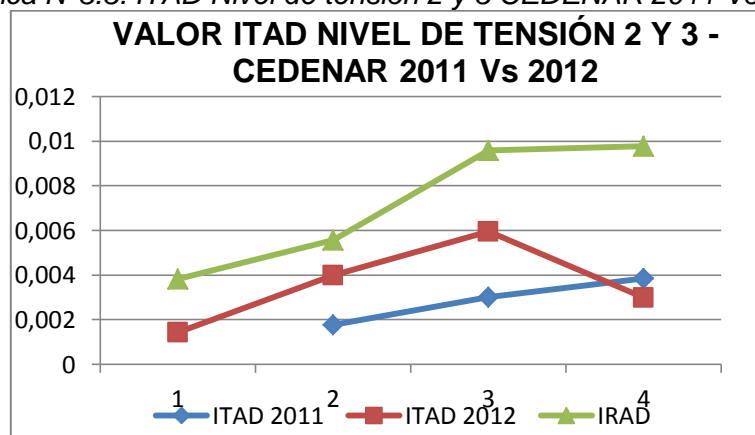
Tabla N° 7. Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad Nivel de tensión 2 y 3

INDICE TRIMESTRAL AGRUPADO DE LA DISCONTINUIDAD - ITAD CHEC			
Trimestre	Nivel de Tensión 2 y 3		
	ITAD 2011	ITAD 2012	IRAD
1		0.00144696	0.0038246
2	0.0017804	0.00400513	0.0055825
3	0.00302032	0.0059598	0.0095898
4	0.00384834	0.00298721	0.0097772

Fuente: SUI.

Caso contrario al nivel de tensión 1, para los niveles de tensión 2 y 3 del año 2012, se dio cumplimiento a los valores del IRAD, en todos los trimestres del año, lo cual demuestra una muy buena calidad de la energía prestada, tal como se muestra en la gráfica N° 3.

Grafica N°3.3. ITAD Nivel de tensión 2 y 3 CEDENAR 2011 Vs 2012.



Fuente: SUI.

En general, se dio un mejor comportamiento de los ITAD de CEDENAR, para los niveles de tensión 2 y 3. Situación que podría estarse generando a causa de los proyectos de recuperación de energía que durante todo el año 2012 ha venido trabajando, tal como se reportó en el numeral de las inversiones.

3.4. Calidad de la potencia.

De acuerdo con lo expuesto por el AEG, para el año 2011 CEDENAR S.A. E.S.P. reportó a la CREG 10 circuitos de nivel de tensión 13.8 kV y 2 circuitos de nivel de tensión 34.5 kV durante 52 semanas, sin embargo para el año 2012 se implementó el sistema de medición para 12 circuitos 10 en nivel de tensión 2 y 2 en nivel de tensión 3 reportando 52 semanas.

Lo circuitos intervenidos son:

- A nivel de tensión 2:

41PA01, 41PA02, 41PA03, 41PA04, 41PA05, 41PA06, 41PA16, 41PA17, 41PA18 y 41PA19.

- A nivel de tensión 3:

41JA15CH y 41JA41EN

4. ASPECTOS COMERCIALES

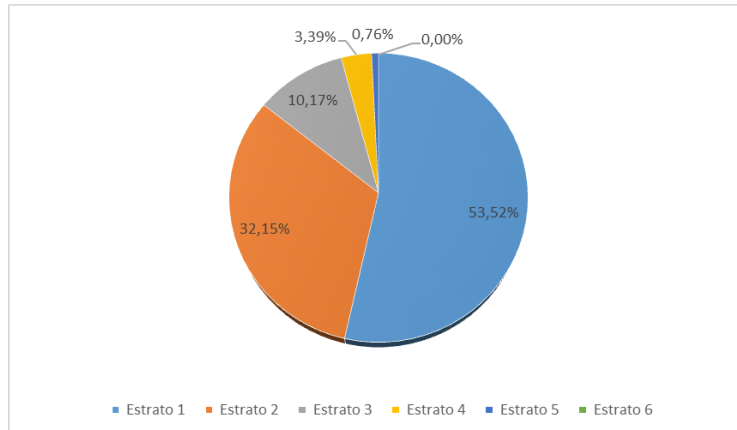
Tabla 4.1.1. Número de suscriptores 2012

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	315.511	94,65%
Total No Residencial	17.837	5,35%
Total Suscriptores	333.348	100,00%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.1 se observa que el número de suscriptores de la empresa Centrales Eléctricas de Nariño para el año 2012 es de 333.348, de los cuales el 94.7% corresponde al sector residencial.

Gráfica 4.1.1 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012



Fuente: SUI

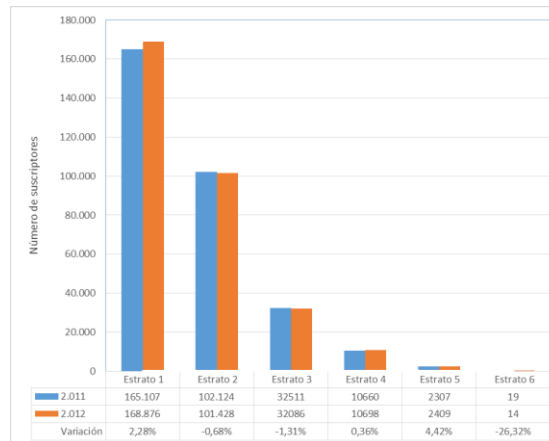
Tabla 4.1.2 Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	168.876	53,52%
Estrato 2	101.428	32,15%
Estrato 3	32.086	10,17%
Estrato 4	10.698	3,39%
Estrato 5	2.409	0,76%
Estrato 6	14	0,00%

Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.1 y Tabla 4.1.2, se concluye que el 53.5% de los usuarios pertenece al estrato 1, el 32.2% pertenecen al estrato 2, y el 10.2% al estrato 3.

Gráfica 4.1.2 Variación de Número de Usuarios Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

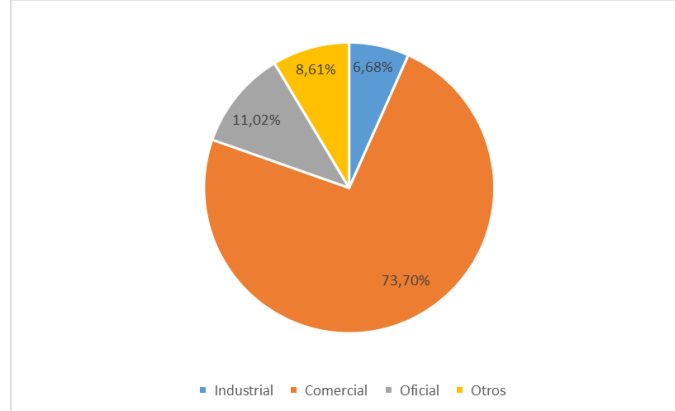
En la Gráfica 2 puede verse que en el año 2012 hubo incrementos en el número de usuarios residenciales comparados con el año anterior en los estratos 1, 4 y 5. El mayor incremento se dio en el estrato 5 con el 4.4%. Los otros estratos disminuyeron el número de usuarios, siendo el estrato 6 el que más disminuyó, con el 26.3%.

Tabla 4.1.3 Número De Usuarios No Residenciales Por Sector 2012

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	1.192	6,68%
Comercial	13.145	73,70%
Oficial	1.965	11,02%
Otros	1.535	8,61%

Fuente: SUI

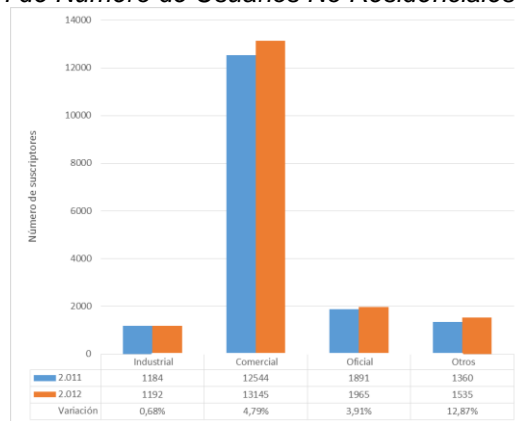
Gráfica 3 Distribución de Usuarios No Residenciales Por Sector 2012



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.3 y Gráfica 4.1.3 puede verse que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 73.7% corresponde al sector comercial, seguido del sector oficial, con el 11%. El menor porcentaje corresponde al sector Industrial con el 6.7%.

Gráfica 4.1.4 Variación de Número de Usuarios No Residenciales Por Sector 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.4 se observa que en todos los sectores se incrementó el número de usuarios, con relación al año anterior. Los mayores incrementos ocurrieron en el sector otros con el 12.9%, y en el sector comercial, con el 4.8% de incremento anual.

Tabla 4.1.4 Distribución De Usuarios Por Departamento

Departamento	USUARIO	AÑO	
		2.012	Participación
NARIÑO	Suma - Total Residencial	315.511	100%
	Suma - Total No Residencial	17.837	100%
Total Total Residencial		315.511	100,00%
Total Total No Residencial		17.837	100,00%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.4 puede verse que la totalidad de los usuarios de la empresa Centrales Eléctricas de Nariño están ubicados en el departamento de Nariño.

Tabla 4.1.5 Número De Usuarios Comparado Con Colombia

	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Total Suma - Estrato 1	2.737.327	168.876	6,17%
Total Suma - Estrato 2	4.317.969	101.428	2,35%
Total Suma - Estrato 3	2.375.182	32.086	1,35%
Total Suma - Estrato 4	746.906	10.698	1,43%
Total Suma - Estrato 5	290.667	2.409	0,83%
Total Suma - Estrato 6	181.398	14	0,01%
Total Suma - Industrial	46.971	1.192	2,54%
Total Suma - Comercial	627.674	13.145	2,09%
Total Suma - Oficial	53.919	1.965	3,64%
Total Suma - Otros	39.970	1.535	3,84%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.5 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al estrato 1 con el 6.2%, otros con el 3.8%, y el sector oficial con el 3.6%.

Consumos

Tabla 6 Consumo de Kwh Por Sector

Sector	Kw H	Participación
Total Residencial	290.009.661	68,26%
Total No Residencial	134.835.119	31,74%
Total Suscriptores	424.844.780	100,00%

Fuente: SUI

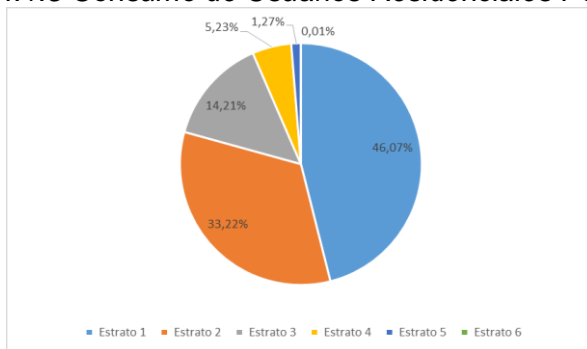
En la Tabla 4.1.6 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la empresa Centrales Eléctricas de Nariño para el año 2012 es de 424.844.780 Kwh, de los cuales el 68.3% corresponde al sector residencial, y el restante 31.7% corresponde al no residencial.

Tabla 4.1.7 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato

Estrato	Kw H	Participación
Estrato 1	133.605.297	46,07%
Estrato 2	96.336.156	33,22%
Estrato 3	41.206.742	14,21%
Estrato 4	15.167.314	5,23%
Estrato 5	3.669.618	1,27%
Estrato 6	24.534	0,01%

Fuente: SUI

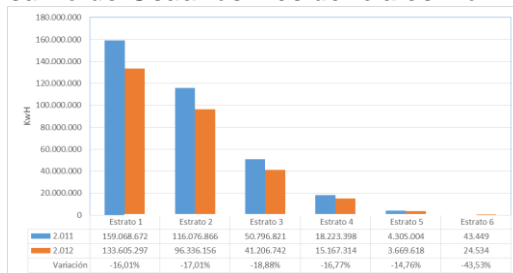
Gráfica 4.1.5 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.5 y Tabla 4.1.7, se concluye que el 79.3% del consumo de energía corresponde a usuarios de los estratos 1 y 2, el 14.3% a usuarios del estrato 3, y el 5.2% a usuarios del estrato 4.

Gráfica 4.1.6 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato 2011 - 2012



Fuente: SUI

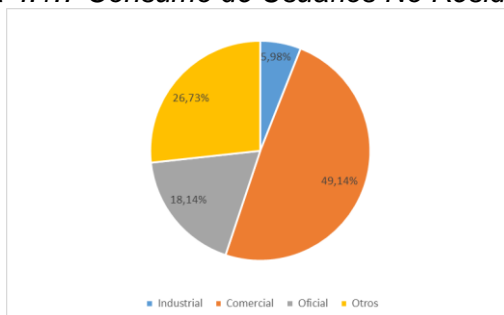
En la Gráfica 4.1.6 se observa que en todos los estratos, disminuyó el consumo de energía en el año 2012 en comparación con el año anterior. Las mayores disminuciones se presentaron en el estrato 6 con el 43.5% y en el estrato 3 con el 18.9%.

Tabla 4.1.8 Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

Sector	Kw H	Participación
Industrial	8.068.682	5,98%
Comercial	66.264.147	49,14%
Oficial	24.462.447	18,14%
Otros	36.039.843	26,73%

Fuente: SUI

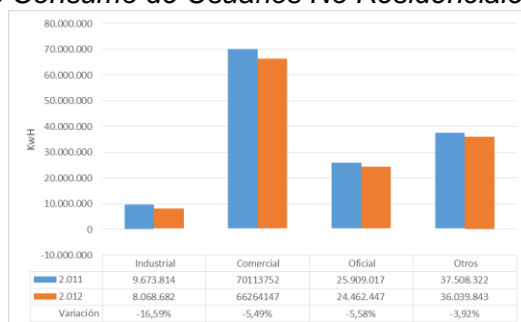
Gráfica 4.1.7 Consumo de Usuarios No Residenciales



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.8 y Gráfica 4.1.7 puede verse que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 49.1% corresponde al sector comercial, seguido de otros con el 26.7% y del sector oficial con el 18.1%.

Gráfica 4.1.8 Consumo de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.8 se observa que en todos los sectores disminuyó el consumo de los usuarios, con relación al año anterior. Las mayores disminuciones se presentaron en el sector industrial con el 16.6% y los sectores comercial y oficial con 5.5% anual.

Tabla 4.1.9 Consumo de Kwh Promedio Anua IPor Usuario

Estrato	Número de suscriptores	Kw H	kwh/usuario
Estrato 1	168.876	133.605.297	791
Estrato 2	101.428	96.336.156	950
Estrato 3	32.086	41.206.742	1.284
Estrato 4	10.698	15.167.314	1.418
Estrato 5	2.409	3.669.618	1.523
Estrato 6	14	24.534	1.752

Fuente: SUI

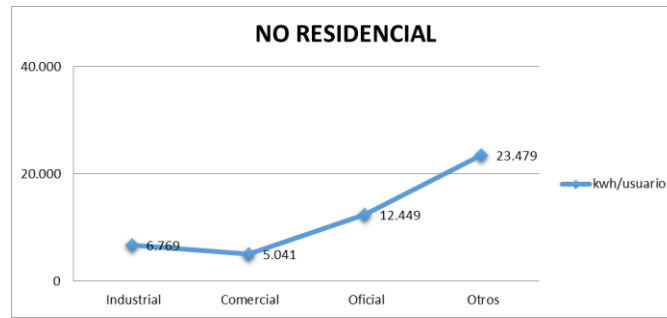
Gráfica 4.1.9 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario Residencial



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.9 y Gráfica 4.1.9 se puede observar que los consumos anuales por usuario van desde 791 Kwh en el estrato 1 hasta 1.752 Kwh en el estrato 6.

Gráfica 4.1.10 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario No Residencial



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.9 y Gráfica 4.1.10 se puede observar que el mayor consumo por usuario no residencial ocurre en el sector otros con 23.479 Kwh anuales, seguido del sector oficial con 12.449 Kwh.

Tabla 10 Consumo de Kwh de Usuarios Por departamento

Departamento	USUARIO	AÑO	
		2.012	Participación
NARIÑO	Suma de Total Residencial	290.009.661	100,00%
	Suma de Total No Residencial	134.835.119	100,00%
Total	Total Residencial	290.009.661	100,00%
Total	Total No Residencial	134.835.119	100,00%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.10 puede verse que el 100% del consumo corresponde al departamento de Nariño.

Tabla 4.1.11 Consumo de Kwh Comparado Con Colombia

	Total Consumo Colombia	Consumo Empresa	Participación
Total - Estrato 1	4.407.223.508	133.605.297	3,03%
Total - Estrato 2	6.109.402.080	96.336.156	1,58%
Total - Estrato 3	3.964.116.282	41.206.742	1,04%
Total - Estrato 4	1.453.637.917	15.167.314	1,04%
Total - Estrato 5	710.278.398	3.669.618	0,52%
Total - Estrato 6	680.918.417	24.534	0,00%
Total - Industrial	10.065.526.292	8.068.682	0,08%
Total - Comercial	7.060.243.373	66.264.147	0,94%
Total - Oficial	1.079.445.070	24.462.447	2,27%
Total - Otros	1.984.751.818	36.039.843	1,82%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.11 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al estrato 1 con el 3%, y al sector oficial con el 2.3%.

2 Detalle de las causales por las cuales el usuario se presenta en la empresa



Fuente: SUI

AÑO	
CAUSAL	CANTIDAD
Falla en la prestación de servicio	81.773
Calidad del servicio	11.860
Condiciones de seguridad o riesgo	11.058
Relacionada con cobros por promedio	1.418
Error de lectura	1.342
Alto consumo	871
Estrato	790
cobro de otros cargos de la empresa	788
Entrega y oportunidad de la factura	478
Pago sin abono a cuenta	331
TOTAL	110.709

4.2. Análisis tarifario

4.2.1. Cambios Regulatorios en el año 2012

Componente de Pérdidas

En diciembre de 2011, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, expidió las Resoluciones:

- CREG 172 de 2011, a través de la cual se establece la metodología para la implementación de los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local –SDL.
- CREG 173 de 2011, que modifica la fórmula tarifaria general, establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, que permite a los comercializadores minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional –SIN.
- CREG 174 de 2011, la cual modifica la Resolución CREG 121 de 2007, en relación con la asignación de pérdidas entre comercializadores minoristas en un mercado de comercialización.

Con la Resolución CREG 172 de 2011, se estableció la metodología para establecer los índices de pérdidas reconocidos en baja tensión y las condiciones para que las empresas de distribución presenten los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local.

La remuneración de los planes de reducción de pérdidas, será aplicable únicamente en los mercados de comercialización que presenten pérdidas de energía eléctrica en el Nivel de Tensión 1, superiores a las reconocidas. Los planes deben ser ejecutados por los operadores de red (OR), los cuales deben solicitar a la CREG su aprobación; tendrán una vigencia de cinco (5) años.

En los mercados de comercialización donde se presenten pérdidas de energía eléctrica en el Nivel de Tensión 1 inferiores a las reconocidas, los OR deben presentar a la Comisión un estudio para la aprobación del índice de pérdidas de este nivel, en un plazo no superior a 30 días.

El operador que incumpla con las metas propuestas en su plan, deberá devolverles a los usuarios una parte o la totalidad de los recursos recibidos por este concepto.

La Resolución CREG 173 de 2011 establece que a partir de su expedición y hasta que se aprueben los planes de reducción de pérdidas señalados en la Resolución CREG 172 de 2011, los valores de la variable $IPR_{n,m,j}$ corresponden a los vigentes en cada mercado de comercialización.

Los valores vigentes al momento de expedición de la Resolución CREG 173 de 2011 corresponden a los valores de la variable $PR_{n,j}$, calculados con base en lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, tomando como referencia los valores de las variables $P_{j,n}$ aprobados para cada mercado de comercialización.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 172 de 2011, el índice de pérdidas de nivel de tensión 1, $P_{j,1}$, será aprobado en resolución particular tanto para las empresas que presenten estudio de pérdidas de nivel de tensión 1 como para las que presenten solicitud de aprobación del plan de pérdidas. Los valores aprobados en estas resoluciones reemplazarán los valores vigentes a la expedición de la Resolución CREG 173 de 2011.

En conclusión, desde la aprobación de la Resolución CREG 173 de 2011 y hasta que se apruebe el índice de pérdidas reconocidas de nivel de tensión 1, $P_{j,1}$, el factor $IPR_{1,m,j}$ corresponderá a 12,75%; una vez aprobado el índice $P_{j,1}$, el factor $IPR_{1,m,j}$ se calculará con base en el índice aprobado.

De otra parte, se señala que a partir de la expedición de la Resolución 173 de 2011 el factor $IPRSTN_{m-1}$ corresponde al calculado con base en lo establecido en la Resolución CREG 039 de 1999.

Componente de Transmisión

Para el mes de julio de 2012, el Operador del Mercado, XM S.A. E.S.P., publicó en su página web, el valor del componente de Transmisión de los meses de junio y julio, en consideración a lo dispuesto en la Resolución CREG No. 157 de 2011, artículo 28:

"(...) Artículo 28. Publicación de cargos estimados. A más tardar el sexto día calendario de cada Mes, el LAC deberá suministrar a los comercializadores el valor de los Cargos por Uso del STN y del STR y demás cargos que deba liquidar y facturar, estimados para ese Mes con la mejor información disponible. (...)"

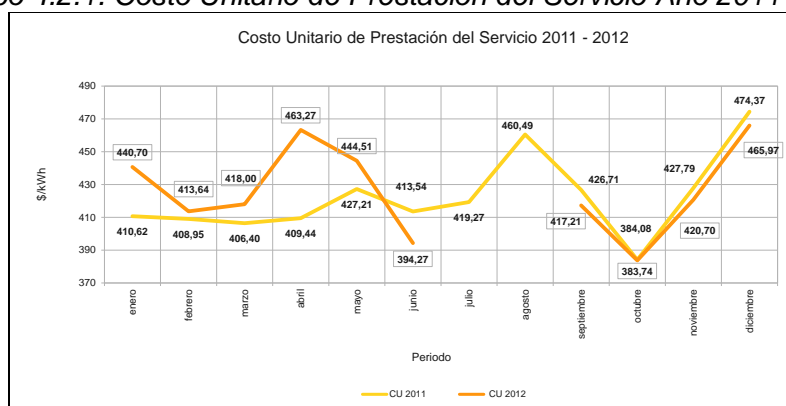
Con lo anterior, y a partir de la publicación de cargos empalmados mes a mes y en el marco de la Resolución CREG 119 de 2007, el componente T aplicado en el mes m a partir de Julio, deberá corresponder con el Cargo Estimado del mes m , en este caso el de Julio, revisión que se efectúa por parte de esta Superintendencia en la Publicación de tarifas realizadas por los prestadores.

4.2.2. Información Costo Unitario de Prestación del Servicio

Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P., presenta el costo unitario de prestación del servicio más alto para el ADD Occidente, para el nivel de tensión 1, presentó un incremento del 1.77%, con respecto al CU de diciembre de 2011.

El valor del Costo Unitario de Prestación del Servicio de las vigencia 2011 y 2012 se presentan en la gráfica 4.2.1.

Grafico 4.2.1. Costo Unitario de Prestación del Servicio Año 2011 – 2012



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas de ESP

Por otra parte, de acuerdo con el comportamiento de cada una de las componentes se observa en términos generales que en lo corrido del año 2012, las componentes de distribución y restricciones presentaron las mayores variaciones, la primera de ellas por el comportamiento del Dtun del ADD de Occidente que oscila entre 96,58 \$/kWh a 180,78 \$/kWh, y el valor de las restricciones las cuales varían entre 5,63 \$/kWh y 25,57 \$/kWh, esto de acuerdo con la información reportada por el prestador a esta Entidad.

Información Costo Unitario de Prestación del Servicio para el ADD Occidente

El Ministerio de Minas y Energía – MME expidió el Decreto 388 de 2007, mediante el cual ordena a la CREG conformar Áreas de Distribución – ADD, lo cual se estableció a través de la Resolución CREG 058 de 2008 donde se crearon cuatro Áreas de Distribución.

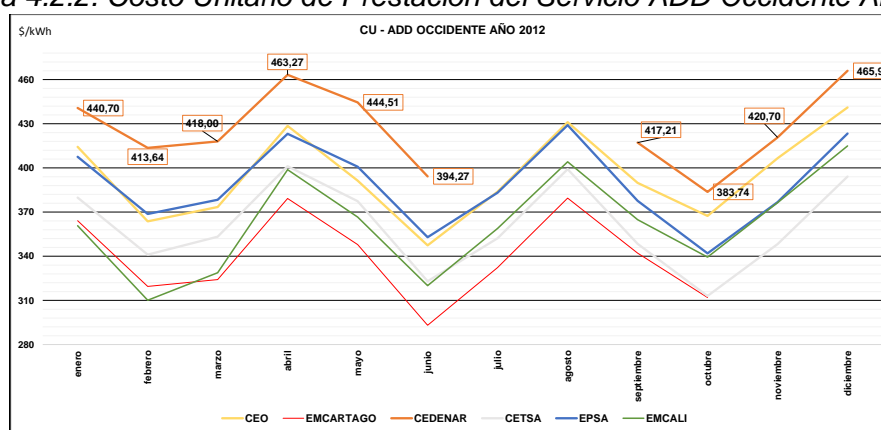
A través del Decreto 3451 de 2008, el MME modificó el Decreto 388 de 2007 en el sentido de retomar la potestad de la conformación de las ADD, manteniendo el esquema donde se había iniciado.

De conformidad con lo anterior, el MME mediante la Resolución 181347 de 2010, creó el Área de Distribución Occidente, en la cual fue incluida la empresa Centrales Eléctricas de Nariño, al igual que Empresas Municipales de Cali, Compañía de Electricidad de Tuluá, Empresas Municipales de Cartago, Empresa Municipal de

Energía Eléctrica, Compañía Energética de Occidente y, Empresas de Energía del Pacífico.

El Costo Unitario de Prestación del Servicio, para las empresas que conforman la ADD Occidente, se observa en el Gráfica 4.2.2., tal como se muestra la tarifa de Cedenar es la más alta dentro de estas empresas, no obstante es necesario señalar que en la parte del componente de distribución se tendrá en cuenta la aplicación de la opción tarifaria por parte del prestador, para verificar el comportamiento de las tarifas.

Gráfica 4.2.2. Costo Unitario de Prestación del Servicio ADD Occidente Año 2012



Fuente: Publicación de tarifas de ESP de ADD Occidente

Se considera importante mencionar que la Superintendencia realizó un estudio relacionado con el análisis del comportamiento de las ADD, y las conclusiones para el prestador son las siguientes, es de anotar que el estudio abarca desde la conformación del ADD a julio del año 2012:

“(...) CEDENAR es un mercado que ha sido deficitario y excedentario, por tanto los usuarios han asumido costos y obtenido beneficios. Los usuarios de este mercado han percibido incrementos tarifarios que van desde un 4% hasta un 6% y disminuciones que van desde un 2% hasta un 13%, lo cual es errático.

CEDENAR tiene aproximadamente 321.362 usuarios en el nivel de tensión 1, de los cuales el 80,5% son de estrato 1 y 2. El total de usuarios subsidiados representa el 90,6%, los usuarios contribuyentes son el 4,8%, el restante 4,6% son usuarios que no contribuyen ni reciben subsidio.

CEDENAR consume aproximadamente el 12,8% de la energía de nivel de tensión 1 del ADD Occidente. De la energía vendida en el sistema operado por CEDENAR el 69,9% es consumida por los estratos 1, 2 y 3; el 14,1% por usuarios que pagan el CU y el restante 16% por usuarios contribuyentes.

Beneficios de CEDENAR: El beneficio total recibido por los usuarios de nivel 1 ubicados en el mercado operado por CEDENAR alcanza un monto de \$9.124'374.253 pesos de julio de 2012, el cual representa el 9,3% de los beneficios recibidos por los usuarios de esta ADD. De estos beneficios los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 han recibido un 51,7%, los usuarios que pagan el CU un 20,3% y los usuarios que contribuyen un 28%.

Costos de CEDENAR: Los costos asumidos por los usuarios de nivel 1 ubicados en el sistema operado por CEDENAR alcanza un monto de \$2.150'533.393 pesos de julio

de 2012, el cual representa el 1,6% de los costos asumidos por los usuarios de esta ADD. De estos costos los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 han asumido un 50,7%, los usuarios que pagan el CU un 21,6% y los usuarios que contribuyen un 27,7%.(...)"

Componente Generación, G

La componente de generación representa el costo de compra de energía que realiza el comercializador en mercado mayorista, la variación de la misma esta dado especialmente a los precios de Bolsa de Energía como a los precios de los contratos bilaterales de suministro de largo plazo que tiene la empresa.

En la siguiente gráfica se puede apreciar que la componente de generación tiene una tendencia constante, que osciló entre un valor máximo de 135,35 \$/kWh y un mínimo de 126 \$/kWh, es decir que el rango de variación estuvo entre los 9,35 \$/kWh, así mismo se nota un aumento en enero de 2012 que representó una variación de 2,74% en relación con enero del 2011.

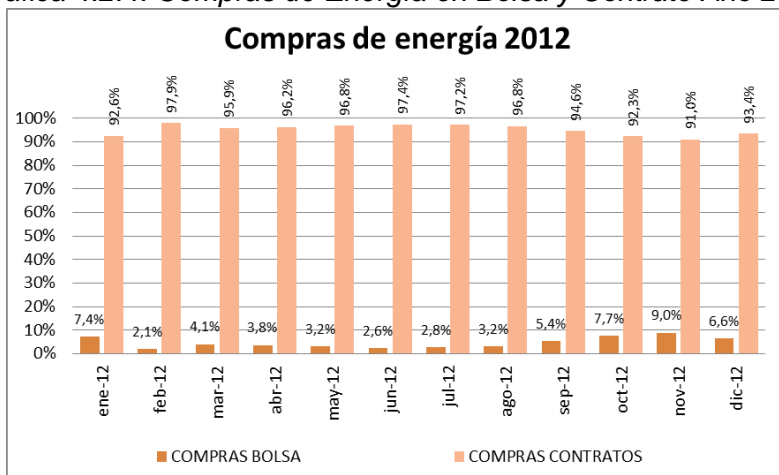
Gráfica 4.2.3. Componente de Generación Año 2011 - 2012



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

El anterior comportamiento está directamente ligado con la compra de energía en contratos y bolsa que se relaciona a continuación:

Gráfica 4.2.4. Compras de Energía en Bolsa y Contrato Año 2012



Fuente: Publicación XM -Neón

La empresa en el año 2012 estuvo expuesta a bolsa en un promedio de 4,8% de su demanda y en contratos en un 95,2%, razón por la cual su componente de generación para este año se mantuvo constante.

Componente de Transmisión, T

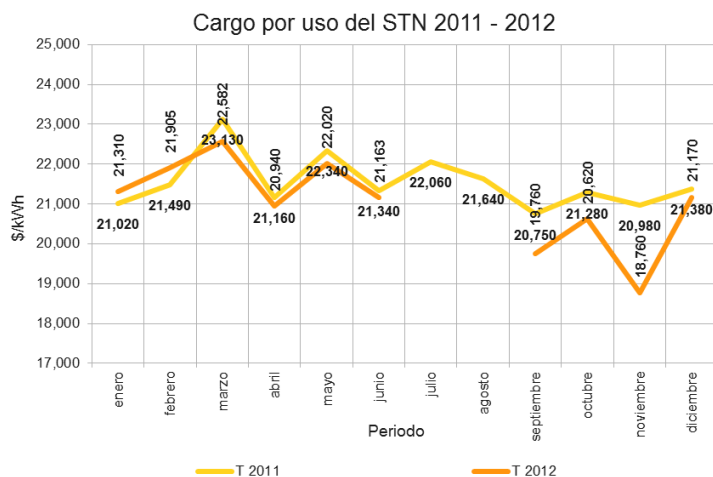
El cargo por uso del Sistema Nacional de Transmisión, componente T, es un valor único para todos los comercializadores, a través del cual se paga el transporte de energía de las plantas de generación hasta las redes de Transmisión Regional STR, la gráfica 4.2.5., muestra el valor de T empleado por el prestador dentro del CU, valor que se actualiza con el Índice de Precios al Productor y varía mensualmente por la demanda nacional.

Se señala nuevamente, que a partir de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 157 de 2011 y de acuerdo con lo publicado por el LAC, en Julio de 2012, el LAC cambió la fecha de publicación de los cargos del STR donde el insumo para el cálculo es la mejor información disponible, esto es la información de los cargos propios del mes donde se calculan las tarifas.

En términos generales el valor del componente T, durante el año 2012, tuvo una tendencia a la baja, con respecto a los valores que calculó el LAC para el año 2011.

El valor del componente T, empleado por el prestador durante los meses de los años 2011 y 2012, se muestran en la siguiente gráfica:

Gráfica 4.2.5. Componente de Transmisión Año 2011 – 2012



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP – Cálculo T ' XM

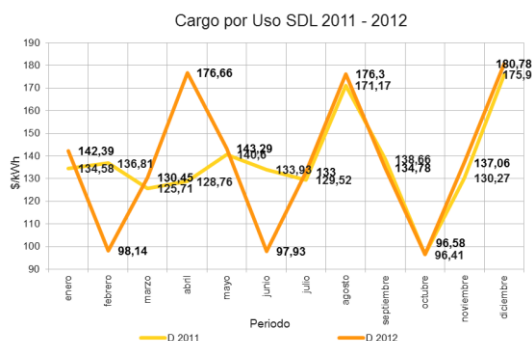
Componente de Distribución, D

Esta componente corresponde al costo por uso del Sistema de Transmisión Regional STR, el cual está compuesto por los transformadores de conexión al STN y las líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4 y Sistema de Distribución Local SDL, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional.

Como se observa en la siguiente gráfica, los picos de aproximadamente 20 \$/kWh, que presenta el cargo por uso del SDL, tiene una alta incidencia en el costo unitario final, dado a que la componente de distribución, en el mercado de Nariño, representa aproximadamente un 31% del CU, sin embargo, este comportamiento es el resultado de la aplicación del Dtun del área, tal como se presenta en la gráfica 4.2.6.

A continuación se muestra la evolución de la componente de distribución para el año 2012, en la gráfica 4.2.6.:

Gráfica 4.2.6. Componente de Distribución Año 2011 – 2012



Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP - Cálculo de XM ADD Oriente*

Ahora bien, se considera importante reseñar la verificación de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento – AOM que se efectúa para los operadores de red y transmisores del país, en el cual se describe lo concerniente a Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P..

Según lo dispuesto en el artículo 15°, numeral 13 del Decreto 990 de 2002, corresponde a la DTGE, vigilar la correcta aplicación del régimen tarifario para energía eléctrica que señalen las Comisiones de Regulación.

En este sentido, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, mediante resolución CREG 051 de 2010 modificada por la Resolución CREG 24 de 2012, estableció la obligación a los OR de entregar la información referente a los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento - AOM a esta Superintendencia en los siguientes términos:

"Artículo 5. Modificación del artículo 3 de la Resolución CREG 051 de 2010. Se modifica el artículo 3 de la Resolución CREG 051 de 2010, el cual quedará así:

"Artículo 3. Fecha de Entrega de Información de AOM. Los Operadores de Red deben entregar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a más tardar el 30 de abril de cada año, la información de AOM del año anterior junto con el informe del auditor contratado y la información adicional que se señala en esta resolución.

La información presentada después de esta fecha se considerará como no entregada para efectos de lo previsto en el numeral 10.3 de la Resolución CREG 097 de 2008." " (subrayado fuera de texto)

Al respecto, los gastos anuales por concepto de AOM se suman a la tarifa que la CREG reconoce y se calculan como un porcentaje (Porcentaje de AOM a reconocer - PAOMR) a partir de los gastos contables demostrados por el agente y condicionado a que los

indicadores de calidad del servicio no se deterioren, siendo cubiertos dichos gastos en su totalidad por el usuario final vía tarifa.

En virtud de dicha función, la Dirección Técnica de Gestión de Energía - DTGE, identificó la necesidad de implementar una jornada de verificación del reporte y cálculo del Porcentaje de Administración, Operación y Mantenimiento a Reconocer - PAOMR para cada uno de los operadores de red - OR, relativo a los tres años reportados (2010 – 2012).

Dentro de la mencionada jornada, se encontró que Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P., realizó los cálculos del PAOMR 2010-2012 de acuerdo con la metodología establecida en la resolución CREG 097 de 2008, sin presentar observaciones por parte de la DTGE.

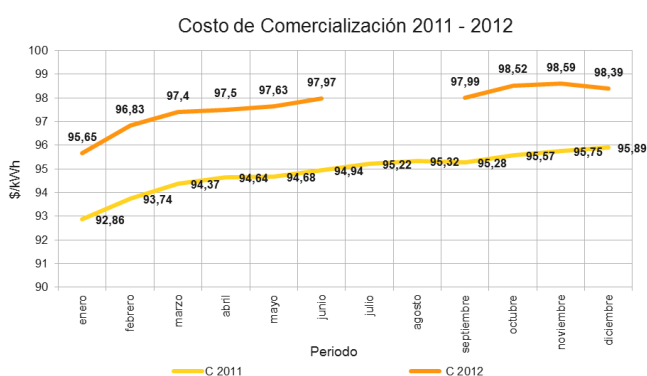
Componente de Comercialización, C

La componente de Comercialización incluye entre otros, los costos por concepto del margen de la actividad, el riesgo de cartera, pagos al Administrador del Mercado, al Centro Nacional de Despacho CND, así como las contribuciones a la CREG y SSPD y los costos de atención comercial del usuario del servicio de energía eléctrica.

Como se puede observar de la gráfica 4.2.7., durante el año de 2012 mantuvo una tendencia constante con un promedio de 97,64 \$/kWh, llegando a un valor máximo que alcanzó los 98,59 \$/kWh y un mínimo 95,65 \$/kWh, variando en un rango de 2,94 \$/kWh. Así mismo, a partir del mes de enero la componente de comercialización presentó un pequeño crecimiento de un 3% en relación con el 2011.

En un análisis del peso relativo de la componente de comercialización respecto al costo unitario de prestación del servicio, CU, permite establecer que ésta componente ha representado en promedio un 23% del CU predominantemente.

Gráfica 4.2.7. Componente de Comercialización Año 2011 – 2012



Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

Componente de Pérdidas, Pr

Esta componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, en la gráfica 4.2.8., se observa los incrementos parciales evidenciados durante el año en estas variables, que resultan en una variación promedio de 0,8 \$/kWh, alcanzando un máximo de 25,85 \$/kWh y un mínimo de 25,05 \$/kWh.

Gráfica 4.2.8. Componente de Pérdidas Año 2011 - 2012



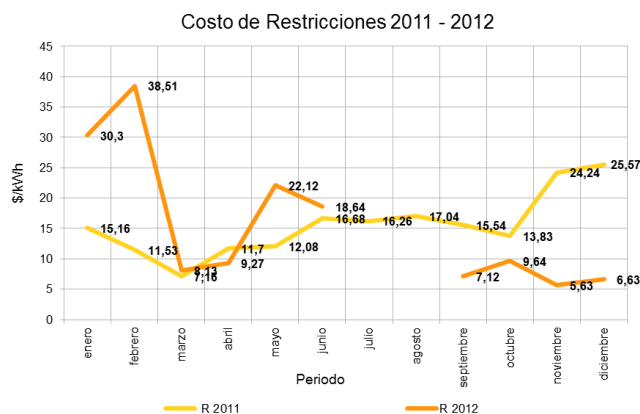
Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

Componente de Restricciones, R

De acuerdo con la metodología tarifaria, las restricciones son limitaciones que presenta el Sistema Interconectado Nacional - SIN, para atender los requerimientos de energía (líneas de transmisión fuera de servicio, limitaciones técnicas, etc.), esto da lugar a generaciones con energía forzada que pueden estar fuera de mérito, por lo tanto resultan más costosas que la generación de energía en condiciones ideales, estos costos por restricciones son trasladadas al usuario final.

La mayor variación presentada en el 2012 estuvo entre febrero y marzo con un 374%, que pasó de 38,51 \$/kWh a 8,13 \$/kWh y para los siguientes meses la componente de restricciones fluctuó en un rango de 32,88 \$/kWh con valores entre los 5,63 \$/kWh hasta 38,51 \$/kWh, tal como se observa en la gráfica 4.2.9.

Gráfica 4.2.9. Componente de Restricciones Año 2011 - 2012



Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

4.2.3. Evolución de las tarifas 2012

Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas en los años 2011 y 2012 por las empresas comercializadoras de energía eléctrica, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la empresa.

Evolución de las tarifas 2012 del prestador

En la gráfica 4.2.10., podemos observar la tarifa aplicada por la Empresa de Energía de Nariño a cada estrato durante el año 2012.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 428.23 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 171.29 \$/kWh, asignado un subsidio del 60% para este periodo.

Gráfica 4.2.11. Tarifas 2012, mes a mes, por estrato



Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue un incremento del 4.59% en la tarifa, que para enero fue de 428.23 \$/kWh y para diciembre de 447.89 \$/kWh.

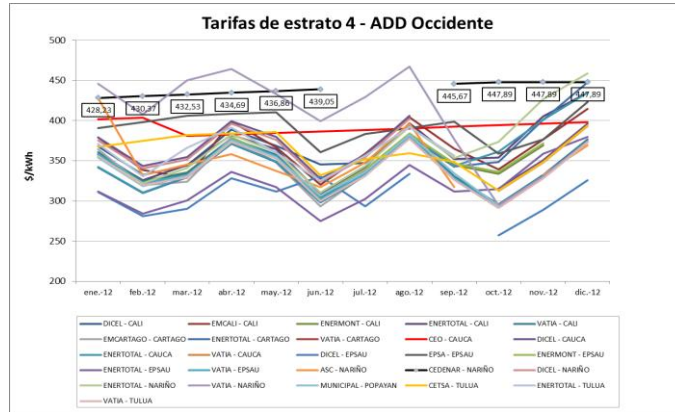
Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores del ADD Occidente.

Mediante el Decreto 388 de 2007 se ordenó a la Comisión Reguladora de Energía y Gas -CREG conformar, dentro de la metodología que establezca la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, áreas de distribución -ADD, las cuales se definen como el “Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución Local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.”, y se establece que debe existir un Cargo Unico por Nivel de Tensión por cada ADD.

Lo que busca la integración de las ADD es normalizar la componente de distribución - D de la tarifa regulada (Resoluciones CREG 119/07 y 097/08), debido a que para regiones relativamente cercanas geográficamente, se presentaban variaciones considerables en la tarifa influenciadas por esta componente.

Por lo anterior, vale la pena observar las tarifas aplicadas por las diferentes empresas que conforman el ADD Occidente:

Gráfica 4.2.12. Tarifas 2012 ADD Occidente



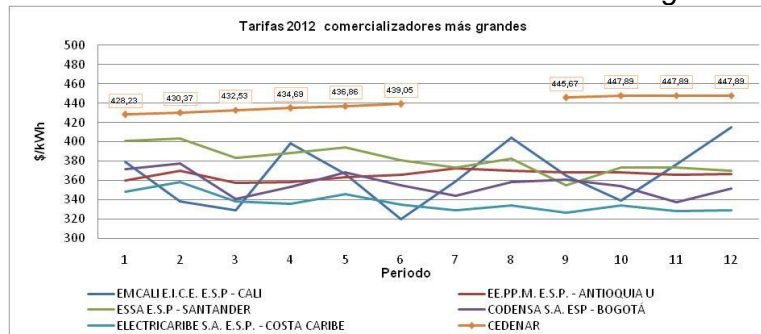
Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

De la gráfica 4.2.12., se concluye que la empresa posee una tarifa alta en comparación con las demás del ADD y se mantuvo en el tercer lugar como prestador más costoso.

Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores más grandes del país

De la gráfica 4.2.13, se concluye que en comparación con los comercializadores más grandes del país el prestador tiene la tarifa más alta.

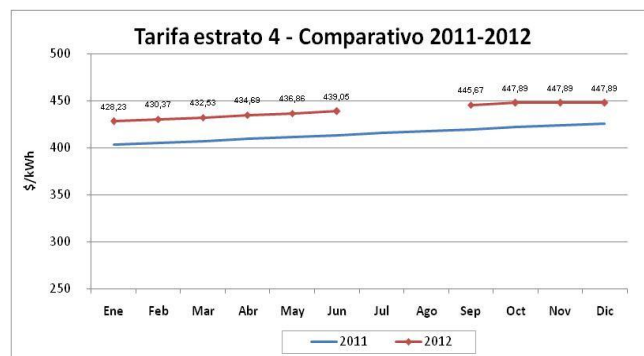
Gráfica 4.2.13. Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país



Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador

Gráfica 4.2.14. Tarifas 2011 - 2012



Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

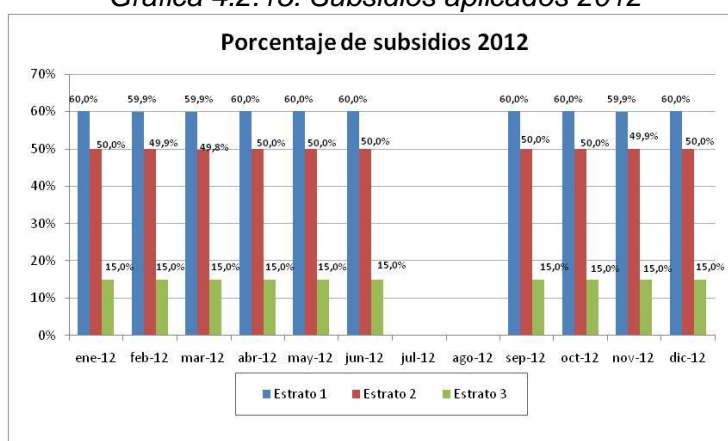
En la gráfica anterior podemos observar que la empresa mantiene un comportamiento constante en la tarifa, similar al del año 2011.

Consumos de Subsistencia Vigentes.

La Resolución UPME¹ 0355/04 modificó los consumos básicos de subsistencia, estableciendo que para el año 2007 el Consumo de Subsistencia en alturas iguales o superiores a 1000 msnm es de 130 kWh/mes y para alturas inferiores a 1000 msnm el consumo de subsistencia es de 173 kWh/mes.

En la siguiente gráfica se presenta el porcentaje de subsidios al consumo de subsistencia, para los estratos 1, 2, y 3.

Gráfica 4.2.15. Subsidios aplicados 2012



Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

4. 2. 4. Subsidios y Contribuciones

En la tabla a continuación se presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2011 y 2012, de acuerdo con la información reportada al SUI por parte del prestador.

Tabla 4.1 Subsidios y Contribuciones 2011-2012

Estrato/Sector	2011	2012
Estrato 1	32.066.768.058	28.763.746.589
Estrato 2	18.995.148.946	25.988.661.551
Estrato 3	2.251.208.609	23.147.068.422
Total Subsidios	53.313.125.613	77.899.476.562
Estrato 5	350.162.307	315.529.327
Estrato 6	3.608.017	2.217.271
Industrial	753.900.894	637.813.055
Comercial	5.265.827.616	5.179.561.028
Total Contribución	6.373.498.834	6.135.120.681
Déficit	-46.939.626.779	-71.764.355.881

Fuente: SUI

¹ UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

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

De acuerdo con la información reportada al SUI, la empresa otorgó durante el 2012 subsidios cercanos a \$ 77.900 millones de pesos, de los cuales el 37% (\$28.764 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 1, el 33% al estrato 2 (\$25.989 millones) y 30% a los usuarios del estrato 3 (\$23.147 millones), además facturó contribuciones por un valor total de \$6.135 millones los cuales el 84% corresponden a aportes del sector comercial (\$5.179 millones). Los aportes de los usuarios de los estratos 5 y 6 son cerca del 5% de las contribuciones totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$71.764 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$77.899 millones y recaudar un total de \$6.135 millones por concepto de contribución.

Según las conciliaciones efectuadas por el Ministerio, entre el año 2011 y 2012, se observó lo siguiente:

Tabla 4.2 Conciliaciones MME 2011-2012

Concepto		2011	2012
Subsidios		53.128.379.215	56.657.009.772
Contribuciones		8.029.489.299	8.403.784.881
Déficit / Superávit		-45.098.889.916	-48.253.224.891
Giros	Presupuesto Nal	55.080.265.723	49.407.894.000
	FSSRI	1.713.592.698	2.745.000.000

Fuente: MME

Para el año 2012, el Ministerio de Minas y Energía MME, efectúa el cálculo de las conciliaciones determinando un déficit del orden de \$48.253 millones, los cuales son cubiertos con recursos del FSSRI por un monto de \$2.745 millones y con recursos del Presupuesto Nacional por un monto de \$49.408 millones

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

5.1 Evaluación Financiera

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, la Empresa Centrales Eléctricas de Nariño, no cumple con 2 de los indicadores de gestión financieros planteados para las Empresas distribuidoras y comercializadoras del servicio de energía eléctrica.

Con relación a estos incumplimientos la empresa revela sus respectivas explicaciones en el informe de Indicadores de Gestión de energía reportado por el AEGR en el Sistema Único de Información así:

Tabla 5.1 Indicadores de Gestión Financieros

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	27%	7%	No Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	46,4	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	53	164,3	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	37	20,7	Cumple
Razón Corriente – Veces	1,38	2,74	Cumple

Fuente: SUI

Rotación de Cuentas Por Cobrar: “Al cuarto trimestre del año, se obtiene un cobro efectivo de los servicios prestados de 156 días; resultado que mejora en 12 días frente a la gestión del año 2011 y está por encima de la meta establecida por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en 103 días. No se cumple con el referente que es de 52.93 días. A diciembre de 2012 se registran en los Estados Financieros \$ 112.556 millones como Cartera Total por recuperar que incluye las deudas corrientes y no corrientes, la cual disminuye frente a la obtenida en diciembre de 2011 en el 3.06%.”

Margen Operacional: “A diciembre de 2012, el indicador acumulado presenta un incremento de 1,29 puntos respecto a diciembre del año 2011 por el incremento del EBITDA, observándose mejora en el comportamiento de este indicador; sin embargo el indicador acumulado año se encuentra alejado del exigente referente”

Al respecto de estas aclaraciones el AEGR se encontró de acuerdo con todas las explicaciones expuestas por el prestador.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

CALIDAD Y OPORTUNIDAD DE LA INFORMACIÓN REPORTADA AL SUI

Oportunidad de cargue

Tabla 6.1. Formatos pendiente de reporte.

FORMATO	RESOLUCIÓN	ESTADO	PERIODO	PERIODICIDAD	AÑO
ENERGIA-ZNIC1-RESIDENCIAL - CABECERA	Circular SSPD – IPSE 001 de 2004	Pendiente	8	Trimestral	2012
ENERGIA-ZNIC2-NO RESIDENCIAL - CABECERA	Circular SSPD – IPSE 001 de 2004	Pendiente	7	Trimestral	2012
FORMATO 4	20102400008055	Pendiente	9	Mensual	2012
FORMATO 5	20102400008055	Pendiente	9	Mensual	2012
FORMATO 11	20121300017645	Pendiente	11	Mensual	2012
FORMATO 11	20121300017645	Pendiente	12	Mensual	2012
ZNI T04 (CIR.124) - OPERATIVA CABECERA	CIRCULAR SSPD – IPSE 124 de	Pendiente	1	Trimestral	2012
ZNI T05 (CIR.124) - REDES DE DISTRIBUCION CABECERA Y LOCALIDAD	CIRCULAR SSPD – IPSE 124 de	Pendiente	1	Trimestral	2012
ZNI C05 (CIR.124) - USO SUBSIDIOS CABECERA	CIRCULAR SSPD – IPSE 124 de	Pendiente	2	Trimestral	2012
ZNI C05 (CIR.124) - USO SUBSIDIOS CABECERA	CIRCULAR SSPD – IPSE 124 de	Pendiente	3	Trimestral	2012
ZNI C05 (CIR.124) - USO SUBSIDIOS CABECERA	CIRCULAR SSPD – IPSE 124 de	Pendiente	4	Trimestral	2012
FORMATO 2 - 520 CEDENAR S.A. E.S.P.	20121300017645	Pendiente	11	Mensual	2012
FORMATO 2 - 520 CEDENAR S.A. E.S.P.	20121300017645	Pendiente	9	Mensual	2012
FORMATO 3 - 520 CEDENAR S.A. E.S.P.	20121300017645	Pendiente	9	Mensual	2012
FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO	20121300017645	Pendiente	8	Mensual	2012
FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO	20121300017645	Pendiente	10	Mensual	2012
FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO	20121300017645	Pendiente	11	Mensual	2012
FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO	20121300017645	Pendiente	9	Mensual	2012

Fuente SUI

Para la empresa Centrales Eléctricas de Nariño S.A ESP, se habilitaron 324 formatos en 2012, de los cuales 209 se reportaron extemporáneamente y presenta los siguientes formatos pendientes de reporte:

La información presentada a continuación se muestra en serie de datos, de la cual se puede observar las variaciones para el año analizado y la completitud de la misma.
Información residencial

Usuarios residenciales

Tabla 6.2. Usuarios Residenciales reportados en 2012.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Enero	169006	102563	32445	10755	2372	13
Febrero	169788	102644	32413	10719	2364	13
Marzo	170509	102546	32353	10707	2361	12
Abril	171473	102572	32344	10741	2421	12
Mayo	172114	102624	32337	10843	2418	12
Junio	172731	102737	32346	10839	2410	12
Julio	173271	102750	32300	10855	2407	12
Agosto	125026	84100	29209	9646	2421	12
Septiembre	174443	102818	32441	10872	2428	12
Octubre	175102	102879	32450	10903	2446	12
Noviembre	175743	102915	32428	10927	2468	12
Diciembre	176408	103093	32397	10936	2463	12

Fuente SUI

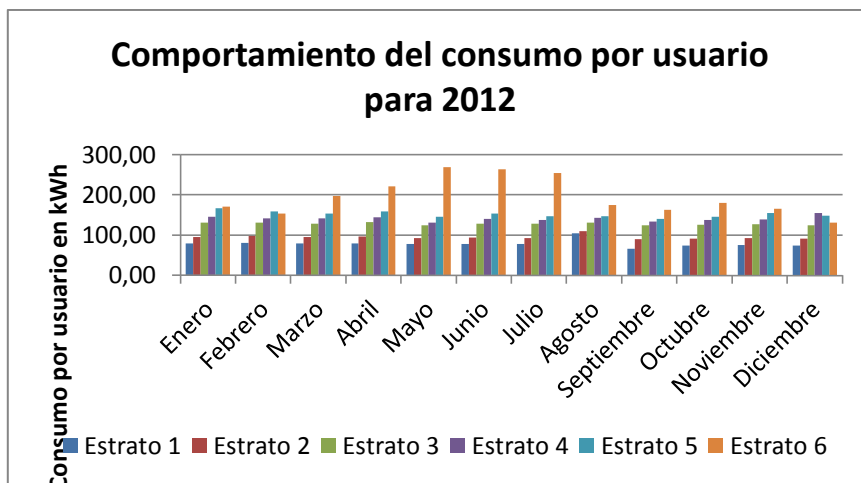
Consumo medio en (kWh)

Tabla 6.3. Consumo medio de usuarios residenciales reportados en 2012

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Enero	78.79	95.36	131.41	145.68	166.41	170.62
Febrero	80.39	97.69	130.76	141.07	159.33	153.85
Marzo	79.62	95.85	128.58	141.44	153.69	197.08
Abril	79.99	96.62	132.33	144.39	159.10	221.00
Mayo	77.88	92.62	124.49	131.46	145.03	269.33
Junio	77.60	94.05	127.85	140.61	153.29	264.08
Julio	77.47	93.24	128.41	138.03	147.06	254.33
Agosto	104.25	109.68	131.55	142.77	146.45	175.17
Septiembre	66.80	89.69	124.42	133.79	140.95	162.83
Octubre	74.07	91.18	125.42	137.77	145.95	180.67
Noviembre	75.19	92.47	127.69	138.56	154.40	165.50
Diciembre	74.33	91.53	124.81	155.10	148.02	131.33

Fuente SUI

Gráfica 6.1. Consumo por usuario residencial reportado en 2012.



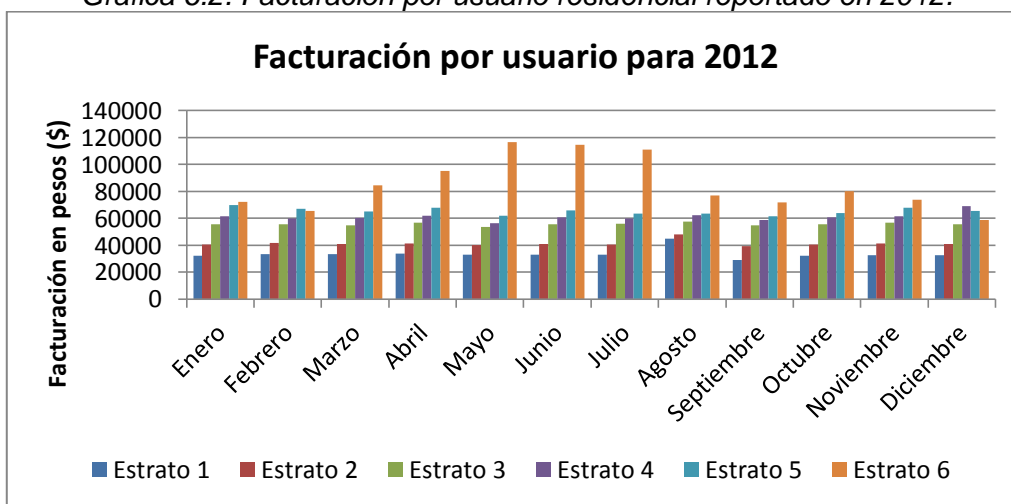
Facturación media (\$)

Tabla 6.4. Facturación media por usuario residencial en 2012.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Enero	32389	40334	55564	61425	69767	72302
Febrero	33440	41529	55566	59774	67143	65500
Marzo	33285	40948	54905	60221	65081	84356
Abril	33631	41483	56786	61782	67700	95071
Mayo	32901	39963	53692	56535	61992	116459
Junio	32954	40785	55411	60763	65851	114758
Julio	33078	40638	55934	59954	63484	111072
Agosto	44689	48044	57577	62291	63541	76874
Septiembre	29027	39483	54729	58692	61460	71815
Octubre	32083	40339	55450	60716	63947	80083
Noviembre	32746	41116	56724	61380	67921	73746
Diciembre	32535	40892	55724	69097	65398	58811

Fuente SUI

Gráfica 6.2. Facturación por usuario residencial reportado en 2012.



Se puede observar de las gráficas y tablas anteriores que, en consumo y facturación se tienen datos elevados en los meses de mayo, junio y julio del 2012, y no existe comportamiento similar para otro período del año, lo que puede indicar primero aumento en los usuarios mediante estrategias de mercadeo o una inconsistencia en la información reportada para dichos períodos.

Información comercial para no residenciales

Usuario por sector

Tabla 6.5. Usuarios no residenciales reportados en 2012.

	Alumbrado Público	Comercial	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Otros	Provisional
Enero	84	12903	229	894	1182	1916	99
Febrero	85	12964	230	893	1185	1924	87
Marzo	84	12908	231	895	1180	1929	109
Abril	84	12900	231	895	1181	1942	84
Mayo	84	12919	231	895	1181	1944	222
Junio	86	12958	232	895	1178	1950	199
Julio	86	13080	233	896	1185	1954	226
Agosto	86	13201	235	897	1188	1957	229
Septiembre	86	13306	237	898	1185	1986	221
Octubre	85	13457	249	935	1188	1980	229
Noviembre	84	13555	254	947	1181	1971	250
Diciembre	85	13607	256	947	1175	1991	390

Fuente SUI

Consumo medio en kWh por sector

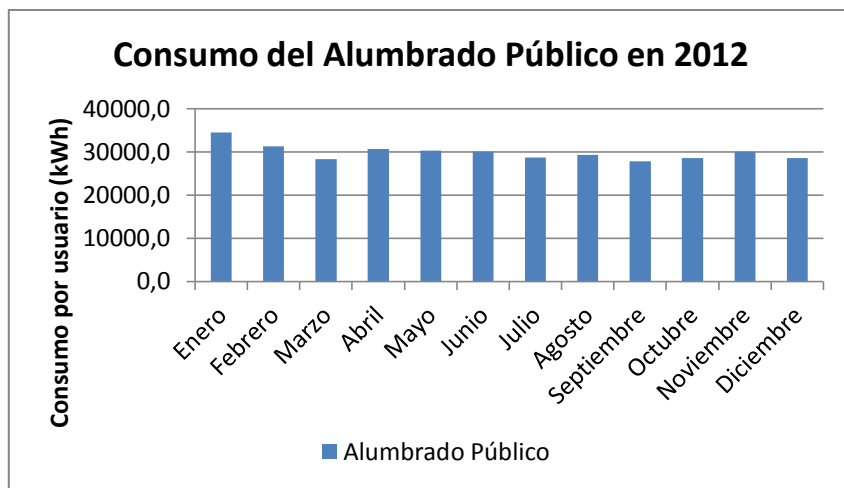
Tabla 6.6. Consumo medio por usuario no residencial en 2012.

	Alumbrado Público	Comercial	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Otros	Provisional
Enero	34608.4	461.8	1217.1	299.0	650.9	1060.8	2212.6
Febrero	31381.8	442.3	1112.9	236.5	592.5	1487.0	1104.9
Marzo	28339.4	457.9	1232.7	330.1	625.8	1112.2	1418.5
Abril	30692.7	465.1	1183.5	374.1	654.7	1127.8	1669.7
Mayo	30334.0	452.8	1138.5	361.5	586.8	1110.5	665.7
Junio	30076.6	464.1	1193.9	387.0	624.5	1148.8	535.8
Julio	28702.4	458.0	1144.4	378.2	621.0	1089.0	552.2
Agosto	29330.5	455.3	1170.1	290.5	599.0	1090.0	564.1
Septiembre	27852.9	414.0	1188.2	370.0	602.9	982.1	559.1
Octubre	28582.6	463.0	1150.9	384.9	609.5	1121.5	517.1
Noviembre	30040.6	462.5	1207.0	372.6	637.4	1107.8	514.4
Diciembre	28636.6	462.9	1102.3	361.8	623.4	1089.5	372.6

Fuente SUI

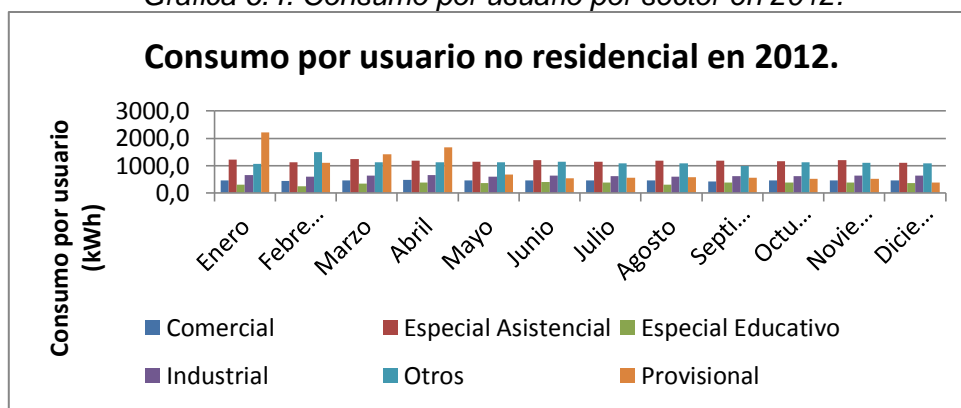
Por tener el sector de alumbrado público escala diferente se gráfica independiente.

Gráfica 6.3. Consumo por usuario para el sector de alumbrado público en 2012.



Fuente SUI

Gráfica 6.4. Consumo por usuario por sector en 2012.



Fuente SUI

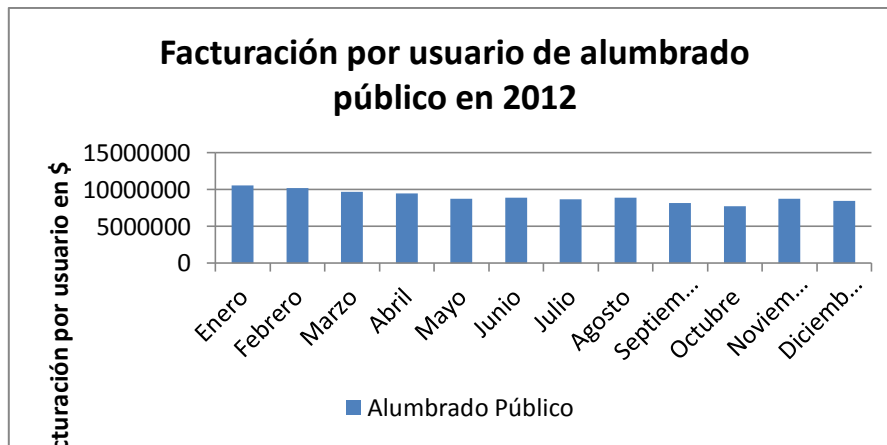
Facturación media en \$ por sector

Tabla 6.7. Facturación media por usuario no residencial en 2012.

	Alumbrado Público	Comercial	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Otros	Provisional
Enero	10572984	182787	422631	125332	261254	284819	937834
Febrero	10217936	176190	387242	99828	238254	272458	470587
Marzo	9675403	184557	456944	139814	254035	317800	607122
Abril	9484496	186920	412182	159287	265945	319632	717295
Mayo	8755611	181321	385516	154806	238002	316060	287828
Junio	8908666	186302	412352	166469	255180	330317	232746
Julio	8685417	185839	401429	163438	256636	312967	241167
Agosto	8900373	185165	409883	126235	247735	310269	247639
Septiembre	8143526	171667	415535	161519	250551	290819	246607
Octubre	7708679	189974	393484	168769	255568	332172	229043
Noviembre	8772399	191296	419675	164132	262711	317745	225930
Diciembre	8475052	190722	390793	159978	255429	320287	166657

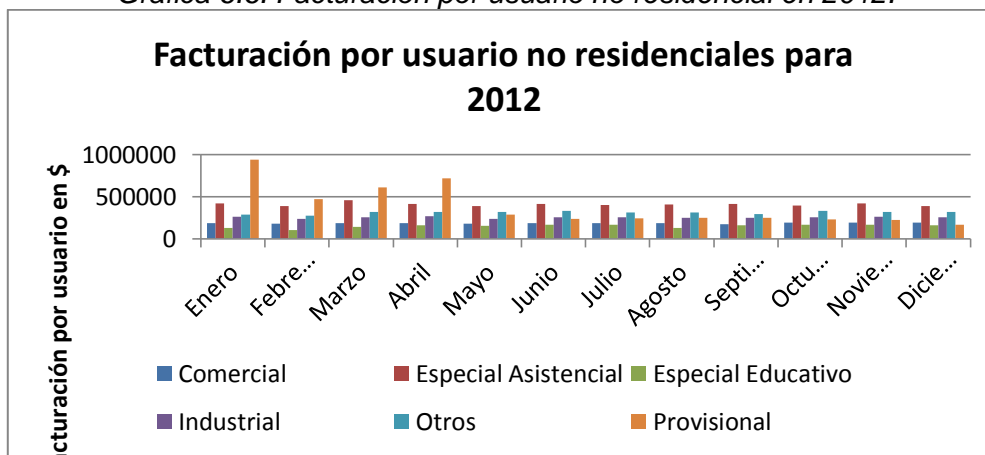
Fuente SUI

Gráfica 6.5. Facturación por usuario de alumbrado público en 2012.



Fuente SUI

Gráfica 6.6. Facturación por usuario no residencial en 2012.



Fuente SUI

De las gráficas y tablas anteriores, se observa que para alumbrado público la información tiene consistencia en cuanto a consumo y facturación. Para los demás sectores se observa en el sector provisional un pico en el mes de enero de 2012 tanto en consumo como en facturación. En los restantes sectores se ve oportunidad y consistencia en la información reportada por la empresa.

1. Mesas de ayuda

A continuación se muestra las mesas de ayuda registradas para el año 2012

Tabla 6.8. Mesas de ayuda.

APLICACION	ASIGNADA	ESCALADA	CONTESTADA	CERRADA
SIN ASIGNAR	1		3	11
VALIDADOR				4
CARGUE MASIVO		2	3	33
FABRICA				2
SITIO SUI			1	5
CAMBIO DE DATOS				7
INFORMACION GENERAL				3
MODELO GENERAL				
CONTABILIDAD (MGC)				1
GOBIERNO NIF				2
TOTAL SOLICITUDES	1	2	7	68

7. ACCIONES DE LA SSPD

De conformidad con la información que reposa en la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas, esta Superintendencia no adelantó investigaciones al prestador CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

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

No obstante lo anterior, y a diferencia de otros sectores los déficit de la estructura tarifaria de la empresa son atendidos a través del Presupuesto Nacional. De acuerdo con la información reportada al SUI, para el 2012, la empresa presentó un déficit de \$71.764 millones.

El prestador tiene una tarifa alta en relación con los demás del ADD Occidente y los comercializadores más grandes del país. En comparación con las demás empresas del ADD el prestador tienen una tarifa constante a diferencia de las otras, las cuales tienen una tarifa bastante inestable.

la empresa presenta utilidades operacionales, para la vigencia 2012 como consecuencia del mejor manejo efectuado con los costos operacionales, estos que tuvieron un incremento menor al ascenso de los ingresos; adicional se verifica una reducción en los gastos operacionales que ayudan al mejoramiento de la utilidad operacional

Los indicadores de rentabilidad presentaron variaciones mixtas, al aumentar el margen operacional en 0,3%, mientras que las rentabilidades del activo y el patrimonio descendieron en 3,9% y 80%, respectivamente.

Tanto los ingresos operacionales como los gastos operacionales presentaron una baja en su comportamiento, derivado de la no contabilización de ajustes de ejercicios anteriores, el cual afectó el resultado de la vigencia 2012.