

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



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá D.C., Noviembre de 2012**

TABLA DE CONTENIDO

1.DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA.....	7
1.1 CONFORMACIÓN DE LA EMPRESA	7
1.2 JUNTA DIRECTIVA	7
1.3 ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA	8
ACCIONES DE LA SSPD.....	8
ASPECTOS FINANCIEROS.....	9
1.4 HECHOS RELEVANTES DEL ÚLTIMO AÑO	9
1.5 BALANCE GENERAL	9
1.6 ESTADO DE RESULTADOS	10
1.7 INDICADORES FINANCIEROS	11
1.7.1 RENTABILIDAD OPERACIONAL	11
1.7.2 LIQUIDEZ	11
1.7.3 DEUDA	12
ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS	12
1.8 DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	12
1.9 IMPLEMENTACIÓN DEL CENTRO LOCAL DE CONTROL	18
1.10 INVERSIONES	18
1.10.1 PROGRAMAS DE INVERSIÓN.....	18
1.10.2 PROYECTOS DE INVERSIÓN	19
1.10.3 INVERSIÓN EN PROYECTOS DE REDUCCIÓN DE PERDIDAS	21
1.11 MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN	22
1.11.1 MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES	22
1.11.2 MANTENIMIENTO PLANTAS DE GENERACIÓN	22

1.12 ASPECTOS AMBIENTALES	23
1.13 CALIDAD DEL SERVICIO	24
1.13.1 INDICADOR DES Y FES.....	24
1.13.2 REPORTE DE INDICADORES DE ITAD (ÍNDICE TRIMESTRAL AGRUPADO DE LA DISCONTINUIDAD).....	24
ASPECTOS COMERCIALES	25
1.14 EVOLUCIÓN EN EL NÚMERO DE SUSCRIPTORES	25
1.15 NÚMERO DE EMPLEADOS	26
1.16 CONSUMOS.....	26
1.17 FACTURACIÓN.....	28
1.18 ANÁLISIS TARIFARIO.	30
1.18.1 COMPRAS DE ENERGÍA.....	34
1.18.2 EXPOSICIÓN EN BOLSA.....	35
1.19 SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES	35
1.20 PÉRDIDAS	36
1.20.1 INDICADOR DE PÉRDIDAS POR ZONA A DICIEMBRE DE 2011	36
1.20.2 INDICADOR DE PÉRDIDAS ACUMULADO	37
1.21 EL NIVEL DE SATISFACCIÓN DEL USUARIO (NSU)	37
1.22 ATENCIÓN AL CLIENTE.	38
1.22.1 PQR´S PRESENTADAS.....	38
EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN.....	40
1.23 INDICADORES DE LA GESTIÓN	40
1.24 INDICADORES REFERENTES TÉCNICOS Y ADMINISTRATIVOS	41
1.25 INDICADOR SUSCRIPTORES SIN MEDICIÓN	41
CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI.....	41
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	42

TABLA DE TABLAS

Tabla 1-1 Aspectos relevantes de la conformación de la empresa.....	7
Tabla 1-2 Conformación de la junta directiva	8
Tabla 3-3 Balance General	9
Tabla 3-4 Estado de Resultados	10
Tabla 3-5 Rentabilidad Operacional.....	11
Tabla 3-6 Rentabilidad Operacional	11
Tabla 3-7 Deuda	12
Tabla 4-8 Infraestructura Actual del Sistema de Distribución	13
Tabla 4-9 Transformadores	14
Tabla 4-10 Líneas del Sistema de Transmisión Regional CEDENAR 115 kV.....	14
Tabla 4-11 Líneas del Sistema de Transmisión Regional CEDENAR 34,5 kV.	15
Tabla 4-12 Resumen del plan de inversión.	18
Tabla 4-13 Resumen del plan de inversión.	18
Tabla 4-14 Proyectos de inversión Cedenar S.A. E.S.P.	20
Tabla 4-15 Proyectos reducción de pérdidas Cedenar S.A. E.S.P.	21
Tabla 4-16 Indicadores DES y FES	24
Tabla 4-17 Indicadores ITAD	24
Tabla 4-18 Indicadores ITAD - Últimos 4 meses del 2011	25
Tabla 5-19 Indicadores ITAD - Últimos 4 meses del 2011	25

Tabla 5-20 Distribución de Empleados por Negocio	26
Tabla 5-21 Usuarios agrupados por consumo rango (0 a 500 kWh/mes)	27
Tabla 5-22 Consumo Kwh	27
Tabla 5-23 Distribución de usuarios facturados.....	28
Tabla 5-24 Distribución de usuarios facturados.....	29
Tabla 5-25 Distribución de usuarios facturados.....	29
Tabla 5-26 Tarifas CEDENAR por estrato para el año 2011	30
Tabla 5-27 Compra y venta de energía en bolsa 2011	34
Tabla 5-28 Demanda Comercial Regulada y no Regulada	35
Tabla 5-29 Subsidios y contribuciones 2009-2011	36
Tabla 5-30 Subsidios y contribuciones 2009-2011	37
Tabla 5-31 Encuesta Nivel de Satisfacción Domiciliario	37
Tabla 5-32 Encuesta Nivel de Satisfacción Empresas	38
Tabla 5-33 PQR ´S 2011	39
Tabla 5-34 PQR tiempo promedio de respuesta	39
Tabla 5-35 Ajustes a la facturación año 2011	40
Tabla 6-36 Indicadores de la gestión.....	40
Tabla 6-37 Indicadores referentes técnicos y administrativos	41
Tabla 6-38 Subsidios y contribuciones 2009-2011	41
Tabla 7-39 Oportunidad del cargue de información al SUI	41
Tabla 7-40 Retraso en el cargue de información al SUI	41

TABLA DE FIGURAS

Figura 1-1 Estructura Organizacional 2011.....	8
Figura 3-2 Flujo Operativo.....	11
Figura 4-3 Diagrama Unifilar CEDENAR.....	17
Figura 5-4 Usuarios agrupados por consumo rango (0 a 500 kWh/mes).....	27
Figura 5-5 Facturación por zonas.....	28
Figura 5-6 Tarifas CEDENAR por estrato para el año 2011.....	31
Figura 5-7 Comparación tarifas CEDENAR Vs Empresas comercializadoras más grandes - Estrato 1	31
Figura 5-8 Comparación tarifas CEDENAR Vs Empresas comercializadoras más grandes - Estrato 2	32
Figura 5-9 Comparación tarifas CEDENAR Vs Empresas comercializadoras más grandes - Estrato 3	32
Figura 5-10 Comparación tarifas CEDENAR Vs Empresas comercializadoras más grandes - Estrato 4	33
Figura 5-11 Costo unitario de prestación del servicio por componente.....	33
Figura 5-12 Porcentaje de participación por componente del Costo unitario.....	34
Figura 5-13 Promedio de Porcentaje de Perdidas por Zonas	36
Figura 7-14 Retraso en el cargue de información al SUI.....	42

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN OPERADOR DE RED
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.
ANÁLISIS 2011

AUDITOR: SOLUCIONES Y CONSULTORIAS INFORMÁTICAS LTDA

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Cedenar es una empresa del Sistema Interconectado Nacional que suministra el servicio de energía eléctrica en las actividades de distribución y comercialización en el Departamento de Nariño. Adicionalmente, desarrolla las actividades de generación, distribución y comercialización de energía en algunos municipios de la Zona No Interconectada según el Registro de Prestadores de Servicios Públicos -RUPS-.

1.1 Conformación de la empresa

La Electrificadora de Nariño, CEDENAR S.A. E.S.P. es una Empresa de Servicios Públicos Mixta del Orden Nacional, constituida como una Sociedad Anónima por acciones, que durante el año 2011, no presentó cambios, ni en su composición accionaria, ni en su estructura.

El objeto exclusivo de la sociedad lo constituye la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias de generación, distribución y comercialización en el departamento de Nariño así como las actividades complementarias propias de cada uno de estos servicios. Todas las actividades que realiza la sociedad están ajustadas a su objeto social, cumpliendo con la organización, administración y prestación del servicio durante el año 2011.

Tabla 1-1 Aspectos relevantes de la conformación de la empresa

TIPO DE SOCIEDAD	Sociedad Anónima
RAZÓN SOCIAL	CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.
SIGLA	CEDENAR S.A. E.S.P.
ÁREA DE PRESTACIÓN	Sector Energético
ACTIVIDAD QUE DESARROLLA	Operador de red, Generador, Distribuidor y Comercializador de energía eléctrica
FECHA DE CONSTITUCIÓN	1955-08-09
NOMBRE DEL GERENTE	RAUL ORTIZ MUÑOZ

1.2 Junta directiva

La composición de la Junta Directiva refleja la composición accionaria de la sociedad en los términos dispuestos en el artículo 19 numeral 16 de la Ley 142 de 1994.

Según Acta N° 090-2011 del 18 de Marzo de 2011, con inscripción el 13 de Abril de 2011 y N° 7779 del libro IX, La junta Directiva de la Electrificadora de Nariño CEDENAR S.A. E.S.P. durante la vigencia correspondiente al año 2011 fue modificada ante la Cámara de Comercio.

Tabla 1-2 Conformación de la junta directiva

REPRESENTANTES	CARGO
JUAN CARLOS CAIZA ROSERO	Presidente
INGRID PAMELA CALDERON	Otro
HELBER ALFONSO MELO HERNANDEZ	Otro
ALONSO MAYELO CARDONA DELGADO	Otro
JULIANA MARTINEZ CUELLAS	Otro
LUIS FERNANDO VILLOTA QUIÑONES	Otro

1.3 Organigrama de la empresa

Para el año 2011, en el organigrama definido para la Empresa se adicionó la Unidad del Centro Técnico como línea de Apoyo.

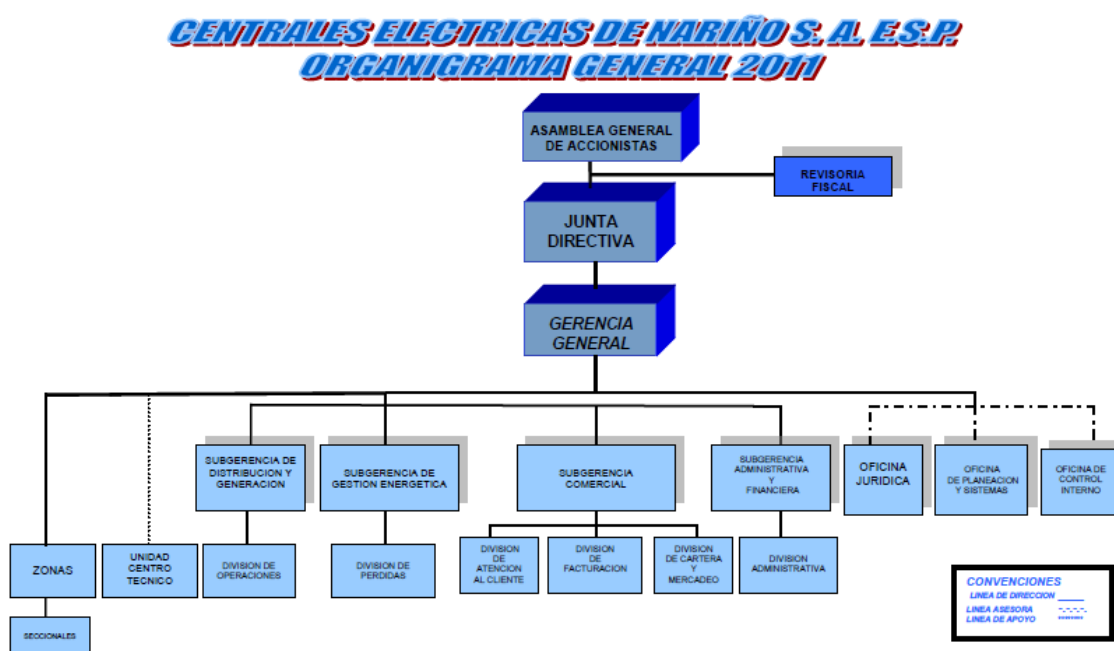


Figura 1-1 Estructura Organizacional 2011

ACCIONES DE LA SSPD

Durante el año 2011 la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas de esta Superintendencia no inició investigación ni sancionó a CEDENAR S.A. E.S.P. En razón de la contratación se observa que no se presentan actuaciones o situaciones que hicieran suponer que CEDENAR S.A. E.S.P. obro desconociendo la normativa o que estuviera fuera de lo establecido en su objeto social, en sus Estatutos, o en la Ley.

ASPECTOS FINANCIEROS

1.4 Hechos Relevantes del Último Año

- Las utilidades operacionales tuvieron un descenso del 120,67% pasando de \$28.611 millones en el 2010 a menos \$ 5.913 millones en el 2011.
- El patrimonio tuvo un aumento del 33,14%, debido al aumento en las valorizaciones y las reservas ocasionales.
- El pasivo tuvo un aumento del 58,48% específicamente por aumento de las cuentas por pagar en insumos, rubro que tuvo un aumento de \$8.297 millones y aumento en los pasivos estimados y provisiones, rubro que aumentó en \$25.631 millones.

1.5 Balance General

En el año 2011 la estructura de capital de la empresa presenta un apalancamiento propio de la actividad, correspondiente al 74,1%. Los Activos ascienden a \$504.040 millones, presentando una variación del 38,39% respecto al año anterior, destacándose el rubro de valorizaciones que corresponden al 51,73% del total del activo.

En la composición del Activo se observa una participación del 24,05% de los Activos corrientes y un valor de \$85,928 millones en los activos de infraestructura. El Capex registrado en 2011 fue de menos \$790 millones.

La cartera correspondiente al servicio asciende a \$113.855 millones, arrojando un indicador de rotación de cuentas por cobrar de 168,5 días.

Tabla 3-3 Balance General

BALANCE GENERAL	2011	2010	Var
Activo	\$504.039.691.081	\$362.901.096.352	38,89%
Activo Corriente	\$121.244.071.654	\$86.797.688.118	39,69%
Pasivo	\$130.497.096.761	\$82.340.399.551	58,48%
Pasivo Corriente	\$37.234.088.869	\$16.597.095.493	124,34%
Patrimonio	\$373.542.594.320	\$280.560.696.801	33,14%

Fuente: SUI

Los pasivos de 2011 ascienden a \$130.497 millones, representando un nivel de endeudamiento del 25,9%. Con respecto al año 2010, éstos presentaron una variación de menos 58,48%. Los pasivos corrientes se ubican en \$37.234 millones, es decir que la concentración de la deuda en el corto plazo es equivalente al 28,53%.

Las cuentas por pagar del servicio ascienden a \$17.608 millones, arrojando un indicador de rotación de cuentas por pagar de 21,4 días.

VG-F-004

El patrimonio del último año presentó una variación de 33,14%, ubicándose en \$373.543 millones. En su composición los resultados netos del ejercicio tienen una participación del 0,141%, es decir \$527 millones, El capital suscrito y pagado es de \$91.671 millones.

1.6 Estado de Resultados

Los ingresos operacionales de la compañía presentan un crecimiento de 11,99% con respecto al año anterior, ubicándose en \$251.539 millones. Los ingresos por Distribución ascienden a \$38.662 millones y por Comercialización a \$199.896 millones, la empresa tiene ingresos de Generación por valor de \$17.293 derivados de su actividad como generador en las Zonas No interconectas

Tabla 3-4 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2011	2010	var
INGRESOS OPERACIONALES	\$251.539.622.933	\$224.603.295.150	11,99%
COSTOS OPERACIONALES	\$191.711.822.233	\$185.243.222.271	3,49%
GASTOS OPERACIONALES	\$65.740.358.977	\$10.748.788.532	511,61%
UTILIDADES OPERACIONALES	(\$5.912.558.277)	\$28.611.284.347	-120,67%
OTROS INGRESOS	\$24.189.478.392	\$779.069.583	80,26%
OTROS GASTOS	\$18.257.071.649	\$1.916.067.822	852,84%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$527.042.049	\$1.898.126.274	-72,23%

Fuente: SUI

Los costos operacionales totales del año 2011 representan el 76,22% de los ingresos, equivalentes a \$191.712 millones, siendo los más importantes: Las compras de energía por valor de \$86,269 millones, de las cuales el 14,89% se negociaron en el mercado spot; Los gastos administrativos por \$29.437 millones y los gastos de depreciaciones, amortizaciones y provisiones por \$36.303 millones. La pérdida operativa del último año asciende a menos \$5.913 millones.

Los ingresos y gastos no operativos se ubicaron en \$24.189 millones y \$18.257 millones, respectivamente. Los gastos financieros de la deuda ascienden a \$390 millones.

Las utilidades netas del ejercicio presentaron una variación del menos 72,23%, al pasar de \$1.898 millones en 2010 a \$527 millones en 2011.

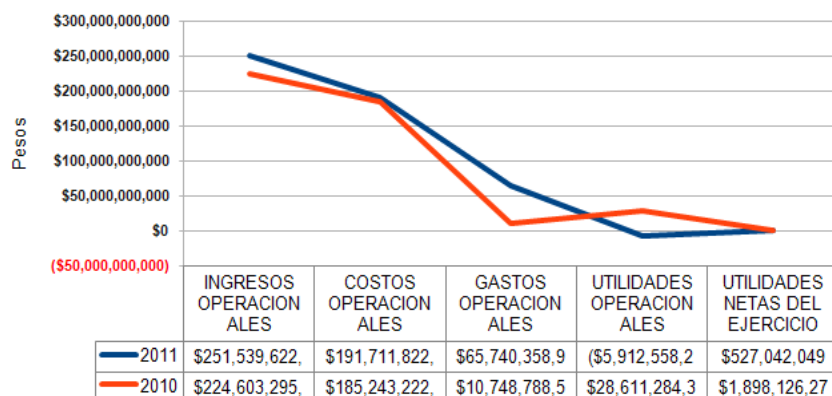


Figura 3-2 Flujo Operativo

Fuente: SUI

1.7 Indicadores Financieros

La Delegada de Energía seleccionó los siguientes indicadores para evaluar el desempeño financiero de la compañía en el último año:

1.7.1 Rentabilidad Operacional

Tabla 3-5 Rentabilidad Operacional

INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	22.200.329.795	15.009.036.725
Margen Operacional	8,8%	6,7%
Rentabilidad de Activos	4,4%	4,1%
Rentabilidad de Patrimonio	6,2%	5,4%

1.7.2 Liquidez

Tabla 3-6 Rentabilidad Operacional

INDICADORES DE LIQUIDEZ	2011	2010
	0	
Activo Corriente Sobre Activo Total	20,96%	22,52%
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	168,5	167,8
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	21,4	5,9
Ciclo operacional	147,1	161,9
Razón Corriente – Veces	2,84	4,92
Capital de trabajo	\$72.956.761.442	\$63.951.278.796

VG-F-004

1.7.3 Deuda

Tabla 3-7 Deuda

INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO	2.011	2.010
Nivel de Endeudamiento	25,9%	22,7%
Apalancamiento	74,1%	77,3%
Cobertura de Intereses – Veces	56,9	38,4

ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

CEDENAR S.A. E.S.P. tiene como objeto principal la generación, transporte, operación y distribución de energía eléctrica en el departamento de Nariño, por lo tanto la división de operaciones se encarga de realizar anualmente un plan de diferentes actividades con el fin de realizar mantenimiento de manera preventiva, así como también si es el caso de manera correctiva en el sistema de redes de distribución de energía eléctrica. Este plan está sujeto a las necesidades propias del sistema.

1.8 Descripción de la infraestructura

El departamento de Nariño es atendido por el Operador de Red CEDENAR S.A. E.S.P. con la división de cinco zonas que se interconectan a través de líneas de 115 kV, 34.5 kV y 13.8 kV, hasta llegar al nivel de distribución secundaria de 208/120 voltios.

El sistema a 115 kilovoltios da estabilidad a la cobertura de la demanda energética, el cual está conformado por dos líneas: Popayán-Río, Mayo-Pasto y el circuito Popayán-Zaque-Catambuco, este enlace tiene una extensión de 196 kilómetros soportada en un doble circuito de 388 torres. Por este sistema se pueden transmitir 70 Mw en condiciones de estabilidad.

De otra parte las subestaciones de Pasto, Catambuco y Jamondino están interconectadas en un anillo a 115 kilovoltios con una longitud de 26 kilómetros con 133 estructuras.

La costa pacífica nariñense cubre su demanda energética con una línea a 230 kilovoltios energizada actualmente a 115 kilovoltios, cubriendo una extensión de 220 kilómetros soportados en 387 torres. La zona sur se interconecta entre las Subestaciones Jamondino en Pasto con la subestación Panamericana en Ipiales con una línea a 115 kilovoltios en una extensión de 57 kilómetros con 150 torres.

Para cumplir con este negocio CEDENAR cuenta con más de 11.500 transformadores de distribución, cerca de 400 km de línea a 34.5 Kilovoltios y más 3.652 km de 13.8 Kilovoltios y 6.300 km de red en baja tensión.

A través del Negocio Distribuidor se atiende la demanda operativa que incluye la demanda propia de CEDENAR y otros comercializadores, departamento del Putumayo, exportaciones al Ecuador. Esta demanda es atendida a través del Sistema Interconectado Nacional - SIN mediante una línea en doble circuito a 230 kilovoltios; Este sistema está anclado en 336 torres en una longitud de 193 km desde la Subestación San Bernardino en el Cauca, hasta la Subestación Jamondino en Nariño y a través del Sistema de Transmisión Regional – Cauca Nariño a 115 Kilovoltios.

Para atender la distribución de energía eléctrica el sistema cuenta con 8 Subestaciones en la Zona Centro.

- 10 Subestaciones en la Zona Sur.
- 7 Subestaciones en la Zona Norte.
- 8 Subestaciones en la Zona Pacífico.
- 5 Subestaciones en la Zona Occidente.

Tabla 4-8 Infraestructura Actual del Sistema de Distribución

VARIABLE	ALCANCE FÍSICO
NUMERO DE ALIMENTADORES 13.8 KV	73
NUMERO DE TRANSFORMADORES	11.876
NUMERO DE USUARIOS ATENDIDOS	335.719
RED A 34.5 kV. (Km)	494
RED A 13.8 kV. (Km)	5506
RED EN B.T. (Km)	6502
NUMERO DE SUBESTACIONES	38

CEDENAR S.A. E.S.P. suplió la demanda operativa de energía en el año 2011 por un total de 776.719GWh, que representa un incremento del 1,31% respecto a la registrada en el año 2010. Cabe resaltar que en el último trimestre del año 2011 esta demanda disminuyó con respecto a la lograda en el año 2010.

En el año se generaron 162.590 MWh que representa un incremento del 16.62% con respecto a la generación hidráulica del año 2010; esta generación se mantuvo superior en el año 2011 con respecto al año 2010 en los tres primeros trimestres del año, pero se presenta una generación constante e inferior en el último trimestre que no superó los 12.000 MWh.

Del total de la energía propia generada por la empresa, la Central de Río Mayo es la que aporta casi el 80% del total con un valor de 128.438 MWh/año, y el 20% con un total de 34.152 MWh/año, es suministrado por las pequeñas centrales hidroeléctricas de Río Bobo, Sapuyes y Julio Bravo.

A partir de la información consultada en el Sistema Único de Información - SUI de la Superintendencia de Servicios Públicos SUI y en el portal de XM (PARATEC) se elaboró el siguiente resumen de los activos de infraestructura eléctrica con los que cuenta CEDENAR para el año 2011:

Tabla 4-9 Transformadores

NOMBRE TRANSFORMADOR	CAP ALTA (MVA)	CAP MEDIA (MVA)	CAP BAJA (MVA)
BUCHELY 115/34.5	33,3		33,3
CATAMBUCO 115/13.8/5 KV	25,0	25,0	8,3
CATAMBUCO 115/34.5/13.8 KV	40,0	40,0	4,7
JAMONDINO 115/34.5/13.8 KV	40,0	40,0	4,7
JUNIN (NARIÑO) 115/34.5 KV	12,5		12,5
PANAMERICANA 2 115/34.5/13.8 KV	40,0	40,0	4,7
PASTO 115/13.8 KV	33,0		33,0
RIO MAYO 115/34.5 KV	15,0		15,0
RIO MAYO 115/6.6 KV (3*8.75 MVA)	26,3		26,3
TOTAL TRANSFORMACIÓN 110-115 kV	265,1	145,0	142,4

- Líneas: La Tabla 4-10 y Tabla 4-11 presentan las líneas del STR a cargo de CEDENAR, información consultada en el portal de XM (PARATEC), para cada una de las Líneas se presentan sus respectivas capacidades de transporte de corriente en condiciones normales de operación.

Tabla 4-10 Líneas del Sistema de Transmisión Regional CEDENAR 115 kV.

LINEAS TRANSMISION				
NOMBRE CIRCUITO	TENSION (kV)	CLASE ACT	LONG. (km)	CAP TRANSPORTE NORMAL (AMP)
BUCHELY - JUNIN (NARIÑO)	115	STR	85,00	200
CATAMBUCO - EL ZAQUE	115	STR	112,00	200
CATAMBUCO - JAMONDINO	115	STR	26,50	200
CATAMBUCO – PASTO	115	STR	12,00	300
JAMONDINO - JUNIN (NARIÑO)	115	STR	114,00	200
JAMONDINO – PASTO	115	STR	14,00	400
PANAMERICANA - JAMONDINO	115	STR	57,00	300
PASTO - RIO MAYO	115	STR	56,00	300
TOTAL LÍNEAS STR 115.00 kV			476,50	

Tabla 4-11 Líneas del Sistema de Transmisión Regional CEDENAR 34,5 kV.

LINEAS TRANSMISION				
NOMBRE CIRCUITO	TENSION (kV)	CLASE ACT	LONG. (km)	CAP TRANSPORTE NORMAL (AMP)
ALTAQUER – RICAURTE	34,5	STR	9,00	100
ANCUYA - SAMANIEGO	34,5	STR	12,60	300
BUCHELY – TANGARIAL	34,5	STR	20,00	300
BUCHELY – TUMACO	34,5	STR	18,00	300
CATAMBUCO - BAVARIA (PASTO)	34,5	STR	4,00	100
CATAMBUCO – NARIÑO	34,5	STR	11,00	300
CATAMBUCO - RIO BOBO	34,5	STR	15,00	200
IMUES – SAPUYES	34,5	STR	10,00	200
JAMONDINO - EL ENCANO	34,5	STR	10,00	150
JUNIN (NARIÑO) - ALTAQUER	34,5	STR	10,00	100
JUNIN (NARIÑO) - BARBACOAS	34,5	STR	40,00	100
LA CRUZ - SAN JOSE	34,5	STR	19,50	300
LA UNION (NARIÑO) - TAMINANGO	34,5	STR	17,10	300
NARIÑO – SANDONA	34,5	STR	14,00	300
PANAMERICANA - BAVARIA (IPIALES)	34,5	STR	1,50	150
PANAMERICANA - CORDOBA (NARIÑO)	34,5	STR	11,30	150
PANAMERICANA - CUMBAL	34,5	STR	22,00	150
PANAMERICANA - PUIPALES	34,5	STR	8,00	150
RIO BOBO – TANGUA	34,5	STR	10,00	200
RIO MAYO - LA CRUZ	34,5	STR	18,00	300
RIO MAYO - LA UNION (NARIÑO)	34,5	STR	14,20	300
SANDONA – ANCUYA	34,5	STR	5,50	300
SAPUYES – PUIPALES	34,5	STR	27,00	150
SAPUYES - TUQUERRES	34,5	STR	7,00	150
TAMINANGO - POLICARPA	34,5	STR	13,50	300
TANGARIAL – LLORENTE	34,5	STR	18,00	300
TANGUA – IMUES	34,5	STR	12,00	200
TUQUERRES - PIEDRANCHA	34,5	STR	30,00	150
TOTAL LÍNEAS STR 34.00 kV			408,20	

- Diagrama unifilar de las ciudades capitales atendidas.

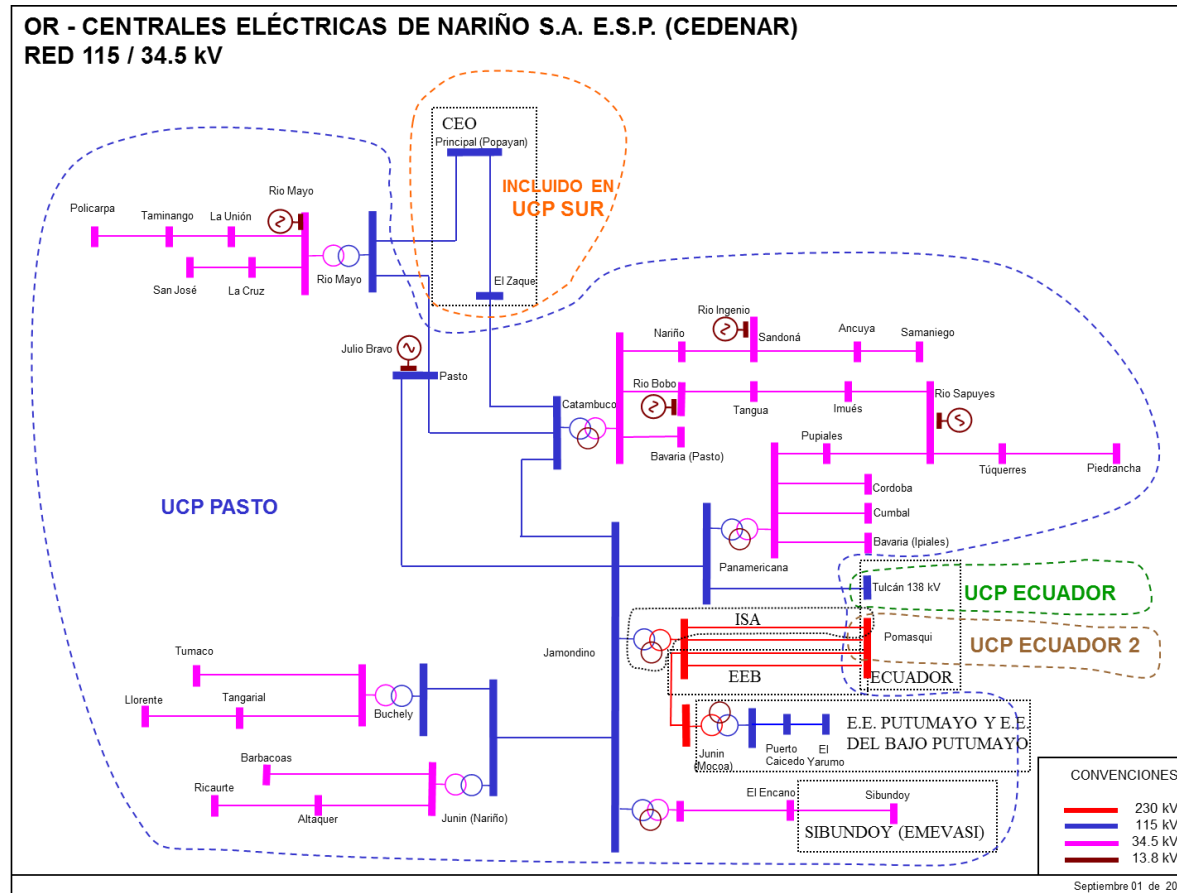


Figura 4-3 Diagrama Unifilar CEDENAR

Lo más relevante del año 2011 en el sistema de Distribución fue la entrada en funcionamiento del Centro Local de Control CLC, con una inversión cercana a los \$5.472 millones, con la siguiente información básica.

1.9 Implementación del Centro Local de Control

Entre las actividades más importantes desarrolladas en el Centro Local de Control, se destacan las siguientes:

- Creación de un sistema de consignaciones locales donde se concentra toda la información de mantenimiento correctivo, preventivo y de actividades de expansión del sistema que involucra suspensión de servicio al usuario final.
- El Sistema Scada consiguió la tele medida de ausencia de tensión en el 90% de los alimentadores del sistema de distribución eléctrico de CEDENAR, información que sirvió de suministro para los informes de la calidad del servicio.

1.10 Inversiones

A diciembre de 2011 las inversiones temporales ascienden a \$12.543 millones, presentando un crecimiento de \$8.671 millones respecto al año anterior, originado por el incremento de los certificados de depósito a término CDT y otras inversiones, que a continuación se relacionan:

Tabla 4-12 Resumen del plan de inversión.

Inversiones (Millones)	Dic-10	Dic-11	Var.Abs	%Var. Dic-11
CDTS	3.857	11.019	7.163	186%
Fondo de Valores	16	1.524	1.508	9,728%
Total Inversiones	3.873	12.543	8.671	224%

Nota: Cifras en Millones de Pesos

1.10.1 Programas de Inversión

A 31 de diciembre de 2011, se ejecutaron \$14.279 millones equivalente al 67% de lo presupuestado, de los cuales quedaron comprometidos en cuentas por pagar \$ 4.074 millones y por ejecutar \$ 7.107 millones, este saldo por ejecutar se origina porque en algunos rubros las licitaciones públicas a contratar no llenaron los requisitos o necesidades para la empresa y se declararon desiertas.

En agosto de 2011 se trasladó a gastos de inversión \$14.364, con el fin de cumplir la política de reducción de pérdidas adelantada por la Empresa.

Tabla 4-13 Resumen del plan de inversión.

Gastos de Inversión	Presupuesto 2011	Ejecución Acumulada	Variación \$
Generación	932	864	68
Distribución	10.987	7804	3.183
Otras Inversiones	9.467	5611	3856
Total	21.386	14.279	7.107

Nota: Cifras en Millones de Pesos

VG-F-004

1.10.2 Proyectos de Inversión

1.10.2.1 Inversiones en Distribución

1.10.2.1.1 Remodelación Redes Zonas

En el año 2011 CEDENAR S.A. E.S.P. realizó una inversión ejecutada en un 100% por un valor de \$ 6.060 millones, encaminados a reducir pérdidas técnicas y restitución de red con un total de 37 contratos de reparación y remodelación de redes eléctricas, de media y baja tensión en diferentes municipios del Departamento.

Por otra parte contrató el suministro de equipos para las subestaciones Rosaflorida y San Lorenzo; y en cumplimiento al criterio de seguridad y confiabilidad para el sistema de distribución, CEDENAR S.A. E.S.P. también contrató la fabricación y suministro de un transformador de 25-33 MVA, 115/34.5 kV, por valor de \$ 1.600 millones.

1.10.2.1.2 Remodelación Circuitos Ciudad de Pasto

Al igual que en el año 2010, en el 2011, la Empresa se ha preocupado por garantizar la continuidad del servicio en los 24 circuitos que atiende la Zona Centro, por lo tanto se ejecutaron trabajos de remodelación y actividades de mantenimiento correctivo y preventivo.

1.10.2.1.3 Contrato de mantenimiento en Línea energizada en la zona centro

Este tipo de contrato evita a la suspensión del servicio del usuario final en el momento de realizar reubicación postes, sustitución de cortacircuitos y DPS. Con una inversión de \$ 656 millones, se evitaron 1.920 horas de suspensión del servicio en ramales o circuitos.

1.10.2.1.4 Mantenimiento preventivo y correctivo del sistema de distribución en la zona centro - Grupo de trabajo satélite

Con una inversión de \$ 457 millones, se logró disminuir los tiempos de respuesta en la atención de los eventos correctivos reportados a la línea 115, la ampliación del sistema de distribución en media y baja tensión, el apoyo y la atención de emergencias en las zonas Norte, Occidente, Sur y Pacífico.

1.10.2.2 Inversiones en Generación

1.10.2.2.1 Reposición de Rodetes en la Planta Río Bobo

Se puede mencionar el contrato de montaje de turbinas que se contrató en el año 2009 pero que hasta finales del año 2011 fue concluido; es importante aclarar que esta alternativa demandó unos recursos adicionales; por lo que el valor del total del contrato ascendió a \$1.709 millones.

Tabla 4-14 Proyectos de inversión Cedonar S.A. E.S.P.

Nombre del Proyecto	Objetivo	Fecha Entrada	Avance (100%)
CEDDIS311	Con la construcción de la subestación rosa florida se logrará hacia el futuro alcanzar niveles de calidad óptimos en la prestación del servicio mejorar cobertura disminuir los niveles de pérdidas cumplir con la regulación vigente y obtener una mejor imagen corporativa de Cedonar SA ESP	01/01/11	10%

VG-F-004

Nombre del Proyecto	Objetivo	Fecha Entrada	Avance (100%)
CEDDIS411	Con la construcción de la subestación San Lorenzo se lograra hacia el futuro alcanzar niveles de calidad óptimos reducción en los índices de pérdidas mejoramiento de la regulación de voltaje en concordancia con la regulación vigente obteniendo a la vez un mejoramiento de la imagen corporativa de Cedenar SA ESP	01/01/11	10%
CEDADM111	Contratar la asesoría implementación puesta en práctica y uso del sistema contable y financiero en la empresa de acuerdo a las normas internacionales vigentes	01/01/11	90%
CEDGEN111	Restituir y mejorar las condiciones de operatividad funcionamiento y generación del PCH de Rio Bobo	01/01/11	100%
CEDDIS111	Reducir pérdidas técnicas y restitución de red en procura de una mejor calidad en la prestación de servicio	01/01/11	100%
CEDDIS211	Control y gestión centralizado de las actividades de operación y mantenimiento del sistema de distribución	01/01/11	100%
CEDDIS511	Elaborar y ejecutar planes programas acciones para el mejoramiento de la relación empresa medio ambiente y así tener una base para la realización del sistema de gestión ambiental	01/01/11	100%
CEDCOM111	Diseño y ejecución de programas de educación al usuario sobre el uso racional de la energía eléctrica y las consecuencias en la facturación del servicio	01/01/11	100%
CEDCOM211	Revisar clientes con consumos atípicos identificados en el sistema comercial por cada uno de los municipios atendidos	01/01/11	100%
CEDCOM311	Adquirir e instalar equipos de medida y sellado masivo de usuarios en todo el departamento	01/01/11	100%
CEDCOM411	Revisión de equipos de medida en laboratorio acreditado y evaluar un nuevo esquema para la instalación de un laboratorio	01/01/11	100%
CEDCOM511	Contratación de la interventoría integral para los contratos de la subgerencia comercial y gestión de energía verificar la situación de usuarios que se les suspenda la energía en caso del no pago del servicio y controlar que la reconexión se realice una vez el usuario haya cumplido sus obligaciones y se encuentre correctamente medido	01/01/11	100%
CEDADM211	Mejorar y garantizar las condiciones de prestación del servicio en cuanto a generación de energía y de atención al usuario contando con instalaciones locativas y predios adecuados	01/01/11	100%
CEDADM311	Mejorar las condiciones de prestación del servicio contando con equipos adecuados y de última tecnología procurando una atención segura tanto para el usuario como para el trabajador de la empresa	01/11/11	100%

1.10.3 Inversión en proyectos de reducción de pérdidas

El programa de recuperación de pérdidas de energía de CEDENAR S.A. E.S.P., se financia con recursos y en el presupuesto aprobado para el año, en los rubros de inversiones y de gastos de operación comercial. El resumen presupuestal de los programas desarrollados por la Subgerencia de Gestión Energética a diciembre de 2011 es el siguiente:

VG-F-004

Tabla 4-15 Proyectos reducción de pérdidas Cedenar S.A. E.S.P.

NOMBRE DEL PROYECTO	MONTO DE LA VIGENCIA 2011	COMPROMISOS (\$)	% APROBADO VS COMPROM.	PAGOS (\$)	% PAGOS VS COMPROMISO
A. INVERSIONES REDUCCION DE PERDIDAS:					
SOCIALIZACION PLAN DE PERDIDAS	450.021.305	448.577.907	99,68%	435.133.279	97,00%
SEGUIMIENTO USUARIOS CON POTENCIAL FRAUDE	3.061.225.097	2.948.995.941	96,33%	2.921.072.634	99,05%
INSTALACION MACROMEDIDORES – MEDIDORES	4.457.419.853	810.300.575	18,18%	739.406.496	91,25%
LABORATORIO ACREDITADO	210.340.742	207.721.135	98,75%	104.964.803	50,53%
ACOPLE USUARIOS	3.392.564	2.710.000	79,88%	2.710.000	100,00%
REVISIONES DE CONTROL GESTION	143.535.357	143.066.662	99,67%	143.066.662	100,00%
VALOR INVERSIONES PROYECTOS REDUCCION PERDIDAS	8.325.934.918	4.561.372.220	54,79%	4.346.353.874	95,29%
B. GATOS DE OPERACIÓN COMERCIAL					
COMPRA DE CONTADORES	1.880.000.000	1.856.988.808	98,78%	1.856.988.808	100,00%
COMPRA DE BOMBILLOS AHORRADORES	20.000.000	13.702.804	68,51%	13.702.804	100,00%
PROCESOS ADMINISTRATIVOS POR FRAUDE	962.524.405	859.522.341	89,30%	719.457.125	83,70%
OTROS GASTOS OPERACIÓN COMERCIAL	1.961.391.441	1.961.391.441	100,00%	1.780.576.999	98,70%
TOTAL GASTOS OPERACIÓN COMERCIAL	4.823.915.846	4.691.605.394	97,26%	4.370.725.736	93,16%
VALOR TOTAL PROYECTOS REDUCCION PERDIDAS	13.149.850.764	9.252.977.614	70,37%	8.717.079.610	94,21%

Para el año 2011, el valor aprobado para el desarrollo de los programas de reducción de Pérdidas en el rubro de Inversión es de \$8.325 millones y del rubro de Gastos de operación Comercial la suma de \$4.823 millones, para un presupuesto total de \$13.149 millones; de este valor, se comprometieron recursos del orden de \$9.252 millones, es decir el 70,36% y se efectuaron pagos por valor de \$8.717 millones equivalentes al 66,29%.

1.11 Mantenimiento y operación

En el sistema de distribución se comprometió presupuesto del orden de los \$ 19.760 millones del rubro de mantenimiento al sistema de distribución y \$ 7.804 millones del rubro de inversiones. En el parque de generación y subestaciones se emplearon \$ 3.194 millones, de los cuales \$ 2.330 millones salieron del rubro de mantenimiento plantas y subestaciones.

1.11.1 Mantenimiento de Subestaciones

En el sistema de distribución la empresa cuenta con 38 subestaciones en las cuales se realizó mantenimiento preventivo y correctivo durante el año 2011 con el fin de garantizar la confiabilidad del servicio de energía eléctrica a sus usuarios.

Se destaca el evento ocurrido en el mes de junio en la subestación Imues, por el daño presentado en el transformador de potencia de 5 MVA, 34.5/13.8 kV, causado por vandalismo, el cual fue superado con el remplazo de un nuevo transformador.

1.11.2 Mantenimiento Plantas de Generación

1.11.2.1 Planta Río Mayo

Dentro de las actividades de mantenimiento en los grupos de generación de la Empresa se encuentran:

- En el mes de febrero se culminó el montaje de un sistema contra incendios que utiliza como medio de extinción un agente limpio, se trata de FM200, un gas incoloro e indoloro que contiene carbono e hidrogeno y no contiene químicos que dañen la capa de ozono. El sistema protege todos los tableros eléctricos de generación y distribución a los niveles de tensión 13,8 kV, 34,5 kV y 115KV de la casa de máquinas de la Planta Rio Mayo.
- Como actividad general de mantenimiento programado se desarrolló la Parada General de Mantenimiento del 19 al 28 de marzo de 2011 como trabajo importante se destaca el cambio de la rejilla de la compuerta bocatoma, el cambio de la empaquetadura de la compuerta mariposa y el cambio de la tubería de alimentación del tanque del sistema de refrigeración de las unidades de generación.
- En el mes de junio se efectuó el montaje del sistema óleo hidráulico para la optimización del sistema de refrigeración de las chumaceras y de los generadores de las tres unidades.
- Del 5 al 30 de octubre de 2011, se efectuó la Reparación Mayor de la Unidad N° 3 consistente en el reemplazo total de los elementos de desgaste de la turbina: Rodete Francis, aldabas directrices, anillo de desgaste y laberintos de las tapas en acero inoxidable, camisas del eje, chumaceras y bujes de bronce. También se efectuó el mantenimiento preventivo y pruebas de todo el sistema eléctrico asociado a la unidad de generación.
- A comienzos del mes de Diciembre del año 2011 se instalaron las compuertas ataguías en la compuerta Wagon N° 1, para cambio del eje del mecanismo de transmisión por rotura.

1.11.2.2 Planta Hidráulica Río Bobo

Finalizando el año en la planta se culmina la Instalación de las dos nuevas TURBINAS PELTON con todo su equipamiento Hidromecánico, para los grupos No.1 y 3 de la PCH de RIO BOBO, cada una de estas nuevas unidades con capacidad de 1.5 MW, para una potencia total efectiva de la planta de 3.9 MW, logrando de esta forma aumentar la potencia en 1 Mw.

1.11.2.3 Planta Hidroeléctrica Río Sapuyes

Mantenimiento menor a grupo No. 3 correspondiente a recuperación del sistema de refrigeración y corrección del sistema de prensa estopa. Mantenimiento de regulador de velocidad de las unidades No. 1 y 2.

1.11.2.4 Planta Hidroeléctrica Julio Bravo

Se realizó mantenimiento sobre rodete de la unidad No. 1 mediante la aplicación de soldadura eléctrica en sitios más deteriorados de los cangilones, sobre esta unidad se reforzó la obra civil.

1.12 Aspectos ambientales

Para el año 2011 CEDENAR S.A. E.S.P. buscó compensar los servicios ambientales en la generación de energía hidroeléctrica en las cuencas afectadas de las centrales de Rio Mayo, Rio Sapuyes y Rio Bobo, realizando reforestación de 44 Hectáreas, por valor de \$ 148 millones; valor de inversión de gestión ambiental inferior al del año 2010, pero con relación a la inversión de reforestación es sustancialmente alto, debido a que en el año 2010 solo se sembraron 7 Hectáreas.

En el año 2011 CEDENAR S.A. E.S.P. destinó un presupuesto para los negocios de Distribución y Generación incluyendo recursos para proyectos ambientales por valor de \$ 23.893 millones que representa un incremento de 78,04% con respecto a lo ejecutado en el año 2010.

1.13 Calidad del servicio

Mediante la expedición de la resolución No. 170 de 2010, La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, establece los Índices de Referencia de la Discontinuidad de Centrales Eléctricas de Nariño, CEDENAR S.A. E.S.P.; por lo tanto la empresa empieza el nuevo esquema de incentivos y compensaciones a partir del segundo trimestre de 2011.

Durante el año 2011 CEDENAR S.A. E.S.P. reportó al aplicativo de la CREG, 10 circuitos de nivel de tensión 13.8 kV y 2 circuitos de nivel de tensión 34.5 kV durante 52 semanas archivos relacionados con ET (Desviaciones de Tensión) y PST (Perturbaciones de corta duración).

1.13.1 Indicador DES y FES

La siguiente Tabla presenta un resumen de los Indicadores DES y FES del Año 2011.

Tabla 4-16 Indicadores DES y FES

	DES	FES
Si	70%	55%
No	30%	45%
	100%	100%

Se observa que CEDENAR, no dio cumplimiento a los indicadores DES y FES, superando los valores máximos admisibles, durante el año 2011, frente a lo establecido en la Resolución CREG 113 de 2003, en los cuales se establecen las tolerancias de interrupciones frente a la calidad del servicio para los Grupos 1, 2, 3 y 4.

1.13.2 Reporte de Indicadores de ITAD (Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad)

En el siguiente cuadro se presenta los indicadores ITAD calculados con base a la metodología establecida en la resolución CREG 097 de 2008.

Tabla 4-17 Indicadores ITAD

Sigla Variable	SEGUNDO TRIMESTRE DE 2011		TERCER TRIMESTRE DE 2011	
	Nivel 1	Nivel 2 y 3	Nivel 1	Nivel 2 y 3
ITAD	0.00271662	0.001780389	0.0065569	0.0030203

De acuerdo con los resultados obtenidos en la variable ITAD y comparado con la variable IRAD aprobada por la CREG se logra un incentivo para los meses de Agosto y Septiembre de 2011, como se indican en la tabla siguiente, para los meses de Octubre, Noviembre y Diciembre no se recibe incentivo ni se penaliza al cargo de distribución puesto que los valores obtenidos de ITAD se encuentran dentro de la banda de indiferencia.

Tabla 4-18 Indicadores ITAD - Últimos 4 meses del 2011

Nombre Empresa	Mes	Año	Variable	Nivel de Tensión 1	Nivel de Tensión 2 y 3
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	Agosto	2011	Variación Trimestral de la Calidad	2.2292	2.4512
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	Septiembre	2011	Variación Trimestral de la Calidad	2.2285	2.4505
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	Octubre	2011	Variación Trimestral de la Calidad	0	0
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	Noviembre	2011	Variación Trimestral de la Calidad	0	0

CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	Diciembre	2011	Variación Trimestral de la Calidad	0	0
--	-----------	------	------------------------------------	---	---

ASPECTOS COMERCIALES

Este capítulo presenta los aspectos comerciales enfocados a determinar la gestión realizada, y las estrategias de la Empresa en los temas de Nivel de Pérdidas, Exposición a bolsa, % de energía vendida en bolsa, Recaudos y Cartera, Restricciones, Subsidios y Contribuciones, Facturación, Tiempo de Atención en Oficinas y Nivel de Satisfacción del Usuario.

1.14 Evolución en el número de suscriptores

A partir de información consultada en SUI se construyó la Tabla 5-19 que presenta la evolución anual de usuarios suscritos en los años 2009, 2010 y 2011, la información se discrimina por tipo de estrato y se totaliza en la última fila.

Tabla 5-19 Indicadores ITAD - Últimos 4 meses del 2011

ESTRATO	Año			Suma
	2009	2010	2011	
Estrato 1	149.421	157.046	164.972	471.440
Estrato 2	102.199	101.474	102.099	305.772
Estrato 3	32.142	32.353	32.501	96.995
Estrato 4	9.926	10.230	10.627	30.783
Estrato 5	2.163	2.263	2.304	6.730
Estrato 6	21	20	17	58
Industrial	1.214	1.178	1.174	3.567
Comercial	11.429	12.008	12.524	35.961
Oficial	1.840	1.902	1.882	5.623
Provisional	85	71	80	236
Alumbrado Publico	77	88	86	250
ESTRATO	Año			Suma
	2009	2010	2011	
Especial Asistencial	NaN	221	227	448
Especial Educativo	570	720	897	2.188
Suma	311.086	319.575	329.390	960.051

1.15 Número de empleados

En la siguiente tabla, podemos apreciar que para la vigencia 2011 está aprobada una planta de personal de 579 empleados de los cuales 542 están siendo ocupados así: 56.6% corresponde a Contratos a Término Indefinido y el 43.4% restante están representados por Contratos a Término Fijo. De igual manera la Empresa cumplió con

la cuota asignada por el SENA, de 24 aprendices mensuales en las diferentes áreas de la empresa como apoyo.

Tabla 5-20 Distribución de Empleados por Negocio

DISTRIBUCIÓN DE EMPLEADO POR NEGOCIO A DICIEMBRE DE 2011					
TIPO	Generación	Distribución	Comercialización	Otros	Total Personas
Contrato Término Indefinido	25	98	115	69	307
Contrato Termino Fijo	22	77	89	47	235
TOTAL	47	175	204	116	542
SENA	24	24	24	24	24

Al 31 de Diciembre del 2011 CEDENAR S.A. E.S.P. cuenta con 556 Jubilados.

A pesar de que la electrificadora de Nariño CEDENAR S.A. E.S.P tenía aprobada una planta de personal de 579 trabajadores, en la vigencia 2011, no ocupó la totalidad de los cargos.

1.16 Consumos

A partir del histórico de información consultado en SUI se determinó el número de usuarios agrupados por rangos de consumo promedio, la Tabla 5-21 y la Figura 5-4 presentan los usuarios que se encuentran en un rango consumo de 0 a 500 kWh/mes discriminados en intervalos de 50 kWh/mes.

Tabla 5-21 Usuarios agrupados por consumo rango (0 a 500 kWh/mes)

Rango	No Usuarios
0-50 kWh/mes	125892
51-100 kWh/mes	82930
101-150 kWh/mes	49062
151-200 kWh/mes	27573
201-250 kWh/mes	11952
251-300 kWh/mes	9594
301-350 kWh/mes	4226
351-400 kWh/mes	1740
401-450 kWh/mes	1050
451-500 kWh/mes	636
<-501 kWh/mes	1586

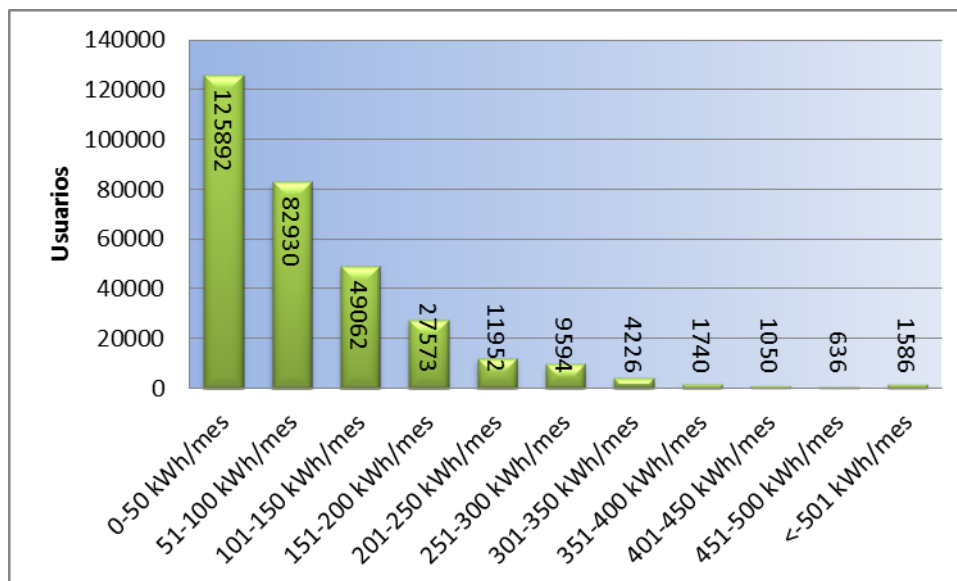


Figura 5-4 Usuarios agrupados por consumo rango (0 a 500 kWh/mes)

En la Tabla 5-22 se realiza un comparativo del consumo en Kwh de los 3 últimos años.

Tabla 5-22 Consumo Kwh

ESTRATO	Año			Suma
	2009	2010	2011	
Estrato 1	144.926.424kwh	145.809.636kwh	159.068.672kwh	449.804.733kwh
Estrato 2	115.381.092kwh	114.073.930kwh	116.076.866kwh	345.531.887kwh
Estrato 3	53.188.921kwh	51.329.265kwh	50.796.821kwh	155.315.006kwh
Estrato 4	18.266.708kwh	17.871.955kwh	18.223.398kwh	54.362.061kwh
Estrato 5	4.364.743kwh	4.345.320kwh	4.305.004kwh	13.015.067kwh
Estrato 6	52.748kwh	58.794kwh	43.449kwh	154.991kwh
Industrial	9.583.988kwh	8.942.680kwh	9.673.814kwh	28.200.482kwh
Comercial	67.082.062kwh	68.482.697kwh	70.113.752kwh	205.678.511kwh
Oficial	18.874.337kwh	21.885.511kwh	25.909.017kwh	66.668.865kwh
Provisional	1.500.953kwh	1.596.043kwh	1.495.372kwh	4.592.368kwh
Alumbrado Publico	29.328.781kwh	29.845.488kwh	29.371.059kwh	88.545.328kwh
Especial Asistencial	0kwh	399.126kwh	2.749.149kwh	3.148.275kwh
Especial Educativo	2.882.370kwh	2.851.161kwh	3.892.742kwh	9.626.273kwh
Suma	465.433.127kwh	467.491.607kwh	491.719.115kwh	1.424.643.848kwh

1.17 Facturación

El proceso de Facturación se realiza a través del Aplicativo SUPERNOVA S.C. y la Administración del Sistema de Información Comercial S.I.C. Para la facturación se maneja un periodo de 15 días entre el registro de fecha de liquidación en el SUPERNOVA y la fecha de vencimiento de las facturas.

El mercado atendido por CEDENAR S.A. E.S.P. se clasifica de acuerdo a la zona a la que pertenece el usuario y por tipo de uso. Para el mes de Diciembre del año 2011 la Empresa cerró con un total de 333.395 usuarios distribuidos por zonas.

No obstante el promedio mensual de usuarios facturados durante el año 2011, fue de 329.322. La mayor participación de usuarios facturados se encuentra en la zona Centro con el 35.85%, seguida de la zona Sur con el 26.76%, que entre las dos suman 208.677 usuarios de los 329.322 que mensualmente facturan, como se muestra en la gráfica siguiente:

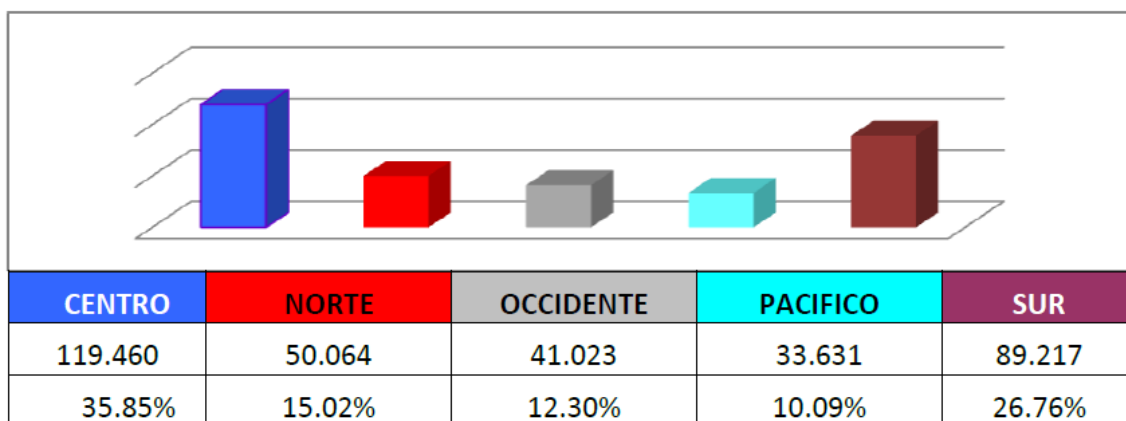


Figura 5-5 Facturación por zonas

A Diciembre de 2011 ingresaron a la facturación de la Electrificadora 9.118 suscriptores nuevos, equivalente a un crecimiento del 2.81% comparado con el año anterior. A continuación se muestra la distribución de usuarios facturados por tipo de uso en promedio mensual durante la vigencia 2011:

Tabla 5-23 Distribución de usuarios facturados

TIPO DE USO	USUARIOS PROMEDIO MES	CONSUMO PROMEDIO MES	FACTURACION PROMEDIO MES
ALUMBRADO P.	86	2.450.077	739.100.101
AUTOCONSUMO	60	679.741	7
COMERCIAL	12.521	5.909.346	2.259.473.904
ESPECIAL	1.125	600.775	211.647.572
INDUSTRIAL	1.174	733.146	304.516.233
OFICIAL	1.824	1.315.453	547.220.419
PROVISIONAL	87	141.619	52.987.591
RESIDENCIAL 1	157.807	11.687.455	4.658.885.435
RESIDENCIAL 2	102.098	9.662.564	3.962.769.994
RESIDENCIAL 3	32.502	4.141.282	1.731.573.084
RESIDENCIAL 4	10.626	1.502.983	618.571.257
RESIDENCIAL 5	2.304	360.840	145.522.824
RESIDENCIAL 6	17	1.948	1.469.165

TIPO DE USO	USUARIOS PROMEDIO MES	CONSUMO PROMEDIO MES	FACTURACION PROMEDIO MES
SUBNORMAL	7.163	1.435.862	557.373.464
Total general	329.394	40.623.091	15.791.111.050

En el ejercicio de promedios mensuales de la vigencia 2011 se observa que el mayor número de usuarios y consumo, se encuentran en el sector residencial, de los cuales el 78.90 % son de estratos 1 y 2; que consumen el 52.55% de la energía facturada por un valor de \$ 8.622 millones en promedio, que corresponde al 54.60% del valor total de la facturación promedio. Con respecto a los giros FOES por facturación, durante el año 2011 únicamente se generaron 4 resoluciones por un valor de \$ 3.772 millones, así:

Tabla 5-24 Distribución de usuarios facturados

GIRO FOES DURANTE EL AÑO 2011		
RESOLUCION	FECHA RESOLUCION	FECHA RESOLUCION
18 0283	03/03/2011	81
18 0659	29/04/2011	71
18 2118	02/12/2011	3.373
18 2334	28/12/2011	247
TOTAL		3.772

La Tabla 5-25 presenta la facturación anual por estrato 2010, 2011 y 2012.

Tabla 5-25 Distribución de usuarios facturados

ESTRATO	2009		2010		2011		Suma
	Facturación por consumo (\$)	Facturación total (\$)	Facturación por consumo (\$)	Facturación total (\$)	Facturación por consumo (\$)	Facturación total (\$)	
Estrato 1	53.864	28.482	56.618	28.202	62.755	33.637	263.557
Estrato 2	44.958	28.475	46.141	28.071	47.670	30.062	225.377
Estrato 3	20.749	19.549	20.748	18.930	20.817	19.036	119.829
Estrato 4	7.106	7.489	7.205	7.320	7.447	7.569	44.135
Estrato 5	1.691	2.137	1.752	2.127	1.749	2.125	11.582
Estrato 6	21	25	24	29	18	22	138
Industrial	2.974	4.693	3.467	4.338	3.618	4.617	23.705
Comercial	22.485	30.825	25.950	31.722	27.129	33.236	171.347
Oficial	5.709	7.581	7.238	7.368	6.594	6.957	41.447
Provisional	502	633	622	700	613	747	3.817
Alumbrado Publico	8.158	8.587	9.163	10.033	8.860	9.712	54.514
Especial Asistencial	0	0	164	161	951	968	2.243

VG-F-004

ESTRATO	2009		2010		2011		Suma
	Facturación por consumo (\$)	Facturación total (\$)	Facturación por consumo (\$)	Facturación total (\$)	Facturación por consumo (\$)	Facturación total (\$)	
Especial Educativo	905	1.090	1.147	1.128	1.584	1.612	7.465
Suma	169.122	139.564	180.237	140.130	189.804	150.299	969.156

Nota: Cifras en Millones de Pesos

1.18 Análisis tarifario.

Las tarifas aplicadas por la Centrales Eléctricas de Nariño en el año 2011 fueron publicadas mensualmente; En la Tabla 5-26 y en la Figura 5-6 se ilustran las tarifas de prestación del servicio de la compañía en el año 2011 discriminada por estrato.

Tabla 5-26 Tarifas CEDENAR por estrato para el año 2011

PERIODO	ESTRATO1	ESTRATO2	ESTRATO3	ESTRATO4
1	161,58	201,98	342,85	403,36
2	163,04	203,8	344,57	405,37
3	164,02	205,03	346,29	407,4
4	165,46	206,83	348,02	409,44
5	164,67	205,84	349,76	411,48
6	165,42	206,77	351,51	413,54
7	166,24	207,8	353,27	415,61
8	167,07	208,84	355,03	417,69
8	167,07	208,84	355,03	417,69
9	167,91	209,89	356,81	419,77
10	168,75	210,94	358,59	421,87
11	169,59	211,99	360,39	423,98
12	170,44	213,05	362,19	426,1

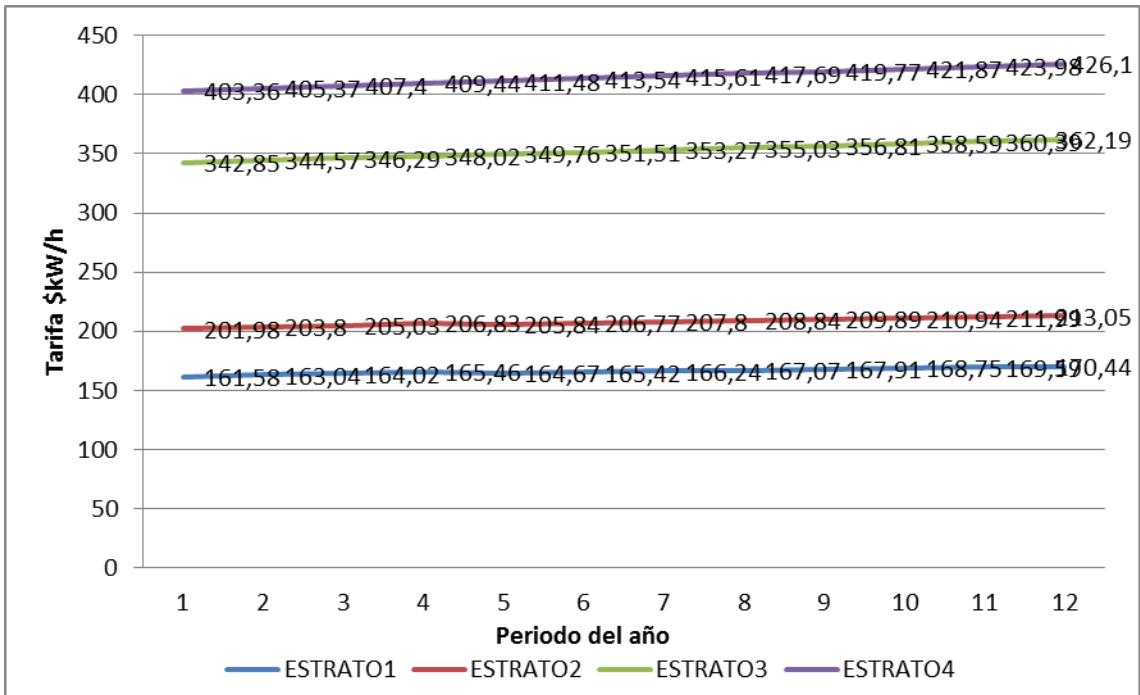


Figura 5-6 Tarifas CEDENAR por estrato para el año 2011

Por otra parte se realizó un análisis comparativo de las tarifas de CEDENAR con respecto a otras empresas comercializadoras más grandes, las siguientes figuras presentan un diagrama de barras de las tarifas de CEO y otras empresas comercializadoras para los estratos 1 a 4 respectivamente.

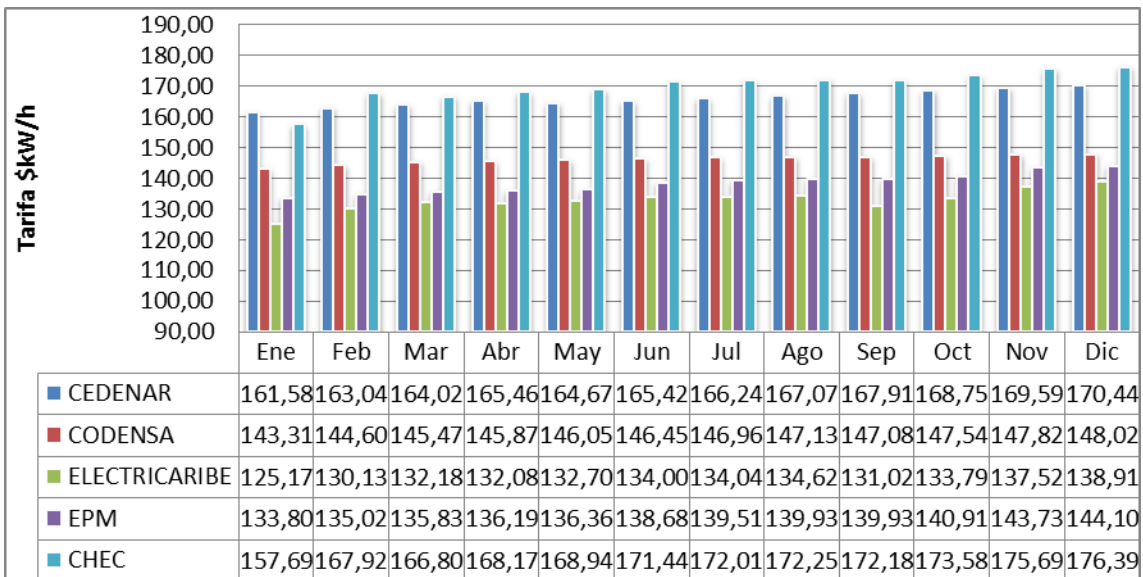


Figura 5-7 Comparación tarifas CEDENAR Vs Empresas comercializadoras más grandes - Estrato 1

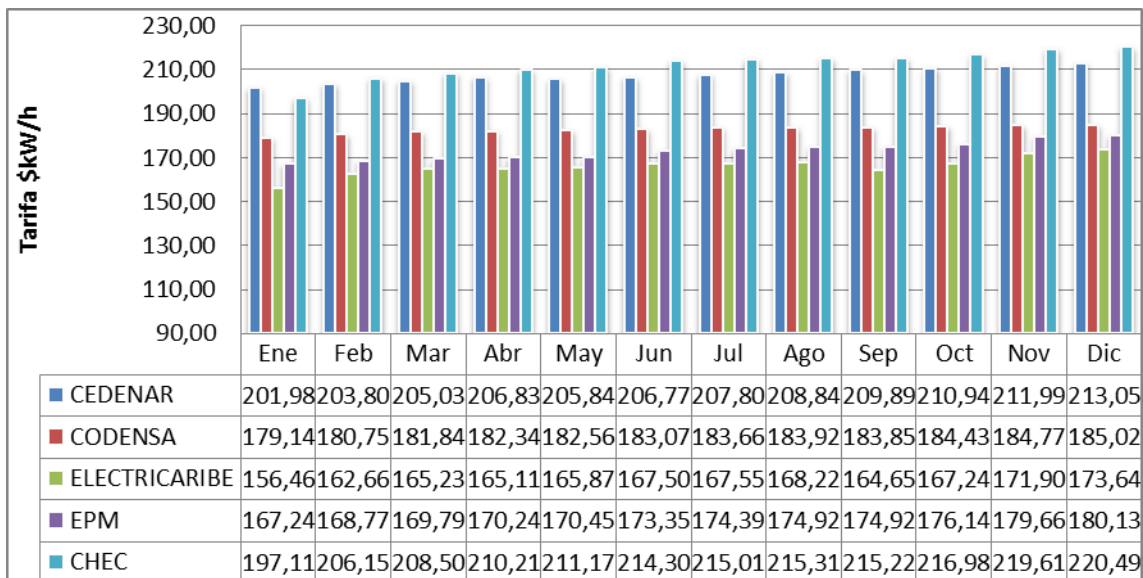


Figura 5-8 Comparación tarifas CEDENAR Vs Empresas comercializadoras más grandes - Estrato 2

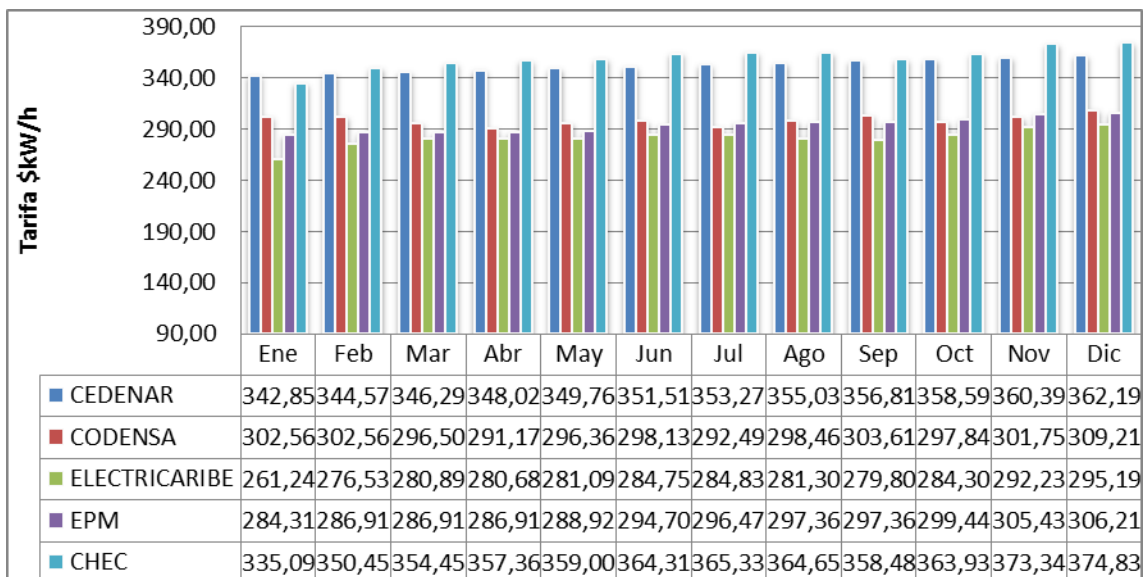


Figura 5-9 Comparación tarifas CEDENAR Vs Empresas comercializadoras más grandes - Estrato 3

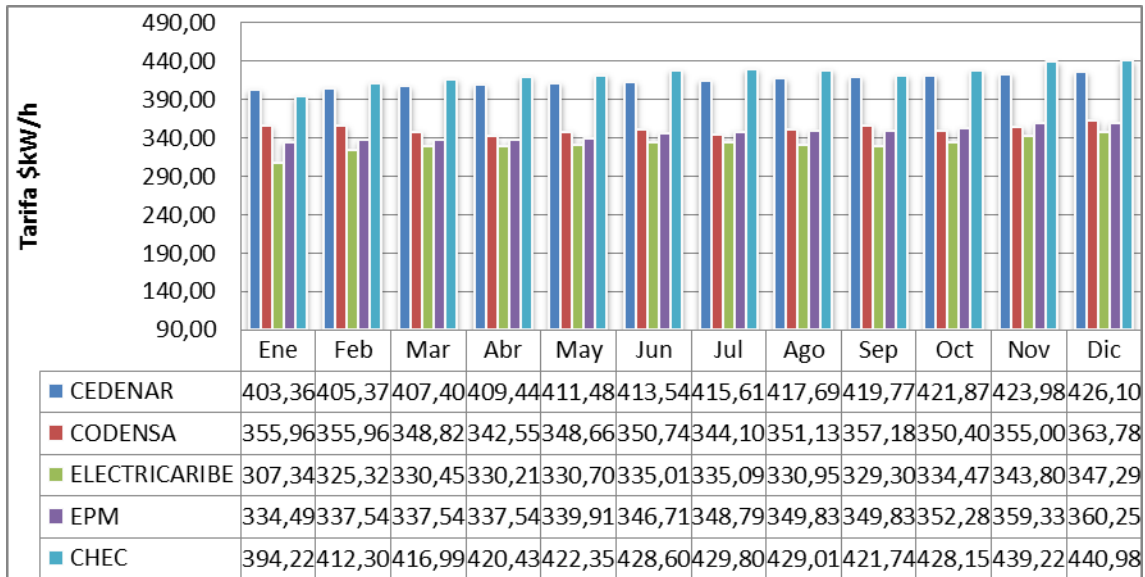


Figura 5-10 Comparación tarifas CEDENAR Vs Empresas comercializadoras más grandes - Estrato 4

La Figura 5-11 ilustra los costos unitarios de prestación del servicio de la compañía en el año 2011, y su composición por componente medido en \$kW/h, adicionalmente la Figura 5-12 presenta el porcentaje de participación de cada componente en la formación del costo unitario para cada mes.

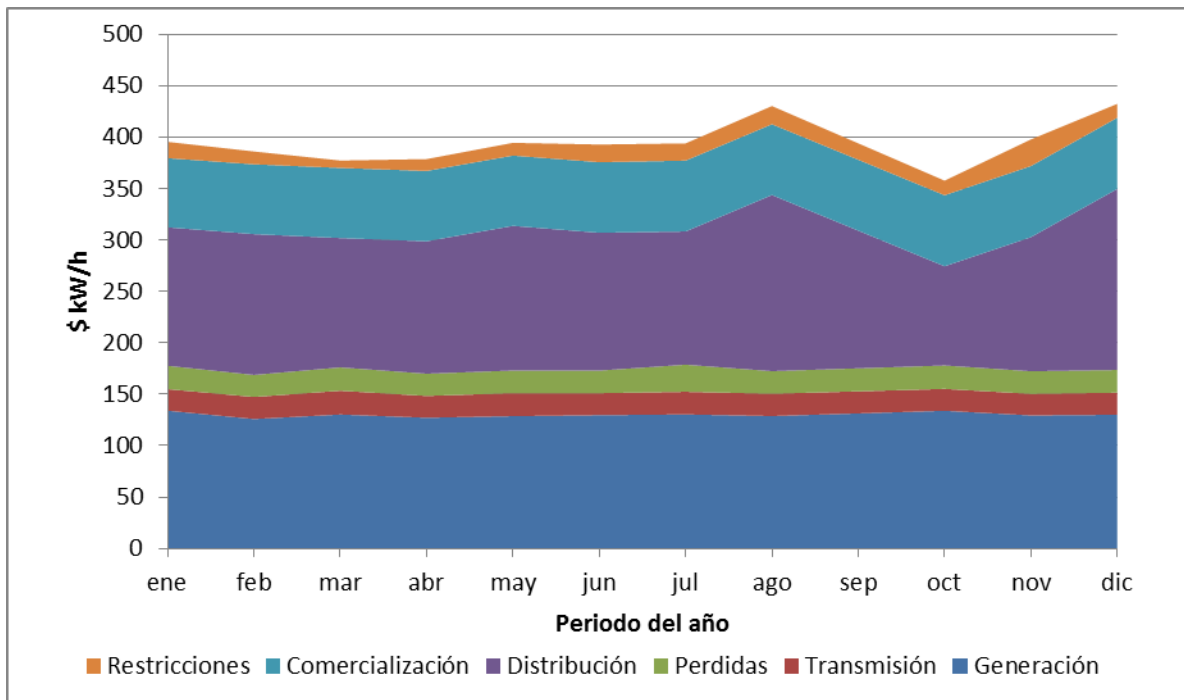


Figura 5-11 Costo unitario de prestación del servicio por componente

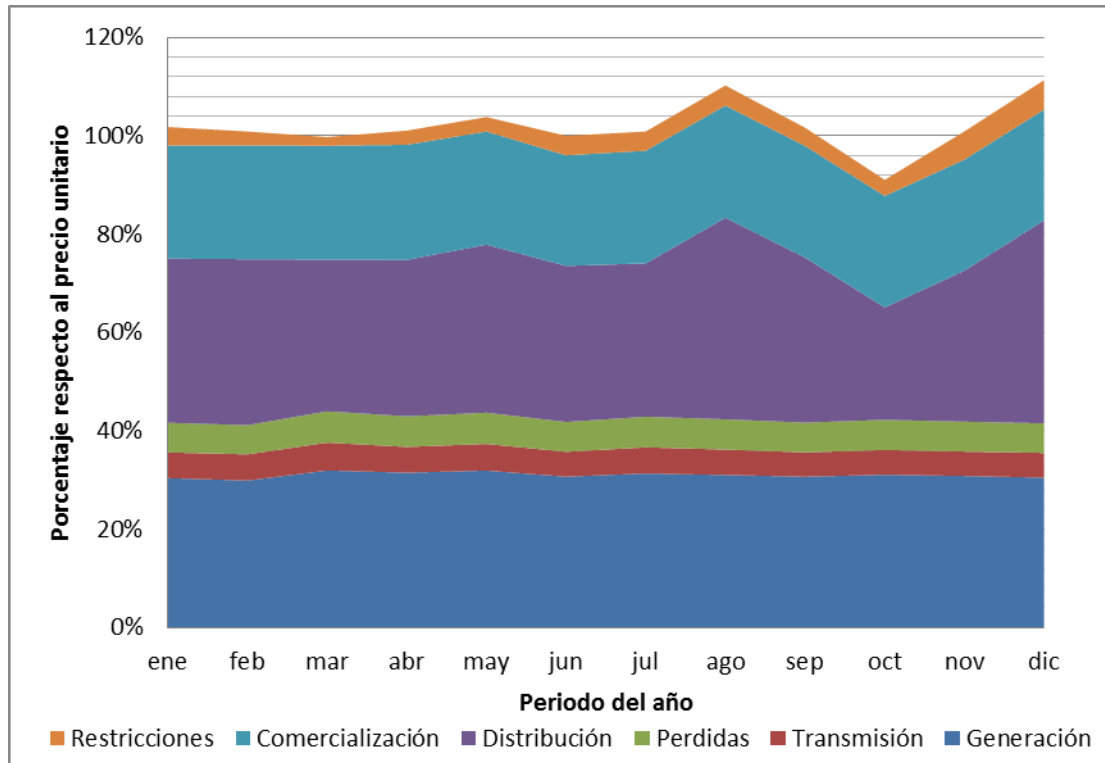


Figura 5-12 Porcentaje de participación por componente del Costo unitario

1.18.1 Compras de Energía

La Compañía tiene como objetivo garantizar la compra de energía en el mercado mayorista, con tarifas competitivas, en la Tabla 5-27 presenta los valores en kWh de energía comprada y vendida en bolsa para cada mes del año.

Tabla 5-27 Compra y venta de energía en bolsa 2011

Mes	Compras en Bolsa [kWh]		Ventas en Bolsa [kWh]	
	(Comercializador)	(Generador)	(Comercializador)	(Generador)
Enero	12.344.265,26	389,64	1.947.594,72	ND
Febrero	1.995.578,04	1.443,96	3.849.371,86	ND
Marzo	5.968.046,31	4.251,66	1.686.622,33	ND
Abril	2.722.788,46	2.005,50	3.494.513,49	ND
Mayo	3.350.790,06	2.658,72	2.656.462,13	ND
Junio	958.446,15	8.463,55	4.189.185,57	ND
Julio	1.258.587,68	286,5	4.042.766,16	ND
Agosto	3.071.700,44	1.352,28	1.777.929,36	ND
Septiembre	2.600.398,34	1.810,68	3.051.492,25	ND
Octubre	4.525.697,42	3.174,44	2.263.269,42	ND
Noviembre	4.510.900,28	4.293,91	1.828.624,33	ND
Diciembre	8.355.570,13	19.054,49	902.638,21	958,56

VG-F-004

En la Tabla 5-28 presenta los valores en kWh para la comercialización de los usuarios regulados y no regulados.

Tabla 5-28 Demanda Comercial Regulada y no Regulada

Mes	Demanda Comercial Regulada [kWh]	Demanda Comercial No Regulada [kWh]
	(Comercializador)	(Comercializador)
Enero	60.618.264,08	638.045,46
Febrero	56.862.529,70	700.610,48
Marzo	62.656.863,99	590.029,99
Abril	58.885.093,17	629.843,80
Mayo	60.864.367,87	703.328,06
Junio	59.216.998,30	805.531,28
Julio	60.134.672,54	823.813,98
Agosto	59.972.604,02	868.011,06
Septiembre	57.708.551,69	927.855,40
Octubre	57.889.139,15	1.194.011,85
Noviembre	58.163.850,79	1.094.923,16
Diciembre	61.954.038,30	1.194.460,62

1.18.2 Exposición en Bolsa

CEDENAR S.A. E.S.P. en el año 2011 suplió una demanda de energía total de 725.082,91MWH; por medio de la compra de energía por contratos, energía propia, y energía adquirida en bolsa. La energía que CEDENAR S.A. E.S.P. compró en 2010 por medio de contratos con entidades como ISAGEN, CHIVOR, y energía Propia, haciendo a 756.796,18 MWH por un valor de \$ 86.245 millones. En los meses de Junio y Julio, la empresa tuvo una buena actuación en generación, mediante sus propias centrales hidroeléctricas haciendo que el comportamiento de exposición en bolsa en venta de energía eléctrica sean las más altas con valores superiores a los 4.000 MWH. Por otra parte en el mes de Enero aun cuando se puede observar un valor de generación propia bastante significativo, CEDENAR S.A. E.S.P. tuvo el comportamiento más alto de exposición en bolsa en cuanto a compra, esto debido a que en este mes la energía suministrada por ISAGEN fue la más baja del todo el año.

1.19 Subsidios y contribuciones

Según información del área de Facturación, La Empresa al final del año 2011 recibió por concepto de Subsidios un total de \$ 53.128 millones, con un promedio de \$ 4.400 millones mensuales. Para el caso de las Contribuciones la Empresa contó con un total de \$ 6.457 millones, equivalente a un promedio de \$ 530 millones mensuales; los valores reportados al SUI son \$ 53.309 millones para los subsidios y \$ 6.494 millones para las contribuciones, las diferencias radican en las refacturaciones que se presentan para algunos usuarios que no son aceptadas por el validador, así como también a que la información se presenta en diferentes formatos.

Tabla 5-29 Subsidios y contribuciones 2009-2011

ESTRATO	2009		2010		2011		Suma
	Subsidios	Contrib.	Subsidios	Contrib.	Subsidios	Contrib.	
Estrato 1	25.424	0	28.629	0	32.067	0	86.120
Estrato 2	17.079	0	18.361	0	18.995	0	54.435
Estrato 3	2.173	0	2.222	0	2.251	0	6.647
Estrato 4	0	0	0	0,133	0	0,146	0,278
Estrato 5	0	338	0	350	0	350	1.039
Estrato 6	0	4	0	5	0	4	12
Industrial	0	732	0	696	0	754	2.182
Comercial	0	4.747	0	5.024	0	5.266	15.037
Especial Educativo	0	0	0	3	0	0	3
Suma	44.676	5.822	49.212	6.078	53.313	6.374	165.476

Nota: Cifras en Millones de Pesos

1.20 Pérdidas

1.20.1 Indicador de Pérdidas por Zona a diciembre de 2011

En el cuadro siguiente se observa que la zona con mayor índice de pérdidas a 31 de diciembre de 2011 es la zona Norte, debido en gran parte a que la mayor población de esta zona se encuentra en el sector rural, donde por la dificultad de los terrenos es más difícil el control de acometidas y así el control del robo de energía por instalaciones fraudulentas, a diferencia de la zona Centro que es en donde más se puede realizar control debido a que su población está centrada en su gran mayoría en el sector urbano.

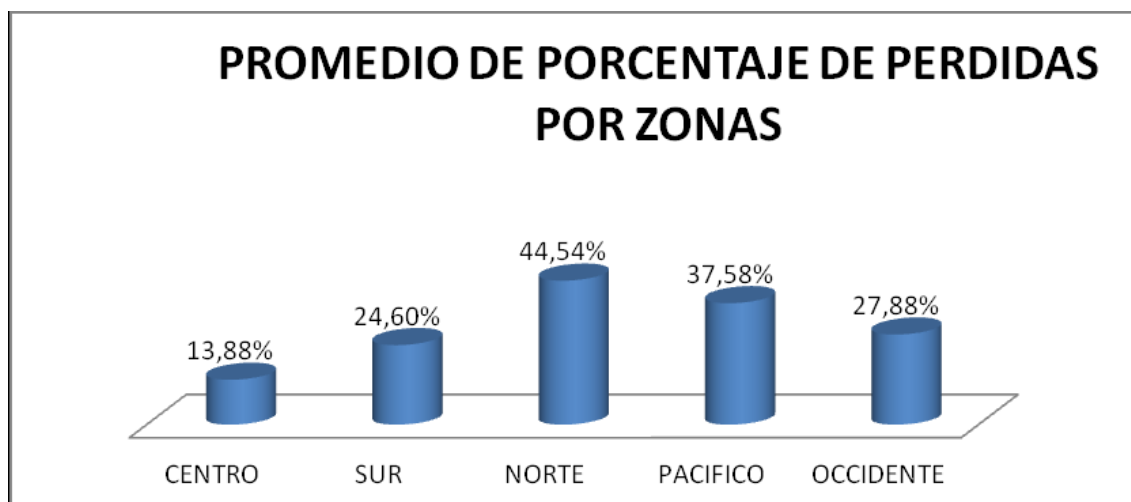


Figura 5-13 Promedio de Porcentaje de Pérdidas por Zonas

1.20.2 Indicador de Pérdidas Acumulado

Para el año 2011 puede observarse en la Tabla 5-30 que los índices de pérdidas de CEDENAR S.A. E.S.P. han bajado significativamente pasando del 28,93% en el 2010 a 24,14% en el 2011, para el Distribuidor; y del 31,17% en el 2010 a un 26,46% en el 2011 para el Comercializador, debido a la nueva asignación de recursos al programa para mitigación y reducción de pérdidas.

Tabla 5-30 Subsidios y contribuciones 2009-2011

Balance Energético en MWh (Acumulado)		
Detalle	Dic-10	Dic-11
Energía de Entrada del Distribuidor	766.639,01	776.719,14
Energía de Salida Distribuidor	544.870,62	589.222,83
CEDENAR S.A. E.S.P	489.618,43	521.013,04
Otros Operados de Red (OR)	14.075,66	23.046,65
Otros Comercializadores	35.717,85	36.802,37
Ecuador y STN	5.458,68	8.360,77
Perdidas de Energía	221.768,39	187.496,31
Índice de Pérdidas del Distribuidor	28,93%	24,14%
Energía de entrada Comercializador	711.386,83	708.508,78
Energía de salida Comercializador	489.618,43	521.013,04
Facturada	472.380,80	490.927,11
Recuperación de Pérdidas	17.237,63	30.085,93
Perdidas de Energía	221.768,39	187.495,74
Índice de Pérdidas del Comercializador	31,17%	26,46%
Crecimiento Demanda Comercializador	0,84%	-0,41%
Crecimiento Energía de Salida Comercializador	-1,02%	6,03%

1.21 El nivel de satisfacción del usuario (NSU)

En mayo de 2011 CEDENAR realizó una encuesta de nivel de satisfacción del usuario de servicio de energía eléctrica a través de la Unión Temporal Sur – Calvache Alomia en el Departamento de Nariño, relacionado con aspectos de facturación, atención al cliente referente a la recepción y respuesta de peticiones, quejas y reclamos; cartera, gestión de energía y recuperación de energía; encuesta que se realizó a 2000 hogares y 302 empresas, cuyos los resultados fueron los siguientes:

Tabla 5-31 Encuesta Nivel de Satisfacción Domiciliario

Encuesta	Áreas	Buena %	Regular %	Mala %
Evaluación General Domiciliaria	Facturación	54%	30%	16%
Evaluación General Domiciliaria	Atención al Cliente por PQRs	46%	31%	23%
Evaluación General Domiciliaria	Gestión de energía	81%	13%	6%

VG-F-004

Encuesta	Áreas	Buena %	Regular %	Mala %
Evaluación General Domiciliaria	Recuperación de energía	68%	21%	11%
	TOTAL	54%	29%	17%

Tabla 5-32 Encuesta Nivel de Satisfacción Empresas

Encuesta	Áreas	Buena %	Regular %	Mala %
Evaluación General Empresarial	Facturación	64%	25%	11%
Evaluación General Empresarial	Atención a clientes por PQRs	41%	39%	20%
Evaluación General Empresarial	Gestión de energía	82%	15%	3%
Evaluación General Empresarial	Recuperación de energía	61%	28%	11%
	TOTAL	58%	29%	13%

Se observa que la evaluación realizada arroja porcentajes positivos en lo relacionado con la facturación, gestión de energía y recuperación de energía a nivel domiciliario y empresarial en todo el Departamento de Nariño. No obstante hay calificaciones por debajo de la media que es necesario considerar para mejorar, especialmente la variable de atención al cliente por PQRs.

1.22 Atención al cliente.

Para mayor comodidad de los usuarios que se acercan a reclamar a la oficina de Atención al Cliente, se realizaron adecuaciones significativas, que fueron puestas al servicio de los clientes a partir del 31 de Enero de 2012.

Además de coordinar todas las actividades y procesos inherentes a Atención al Cliente, la atención se presta directamente con un equipo de cinco trabajadores permanentes de la empresa debidamente identificados para la atención de reclamos, capacitados, con el apoyo de una buena red de comunicaciones.

La atención de peticiones, quejas y recursos se hace dentro de los términos previstos por la ley. El usuario es informado al momento de presentar el recurso de la notificación y la respuesta le es enviada a su residencia, dentro del término máximo de 15 días hábiles, contados a partir de la fecha en que se decepcionó el reclamo, como lo señala la Ley.

Los asesores de ventanilla son responsables de las decisiones que tomen, para lo cual, cuentan con el soporte de abogados de la empresa en cualquier asesoría.

1.22.1 PQR'S Presentadas

A Diciembre 31 de 2011, en las diferentes oficinas de las zonas y seccionales se atendieron 48.827 PQR'S, de las cuales 44.456 fueron verbales y 4.371 escritas.

Tabla 5-33 PQR'S 2011

PQR'S 2011		
ZONA Y/ SECCIONAL	ESCRITAS	VERBALES
CORDILLERA	21	58
OCCIDENTE	517	1324
SAN PABLO	48	1733
LA CRUZ	52	2.403
TUQUERRES	124	2.419
LA UNION	369	4.259
IPIALES	937	5.260
PACIFICO	658	6.069
CENTRO	1645	20.931
TOTAL	4.371	44.456

Lo anterior significa que la Empresa atiende un promedio de 4.000 PQR's al mes. Si tenemos en cuenta que mensualmente se facturan en promedio 329.000 usuarios, tendríamos que el indicador de PQR's es del 1.25%, bastante satisfactorio para la Empresa.

En cuanto a las PQR'S escritas de las zonas y seccionales a Diciembre 31 de 2011, el tiempo promedio de respuesta se resume en el siguiente cuadro:

Tabla 5-34 PQR tiempo promedio de respuesta

ZONAS Y SECCIONAL	NRO. PQR'S	NRO. DIAS	DIAS PROM
CORDILLERA	21	69	3
SAN PABLO	48	508	11
LA CRUZ	53	284	5
TUQUERRES	124	1.245	10
LA UNION	368	2.798	8
OCCIDENTE	517	2.633	5
PACIFICO	658	7.545	11
IPIALES	937	11.112	12
CENTRO	1.645	18.065	11
TOTAL	4.371	44.259	10

Lo anterior significa que la empresa está tardando 10 días en promedio para responder las PQRs escritas, que es un indicador satisfactorio si se tiene en cuenta que buena parte de la cobertura es en zonas apartadas del centro de atención y gestión.

Para el primer semestre del 2011, en las diferentes zonas y seccionales se presentaron los siguientes ajustes, derivados de PQRS procedentes, bien sea a favor de la Empresa o en contra de la Empresa:

Tabla 5-35 Ajustes a la facturación año 2011

AJUSTES A LA FACTURACION AÑO 2011				
ZONA Y/ SECCIONAL	A favor de usuario		A favor de la empresa	
	Cantidad	AJUSTE EN \$ MILLONES	Cantidad	AJUSTE EN \$ MILLONES
CORDILLERA	24	2	2	0
SAN PABLO	160	7	2	0
TUQUERRES	259	51	2	6
OCCIDENTE	339	51	8	0
LA UNION	363	60	12	1
IPIALES	418	49	16	3
LA CRUZ	579	13	3	0
PACIFICO	749	129	85	20
CENTRO	1.532	201	69	8
TOTAL	4.423	563	199	38

En comparación al año 2010, la cantidad de ajustes a favor del usuario disminuyeron en 650, equivalente al 41.56% y con respecto a la cantidad de ajustes a favor de la empresa se disminuyeron en 78 representados en un 57.34%, sin embargo en el año 2011, los ajustes a favor del usuario superaron representativamente en \$524 millones a los ajustes a favor de la empresa.

EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

1.23 Indicadores de la gestión

La empresa no cumple con los referentes de cuentas por pagar, Cuentas por Cobrar y margen operacional para la optimización de estos referentes es necesario que la empresa instaure políticas para el recaudo de la cartera y optimización de su estructura de costos.

Tabla 6-36 Indicadores de la gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2011	Resultado	Observación
Margen Operacional	21%	9%	No Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	56,89	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	56	168,45	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	25,52	21,38	Cumple
Razón Corriente – Veces	1,53	2,84	Cumple

1.24 Indicadores referentes técnicos y administrativos

Tabla 6-37 Indicadores referentes técnicos y administrativos

TÉCNICOS Y ADMINISTRATIVOS			
Relación Suscriptores sin Medición (%)	Relación Reclamos Fact. (por 10.000 fact.)	Atención Reclamos Servicio (%)	Atención Solicitud de Conexión (%)
4,7%	0,04071447	0,50%	0,0012%

1.25 Indicador Suscriptores sin Medición

La relación de suscriptores sin medición para el año 2011 se ha reducido en 1.5%, frente a un 6.2% que se presentó para el año 2010; debido al programa de Revisiones Integrales en el Departamento y al programa PRONE implementado en la Zona Pacífico, el cual ha venido generando buenos resultados.

Tabla 6-38 Subsidios y contribuciones 2009-2011

DETALLE	DATOS
Usuarios sin medición a diciembre 2011	15.776
Total usuarios	332.429
% Relación suscriptores sin medición	4,7%

CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Se realizó verificación en el reporte del SUI donde se observan formatos pendientes de cargue por parte de la empresa.

Tabla 7-39 Oportunidad del cargue de información al SUI

	PENDIENTE	CERTIFICADO		Total
		Oportuno	Extemporáneo	
Formatos	28	79	162	269
%	10%	29%	60%	100%

Por otra parte, en la Tabla 7-40 y la Figura 7-14 presentan el comportamiento de los tiempos de retraso en el cargue de la información.

Tabla 7-40 Retraso en el cargue de información al SUI

	Clase	Frecuencia	%
Rango de tiempo de cargue de	Oportuno	79	29,37%
	Entre 0 y 63,7 Días	148	55,02%
	Entre 63,7 y 127,3 Días	10	3,72%
	Entre 127,3 y 191 Días	3	1,12%
	Entre 191 y 254,7 Días	2	0,74%
	Entre 254,7 y 318,3 Días	3	1,12%
	Entre 318,3 y 382 Días	10	3,72%

	Clase	Frecuencia	%
retrasos en días	Entre 382 y 445,7 Días	7	2,60%
	Entre 445,7 y 509,3 Días	6	2,23%
	Entre 509,3 y 573 Días	1	0,37%

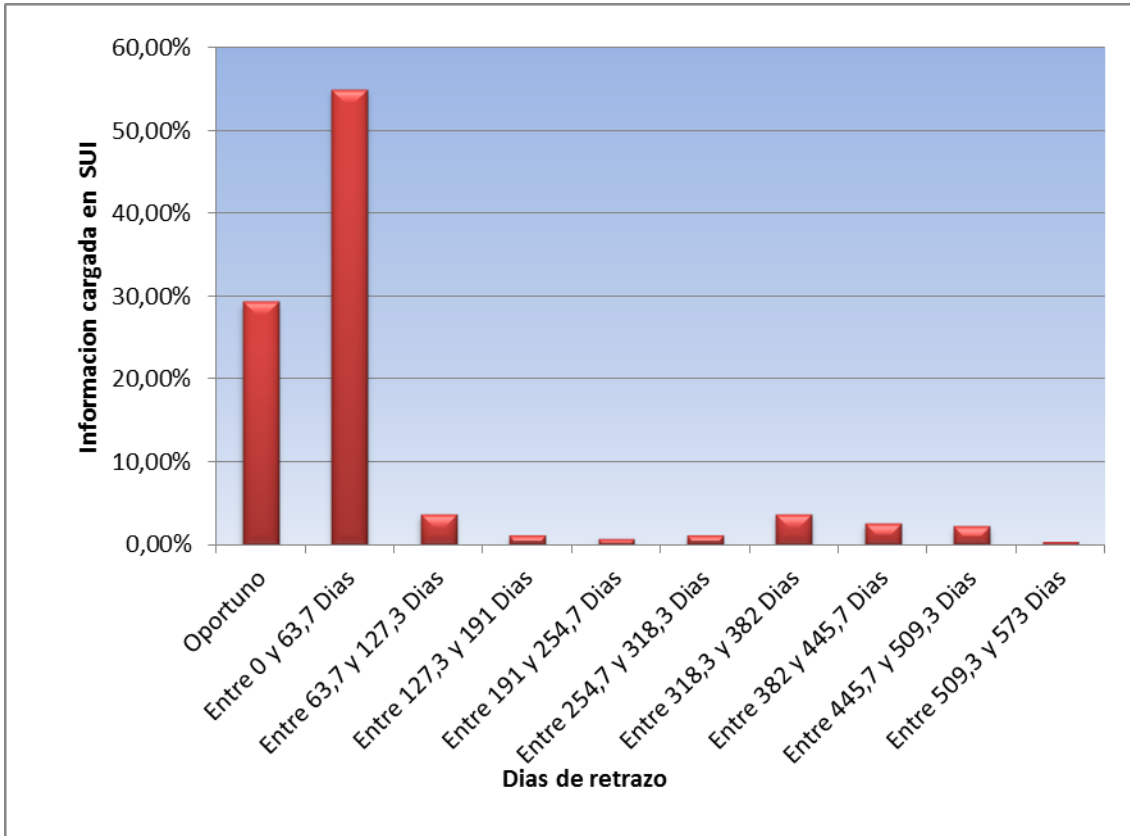


Figura 7-14 Retraso en el cargue de información al SUI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En la Empresa, se observa que se cuenta con actividades de control adecuadamente definidas en los diferentes procesos, las cuales están orientadas a la administración de riesgos y al logro de los objetivos de la Empresa.
- CEDENAR cuenta con los sistemas de información necesarios para el adecuado funcionamiento de los procesos, mediante los cuales integra todas sus actividades tanto operacionales como administrativas.
- Los gastos operacionales tuvieron un aumento del 511,61%, debido directamente a causación de provisiones como son de Obligaciones fiscales y

provisiones para contingencias esta situación provoco un decrecimiento operativo que disminuye la utilidad.

- Se observa que el incumplimiento de los indicadores se mantiene igual que en los últimos años, por esta razón, la empresa debe implementar los mecanismos necesarios para mejorar la calidad del servicio.
- A Diciembre de 2011 ingresaron a la facturación de la Electrificadora 9.118 suscriptores nuevos, equivalente a un crecimiento del 2.81% comparado con el año anterior.
- La empresa presentó un aumento de las pérdidas en el año de estudio cortando una tendencia a la reducción que presentaba en los últimos años dicho aumento se debió al incremento de usuarios detectados como no normalizados, sobre todo en la Zona Norte y Zona Pacifico, por lo anterior es necesario implementar un plan de normalización que disminuya las pérdidas.
- En los tres (3) últimos años se ha comprobado que la variación en la asignación de recursos para el programa de reducción de pérdidas, tiene impacto directo sobre los índices de perdidas tanto del Comercializador, como del Distribuidor.
- En comparación al año 2010, la cantidad de ajustes a favor del usuario disminuyeron en 650, equivalente al 41.56% y con respecto a la cantidad de ajustes a favor de la empresa se disminuyeron en 78 representados en un 57.34%, sin embargo en el año 2011, los ajustes a favor del usuario superaron representativamente en \$524 millones a los ajustes a favor de la empresa.
- La creación del CENTRO LOCAL DE CONTROL – CLC, ha ayudado a reducir el tiempo de respuesta en maniobras para mantenimientos, correcciones y actividades de expansión del sistema, así como la implementación del sistema SCADA ha logrado que se tenga más control en el sistema de distribución eléctrico de CEDENAR.
- La empresa mejoró en cuanto a los formatos pendientes de cargar al SUI, pero quedan pendientes aún 28 formatos que están en proceso de modificación de información.