

**INFORME DE GESTIÓN  
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE  
ENERCA 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., septiembre de 2012**

## TABLA DE CONTENIDO

<b><u>1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA</u></b> .....	<b>2</b>
<u>1.1. Conformación de la empresa</u> .....	2
<u>1.2. Junta directiva</u> .....	2
<u>1.3. Organigrama de la empresa</u> .....	2
<b><u>2. ACCIONES DE LA SSPD</u></b> .....	<b>2</b>
<b><u>3. ASPECTOS FINANCIEROS</u></b> .....	<b>2</b>
<u>3.1. Hechos Relevantes del último año:</u> .....	2
<u>3.2. Balance General</u> .....	2
<u>3.3. ESTADO DE RESULTADOS</u> .....	2
<u>3.4. Indicadores Financieros</u> .....	2
<u>3.4.1. Rentabilidad Operacional</u> .....	2
<u>3.4.2. Liquidez</u> .....	2
<u>3.4.3. Deuda</u> .....	2
<u>3.5. Análisis y Conclusiones sobre el Desempeño Financiero de la Empresa</u> .....	2
<u>3.6. Revisoría Fiscal</u> .....	2
<b><u>4. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS</u></b> .....	<b>2</b>
<u>4.1. Descripción de la infraestructura</u> .....	2
<u>4.2. Inversiones</u> .....	2
<u>4.3. Mantenimiento y operación</u> .....	2
<u>4.4. Confiabilidad</u> .....	2
<u>4.5. Aspectos ambientales</u> .....	2
<u>4.6. Calidad del servicio</u> .....	2
<u>4.7. Cumplimiento al RETIE</u> .....	2
<b><u>5. ASPECTOS COMERCIALES</u></b> .....	<b>2</b>
<u>5.1. Evolución en el número de suscriptores</u> .....	2
<u>5.2. Número de empleados</u> .....	2
<u>5.3. Consumos</u> .....	2
<u>5.4. Facturación</u> .....	2
<u>5.5. Análisis tarifario</u> .....	2
<u>5.6. Subsidios y contribuciones</u> .....	2
<u>5.7. Pérdidas</u> .....	2
<u>5.8. El nivel de satisfacción del usuario (NSU)</u> .....	2
<u>5.9. Atención al cliente</u> .....	2
<b><u>6. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN</u></b> .....	<b>2</b>
<b><u>7. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI</u></b> .....	<b>2</b>
<b><u>8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u></b> .....	<b>2</b>

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN OPERADOR DE RED  
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE – ENERCA S.A E.S.P  
ANÁLISIS AÑO 2011**

**AUDITOR: AUDITORÍAS Y GESTIÓN ASOCIADOS S.A.S – A&G S.A.S**

• **DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA**

La Empresa de Energía de Casanare S.A E.S.P (ENERCA S.A E.S.P), es una empresa de servicios públicos mixta creada por el gobernador de Casanare mediante resolución No. 2143 de 2003. El gobernador fue facultado por la Asamblea del departamento para ello mediante ordenanza No.007 del 14 de agosto de 2003. Esta empresa se constituyó por medio de Escritura Pública No 1419 otorgada en la Notaria Segunda del Circuito de Yopal el 30 de Octubre de 2003. La sociedad actualmente tiene como objeto principal la prestación de los servicios públicos de gas (distribución y comercialización), energía eléctrica (distribución y comercialización) y telecomunicaciones.

• **Conformación de la empresa**

•

- La tabla presentada a continuación refleja los datos básicos de la empresa. Es importante anotar que a 31 diciembre de 2011 el gerente de la compañía era Bayardo Santana, esto cambio en agosto de 2012 cuando asumió la gerencia el ingeniero Luis Castro.

• **Tabla No. 1: Datos básicos de la empresa ENERCA S.A E.S.P**

Tipo de sociedad:	Sociedad Anónima de naturaleza mixta
Razón social:	Empresa de Energía de Casanare S.A E.S.P.
Sigla:	ENERCA S.A. E.S.P.
Area de prestación:	Prestación de servicios públicos de energía eléctrica, gas natural domiciliario y telecomunicaciones
Actividad desarrollada:	Distribución y comercialización de energía eléctrica y gas
Fecha de constitución:	30 de octubre de 2010
Nombre del Gerente:	Bayardo Anibal Santana
Estructura del mercado:	Regulado y no regulado

•

- Fuente: ENERCA S.A E.S.P

La empresa cuenta con un capital autorizado total de cien mil millones de pesos (\$100.000.000.000) moneda corriente, dividido en un millón (1.000.000) de acciones de valor nominal de cien mil pesos (\$100.000) cada una. En el siguiente cuadro se refleja la composición accionaria de la empresa para el 2011.

**Tabla No. 2: Composición accionaria ENERCA S.A E.S.P**

PROPIETARIO O ACCIONISTA	TIPO DE NATURALEZA	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN
GOBERNACION DE CASANARE	Oficial	99.41%
HUGO ALBERTO FERNANDEZ SANDOVAL	Privada	0.23%
ROSALBA MORENO GONZALEZ	Oficial	0.09%
ROSALBA ORTEGA URBANO	Privada	0.07%
BOBINADOS ELECTRORIENTE LTDA	Oficial	0.03%
JORGE EDUARDO NOCUA	Privada	0.03%
VICTOR MANUEL BERNAL	Oficial	0.03%
NUBIA STELLA CASTRO MOLANO	Privada	0.03%
VICTOR MANUEL NIETO	Oficial	0.03%
PROVELEC EU R/L YANETH MARTINEZ BOHORQUEZ	Privada	0.03%
SONIA YANIRA PINTO RODRIGUEZ	Oficial	0.02%

• Fuente: SUI

El departamento de Casanare es el accionista mayoritario de ENERCA con una participación del 99.39% el 0.61% restante está en manos de inversionistas privados.

• **Junta directiva**

La Junta Directiva esta constituida por cuatro (4) miembros principales según Certificado de Cámara de Comercio de fecha 27 de marzo de 2012, los cuales se enuncian a continuación:

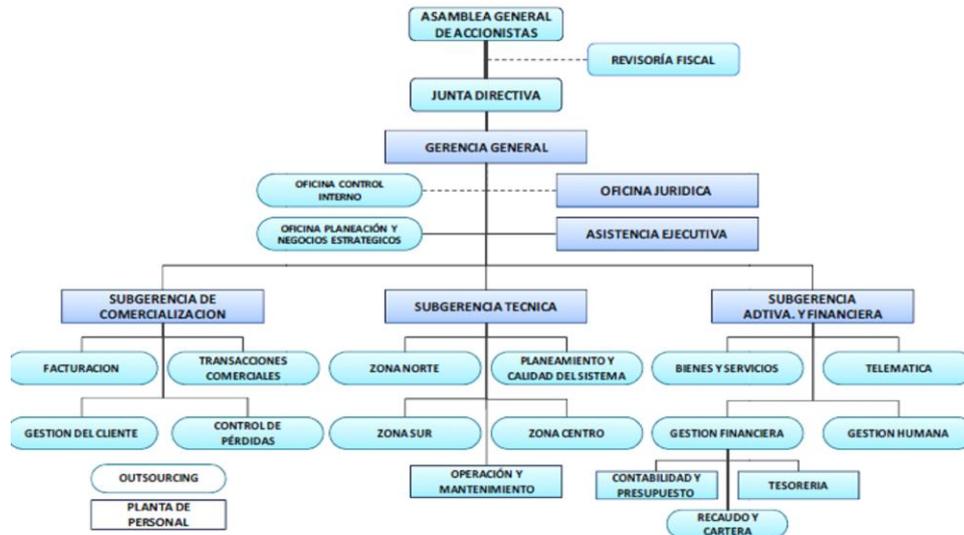
**Tabla No. 3: Relación miembros de la Junta Directiva**

REPRESENTANTES	CARGO
Gabriel Francisco Barreto Menéndez	Secretario General Gobernación de Casanare - Presidente Junta Directiva
Helver Martínez Bohórquez	Secretario Privado Gobernación de Casanare
Nelson Nieto	Secretario de Obras Públicas y Transporte Gobernación de Casanare
Carlos Cárdenas	Director Departamento Administrativo de Planeación Gobernación de Casanare

• Fuente: Certificado Cámara de Comercio de ENERCA S.A E.S.P

- Organigrama de la empresa

- Gráfica No. 1: Organigrama ENERCA S.A E.S.P



- Fuente: ENERCA S.A E.S.P

- Este es el organigrama oficial de la empresa aprobado según Acto de Gerencia No. 213 de 2009. Se anota que en el esquema organizacional oficial se pueden leer los flujos de información de asesoría y niveles de decisión, delegación, responsabilidad y autoridad en su conjunto. A partir del diseño e implementación del Sistema de Gestión de Calidad, la empresa ha detectado la necesidad de efectuar ajustes acordes con la realidad operativa de la empresa, por lo cual se han presentado propuestas en diferentes reuniones de Junta Directiva de la empresa. Aún se continúan los análisis para las definiciones sobre el particular.

- En materia de vida institucional la Auditoría Externa reitera las siguientes observaciones y recomendaciones:

- Desarrollar la oficina de Planeación Corporativa y negocios estratégicos que lleve a cabo funciones de planeación estratégica institucional a todo nivel: Planeación estratégica empresarial, Planes de Gestión y Resultados, Planes de Inversión y presupuesto.
- Es importante llevar a cabo en la entidad el diseño e implementación de sus propios planes los cuales deben servir como faros orientadores de la acción institucional, de las dependencias y de los funcionarios en la perspectiva de alcanzar los objetivos sociales. Los planes referidos son el Plan Empresarial Estratégico y los Planes de Gestión y Resultados a corto, mediano y largo plazo.

- **ACCIONES DE LA SSPD**

Durante el año 2011, no hubo investigaciones que llevaran a sancionar a ENERCA S.A E.S.P.

- **ASPECTOS FINANCIEROS**

- **Hechos Relevantes del último año:**

La empresa en el período 2011 realizó reclasificación de cuentas y corrección de errores de ejercicios anteriores. Los ajustes efectuados en la información contable fueron registrados una vez se conocieron los hechos que dieron lugar a dichos ajustes. La identificación de errores de ejercicios anteriores afectó la cuenta de resultados de ejercicios anteriores en aplicación del principio de contabilidad pública de hechos posteriores al cierre.

También se presentó un cambio en política contable relacionada con la estimación de la provisión de la cartera de los clientes de la empresa. La aplicación de esta nueva política significó un aumento considerable en la provisión para deudores.

Otro hecho importante es el relacionado con las provisiones de los pasivos estimados, dentro de las cuales tiene una participación considerable la remuneración por el uso de los activos eléctricos de propiedad de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. desde noviembre de 2009 hasta diciembre de 2011.

Esta remuneración por el uso presentó un gran impacto en el costo de ventas y operación para la prestación del servicio público de energía eléctrica especialmente en el 2011. El hecho estuvo fundamentado en el cambio de la metodología de remuneración de activos establecida por la CREG en la Resolución 097 de 2008. Las implicaciones que tiene que a Enerca no se le reconozca en la tarifa el componente de inversión del cargo de distribución por la operación de activos eléctricos construidos con fuentes de financiación pública, aunado al cambio de metodología de remuneración de activos, ha tenido consecuencias por el gran incremento en el valor de las obligaciones económicas.

De otro lado, en el 2011 el capital autorizado de la empresa disminuyó un 3.04%, al pasar de \$103.135.139.070 en el 2010 a \$100.000.000.000 en el 2011.

- **Balance General**

La empresa cuenta con activos a diciembre 31 de 2011 por valor de \$59.697.629.497, presentado una variación en este rubro del 15.24% con respecto al año inmediatamente anterior. En el 2010 los activos de la empresa ascendían a \$51.803.992.733 presentando una disminución de 23.36% frente al valor presentado en el 2009 (\$67.596.321.740). El apalancamiento propio de la actividad se ubica en el orden de 57.93% en el 2009, 76.28% en el 2010 y 58.58% en el 2011, esto demuestra que la compañía tiene una baja propensión a financiarse con recursos de deuda provenientes de bancos y/o terceros, se prefieren los recursos propios de la empresa.

En el 2011, la participación del activo corriente en el total de activos es de 49.31%, se observa una disminución considerable de esta relación frente al 2009, ya que en ese

año se ubicaba en 64.89%, esta disminución se ve reflejada en la cuenta de otros activos. En los activos no corrientes la cuenta más representativa es la de propiedad, planta y equipo cuyo valor para el 2011 corresponde a \$28.228.475.757, un 27.89% más que en el 2010, esta variación se debe a que se ha realizado inversión en activos fijos (CAPEX) por valor de \$1.070.871.473.

De otra parte, en el año 2011 la demanda en el servicio de energía eléctrica tuvo un aumento correspondiente a 28 Gwh, facturando en total 232.901.787 kwh. Se registra un crecimiento en ventas del 16% con respecto a las ventas acumuladas del 2010; este crecimiento es coherente con las actividades adelantadas por la empresa en recuperación de pérdidas, legalización de usuarios y la reactivación económica del sector comercial y no regulado. En este sentido, para el año 2011 la cartera derivada de la prestación del servicio de energía eléctrica es de \$18.537.690.863 y su indicador de rotación se ubica en 69.74 días. Con respecto a este indicador, se encuentra que el mismo se deterioró en 2 días respecto al año anterior, al ubicarse en 13,7 días por encima de lo establecido en el referente. Lo anterior, se debió a que la cartera aumentó en una mayor proporción respecto a los ingresos operacionales.

**Tabla No. 4: Estructura del Capital**

	2009	2010	2011*	Variación (2010 respecto 2009)	Variación (2011 respecto 2010)
<b>ACTIVO</b>	<b>67.596.321.740,00</b>	<b>51.803.792.733,00</b>	<b>59.697.629.497,00</b>	<b>-23,36%</b>	<b>15,24%</b>
ACTIVO CORRIENTE	43.864.974.371,00	23.788.392.546,00	29.435.298.395,00	-45,77%	23,74%
DISPONIBLE	27.632.636.935,00	3.901.803.737,00	4.853.958.978,00	-85,88%	24,40%
DEUDORES	15.398.324.953,00	19.106.457.934,00	22.142.977.881,00	24,08%	15,89%
INVERSIONES	-	-	-	-	-
OTROS ACTIVOS	-	-	938.427.568,00	-	-
ACTIVO NO CORRIENTE	23.731.347.369,00	28.015.400.187,00	30.262.331.102,00	18,05%	8,02%
DEUDORES	-	-	2.767.830.748,00	-	-
PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO	21.235.730.144,00	27.157.604.284,00	28.228.475.757,00	27,89%	3,94%
INVERSIONES	-	-	-	-	-
OTROS ACTIVOS	2.495.617.225,00	857.795.903,00	201.489,00	-65,63%	-99,98%
DEPRECIACIÓN ACUMULADA	(6.734.805.527,00)	(8.553.354.737,00)	(10.514.967.551,00)	27,00%	22,93%
<b>PASIVO</b>	<b>28.438.226.052,00</b>	<b>12.289.068.735,00</b>	<b>24.728.154.192,00</b>	<b>-56,79%</b>	<b>101,22%</b>
PASIVO CORRIENTE	28.438.226.052,00	12.289.068.735,00	13.362.209.261,00	-56,79%	8,73%
OBLIGACIONES FINANCIERAS	-	-	-	-	-
CUENTAS POR PAGAR	13.234.941.405,00	1.995.098.916,00	4.160.576.898,00	-84,93%	108,54%
OTROS PASIVOS	2.861.061.979,00	3.024.617.656,00	3.852.014.348,00	5,72%	27,36%
PASIVO NO CORRIENTE	-	-	11.365.944.931,00	-	-
OBLIGACIONES FINANCIERAS	-	-	-	-	-
CUENTAS POR PAGAR	-	-	-	-	-
OTROS PASIVOS	-	-	-	-	-
<b>PATRIMONIO</b>	<b>39.158.095.688,00</b>	<b>39.514.723.998,00</b>	<b>34.969.475.305,00</b>	<b>0,91%</b>	<b>-11,50%</b>
CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO	28.677.444.128,00	26.439.441.955,00	28.677.444.127,00	-7,80%	8,46%

Fuente: Balance general ENERCA S.A. E.S.P

En cuanto a los pasivos de la empresa estos se ubican en el orden de \$24.728.154.192 para el 2011, este rubro ha presentado una variación correspondiente a -56.79% y 101.22% en los últimos dos años, y en el presente periodo, el nivel de endeudamiento obtenido es 41.42%. Se puede observar que la mayoría de los pasivos que tiene la compañía se concentran en el corto plazo, tanto así que en el año 2009 y 2010 este indicador correspondía al 100%, mientras que en el 2011 pasó al 54.04%, dado que en este año el pasivo corriente fue de \$13.362.209.261, mientras que el pasivo no corriente se determinó en \$11.365.944.931 particularmente debido a la cuenta de provisiones.

En la información reportada la empresa no muestra obligaciones financieras en los tres años, por lo cual no es posible discriminar las obligaciones financieras de la compañía. Ante esto se realiza una grafica comparando el total del pasivo con el patrimonio.

## **Gráfica No.2: Participación del Pasivo y Patrimonio**

Fuente: ENERCA S.A E.S.P

En sus estados financieros la empresa no reporta valor de obligaciones financieras ni en el corto ni largo plazo. En cuanto a las cuentas por pagar y su rotación se tiene un valor de \$45.059.969 y un indicador de 0.18 en la vigencia 2011, por ende, Enerca cumple con sus compromisos de pago dentro de los plazos requeridos, por lo cual no se requiere ningún plan de mejoramiento en este tema. No obstante, no es prudente para la empresa generar una diferencia tan grande, entre el momento del pago de las acreencias y el cobro de los deudores.

El valor del patrimonio para los años 2009, 2010 y 2011 es respectivamente de \$39.154.095.688, 39.514.723.998 y 34.969.475.305, lo que representa una variación de 0.91% y -11.50% en los dos últimos años. En cuanto al resultado del ejercicio, en el último periodo se generó una pérdida neta de \$-6.781.651.882 (-367.44%) debido a que los costos y gastos operativos han incrementado en una mayor proporción que los ingresos de la compañía.

El capital autorizado de la sociedad ENERCA S.A E.S.P es la suma de cien mil millones de pesos (\$100.000.000.000) moneda corriente, dividido en un millón (1.000.000) de acciones de valor nominal de cien mil pesos (\$100.000) cada una. En la sociedad existirán cuatro clases de acciones a saber:

- Acciones estatales ordinarias. En la emisión de los títulos correspondientes a estas acciones serán distinguidas como acciones de CLASE A.
- Acciones estatales con dividendo preferencial y sin derecho a voto. En la emisión de los títulos correspondientes a estas acciones serán distinguidas como acciones CLASE B.
- Acciones Privadas Ordinarias. En la emisión de los títulos correspondientes a estas acciones serán distinguidas como acciones CLASE C.
- Acciones Privadas con Dividendo Preferencial y sin Derecho A Voto. En la emisión de los títulos correspondientes a estas acciones serán distinguidas como acciones CLASE D.
- Acciones privilegiadas y/o de goce e industria. En la emisión de los títulos correspondientes a estas acciones serán distinguidas como acciones CLASE E.

Al finalizar el año 2011, la compañía cuenta con un capital suscrito total de \$30.010.400.000, un 1.84% más bajo que el año anterior. Así, se tiene que para la

prestación del servicio de energía eléctrica se cuenta con un capital suscrito de \$28.677.444.127, presentando una variación frente al 2010 de 8.46%.

- **ESTADO DE RESULTADOS**

**Tabla No. 5: Flujo Operativo y Neto en la Prestación del Servicio**

	2009	2010	2011	Variación (2010 respecto 2009)	Variación (2011 respecto 2010)
Ingresos Operativos	74.837.728.501,00	81.149.468.497,00	97.027.386.924,00	8,43%	19,57%
Costos Operativos	58.547.341.348,00	71.930.458.968,00	90.066.419.723,00	22,86%	25,21%
Utilidad Operativa	16.290.387.153,00	9.218.999.529,00	6.960.967.201,00	-43,58%	-25,21%
Utilidad Neta	7.263.116.917,00	2.722.089.856,00	(2.660.428.579,00)	-62,52%	-137,73%
Ingresos no operacionales		1.079.145.792,00			
gastos no operacionales		1.265.502.090,00			

Fuente: SUI

Los datos consignados en la tabla anterior fueron tomados del Sistema Único de Información – SUI a excepción de los valores del año 2009, puesto que no fue posible verificar esta información en el reporte SUI, por este hecho para este año se tomaron los datos del Estado de Resultados dictaminado y certificado tanto por el Representante Legal como por la Contadora de la empresa.

Los ingresos operacionales de la compañía presentan una tendencia creciente en los dos últimos años mostrando una variación del 8.43% para el 2010 y 19.57% para el 2011, es decir que se pasó de \$74.837.728.501 en 2009 a \$81.149.468.497 en 2010 y en 2011 este rubro ascendió a \$97.027.386.924. Los ingresos de la compañía provienen del desarrollo de su objeto social, tanto así que para el 2009 los ingresos operacionales representaron un 99.09% del total de ingresos, en el 2010 y 2011 esa participación fue de 98.69% y 99.32% respectivamente. En detalle, los ingresos de la firma se derivan en su gran mayoría de la actividad de comercialización. Para el 2009, 2010 los ingresos por esta actividad fueron de \$66.157.747.982, \$68.600.812.559. Entre tanto, los ingresos provenientes de la actividad de distribución respectivamente ascienden a \$7.450.431.377, 10.271.933.016.

Para los tres periodos analizados se tiene que el costo de ventas está creciendo a una mayor proporción que los ingresos operativos de la empresa; en 2010 la variación con respecto al año inmediatamente anterior fue de 22.86%, para 2011 esta variación se ubicó en 25.21%. El valor de los costos operativos fue de \$58.547.341.348 para el 2009, de \$71.930.458.968 para el 2010, y de \$90.066.419.723 para el 2011, la participación de este rubro dentro del total de ingresos de la firma es del 77.52%, 87.48% y 92.19% respectivamente. Es preocupante el comportamiento creciente que están teniendo los costos operativos de Enerca, puesto que la gran mayoría de los ingresos obtenidos en el desarrollo del objeto social de la empresa están siendo consumidos por este ítem y no está quedando la cantidad suficiente de dinero para sufragar los gastos operativos, por tal razón en el año 2011 se generó una pérdida operacional de \$2.660.428.579. Un ítem a considerar dentro de los costos operativos es el de compra de energía, para la vigencia 2011 la empresa realizó compras de energía en la bolsa de \$2.563.464.397 y \$45.635.324.633 en contratos, es decir para el año 2011 el 7,93% de la demanda de la empresa fue comprada en la bolsa mientras que el 92,7% restante fue comprada mediante contratos bilaterales.

Los gastos operacionales ascienden a \$9.027.070.536 en 2009, para el siguiente año presentan una reducción de 39.98% y se ubican en \$5.417.773.881, no obstante en el 2011 se revierte esta tendencia y se presenta un incremento en este rubro del 77.59%, pasando a \$9.621.395.781. La participación de los gastos operativos en el total de ingresos para los tres años es en su orden 11.95%, 6.59% y 9.85%. Por su parte, los gastos administrativos en 2009 fueron de \$4.781.701.589, de \$4.719.082.309 para 2010 y de \$7.230.342.682 para 2011. Otro rubro a considerar es el de provisiones, agotamientos, depreciaciones y amortizaciones cuyo valor es de \$4.245.368.947, \$698.691.572, y \$2.391.053.099, respectivamente para los años 2009, 2010 y 2011.

Del lado de los ingresos y gastos no operativos, en el 2011 correspondieron a \$664.393.936 y \$4.785.617.238. Dentro de los gastos no operativos, los financieros tienen una participación del 8.98%, su valor es de \$42.994.414, cabe anotar que en el último dos años este rubro ha disminuido en 69.68%.

Por último, hay un deterioro en la utilidad neta de la empresa en los últimos años. En el 2009 este rubro se ubicaba en \$7.816.569.235, en el 2010 paso a \$2.535.733.558, disminuyendo un 67.56%, finalmente en el 2011 se generó una pérdida de \$-6.781.651.882 (variación de -367.44%).

La siguiente gráfica muestra el valor en millones de los ingresos operacionales, comparado con el total de egresos y el Ebitda obtenido, para ver su evolución.

### **Gráfica 3: Evolución ingresos y egresos operacionales junto con el EBITDA**

Fuente: ENERCA S.A E.S.P

- **Indicadores Financieros**

- Los indicadores se calcularon con base en los Estados Financieros certificados y dictaminados.

- **Rentabilidad Operacional**

- **Tabla No. 6: Indicadores de Rentabilidad**

The screenshot shows an Excel spreadsheet with multiple columns and rows of data. The data appears to be organized into sections, possibly representing different years or periods. Some cells are highlighted in yellow, indicating specific data points or trends. The spreadsheet includes various financial metrics and calculations, consistent with the 'Indicadores de Rentabilidad' mentioned in the text.

Fuente: ENERCA S.A E.S.P

- **EBITDA:** Para los tres años analizados ENERCA presenta un resultado positivo en el EBITDA, lo cual a simple vista significa que hasta el momento la operación es rentable, dado que no se tiene en cuenta los gastos financieros, los impuestos, ni aquellos rubros que no representan una real salida de dinero, es decir, las depreciación y la amortización. No obstante, hay que tener en cuenta que este indicador presenta un retroceso ya que disminuyó un 52.24% en el 2010 y un 67.91% en el 2011 (pasando de \$5.974.445.534 a \$1.917.264.842 en 2011), lo cual se debe principalmente a incrementos en los costos y gastos de la compañía.
- **Margen Operacional:** este indicador presenta la misma tendencia que el EBITDA, presentando en el último año una disminución de 5.48 puntos porcentuales (en 2010 se ubicaba en 7.46%, mientras que en 2011 pasó a 1.98%). El comportamiento de este indicador se debe a que el costo de venta incrementó por concepto de uso de líneas, redes y ductos. En estas condiciones la empresa no está cumpliendo con el referente que para el 2011 está ubicado en 21.44%.
- **Rentabilidad del Activo:** La pérdida de rentabilidad del activo de 8.32 puntos se debe a la pérdida de margen operacional acaecida por el incremento en los costos y gastos operacionales y por lo tanto a la disminución del EBITDA. Por lo anterior, Enerca debe concentrar sus esfuerzos en disminuir el costo de ventas y los gastos, con el fin de detener la caída del índice.
- **Rentabilidad del Patrimonio:** 9.4 puntos porcentuales por debajo del resultado del año inmediatamente anterior, esto a causa de la gestión de costos actual de la empresa.

- **Liquidez**

- **Tabla 7: Indicadores de liquidez**

Indicador	2010	2011	2012
Razón Corriente	0,77	1,00	1,00
Capital de Trabajo	11.300.000,00	12.500.000,00	13.500.000,00
Flujo de Caja	10.000.000,00	11.000.000,00	12.000.000,00

Fuente: ENERCA S.A E.S.P

- **Razón Corriente:** el indicador en el 2011 mejoró debido a que el activo corriente creció en 24% y el pasivo únicamente en un 9%. Sin embargo, el 77% de los activos corrientes corresponden a los deudores, los cuales cada día presentan una mayor dificultad para su cobro, como lo evidencia en el indicador de rotación de las cuentas por cobrar. Por lo anterior, la Auditoría le sugiere a Enerca establecer una política de cobro de cartera más eficiente.
- **Capital de Trabajo:** este indicador mejoró en el último año, sin embargo es importante tener en cuenta que la rotación de cuentas por cobrar se deterioro, lo que nos indica que la cartera puede estar perdiendo calidad y podría afectar la generación futura de capital de trabajo.
- **Flujo de Caja:** Se observa como Enerca tiene problemas para generar flujo de caja, lo que podría entorpecer su funcionamiento. En consecuencia, se deben tomar todas las medidas ya descritas para mejorar este aspecto.

- **Deuda**

- **Tabla 8: Indicadores de Deuda**

Indicador	2010	2011	2012
Endeudamiento	100%	54,04%	54,04%
Apalancamiento	100%	54,04%	54,04%
Cobertura de gastos financieros	100%	100%	100%

Fuente: ENERCA S.A E.S.P

- **Endeudamiento:** contrario a lo que sucedía en años anteriores la deuda de Enerca, en el 2011, no se concentra en el corto plazo, al pasar el indicador del 100% en el 2010, al 54,04% para el 2011. El no tener la deuda a corto plazo, ayuda a la empresa a evitar problemas de liquidez y optimizar el manejo del flujo de caja.
- **Apalancamiento:** Enerca utiliza sus ingresos corrientes para apalancarse, en un futuro podría pensar en aumentar su endeudamiento, para mejorar la generación de flujo de caja.
- **Cobertura de gastos financieros:** el resultado del indicador evidencia para todos los años la reducida propensión de la compañía al endeudamiento. El presupuesto que se aprueba cubre los proyectos de cada año, por lo que no se buscan fuentes alternas de financiación bancaria. Cumple además con el referente.

- **Flujo de Caja menos Servicio de la Deuda:** no existe servicio de la deuda en los últimos periodos.

**Tabla 8: Indicadores de Inversión**

	2010	2011	2012
Flujo de Caja menos Servicio de la Deuda	10.000.000.000,00	11.000.000.000,00	10.000.000.000,00
CAPEX	10.000.000.000,00	11.000.000.000,00	10.000.000.000,00
Flujo de Caja menos CAPEX	0,00	0,00	0,00
Tasa de Inversión	0,00%	0,00%	0,00%

Fuente: ENERCA S.A E.S.P

- **CAPEX:** este indicador refleja el gasto de capital en activos fijos. Para el año 2011 este indicador se ubica en \$1.070.871.473.
- **Flujo de Caja menos CAPEX:** una vez se descuenta la inversión en CAPEX, el flujo de caja es negativo. Eso pone de manifiesto la dificultad que tiene la empresa para generar flujo de caja.
- **Tasa de inversión:** la empresa no reportó información sobre el particular.

Para terminar el capítulo de los indicadores se realizó una gráfica de algunos de ellos para la vigencia 2011.

**Gráfica No. 4: Indicadores**

#### • **Análisis y Conclusiones sobre el Desempeño Financiero de la Empresa**

- - Una variación importante presentada en el balance es la de la cuenta deudores, la cual ha incrementado en los últimos dos años. Para el 2011 la variación de esta cuenta fue de más del 15%. Este hecho puede representar un riesgo para la empresa porque por un lado la cartera está aumentando y por el otro el indicador de rotación de cuentas por pagar se ha deteriorado.
  - Los costos y gastos operacionales de la compañía se incrementan en una proporción mayor a los ingresos operacionales, este hecho ha generado en el 2011 pérdidas en el resultado del ejercicio.
  - Enerca utiliza sus ingresos corrientes para apalancarse, en un futuro podría pensar en aumentar su endeudamiento, para mejorar la generación de flujo de caja.
  - Se observa como Enerca tiene problemas para generar flujo de caja, lo que podría entorpecer su funcionamiento. En consecuencia, se deben tomar todas las medidas ya descritas para mejorar este aspecto.
  - El concepto de viabilidad financiera se emitió con base en los resultados observados presentados a la Auditoría.

- Se presenta un deterioro en la rotación de cuentas por cobrar. Se evidencia una diferencia muy gran entre el periodo de pago a los proveedores y el de cobranza a los clientes.

- **Revisoría Fiscal**

La Revisoría Fiscal auditó los Estados Financieros (Balance General, Estado de Actividad Financiera, Económica y Social, Cambios en el Patrimonio, Flujo de Efectivo y Notas) a 31 de diciembre 2011.

De acuerdo con la Revisora Fiscal de ENERCA S.A E.S.P, Mercedes Cortes Pulido, los Estados Financieros presentados por la empresa fueron tomados fielmente de los libros, y en consecuencia, presentan fidedignamente la situación financiera de la empresa a diciembre de 2011, además fueron preparados acordes a los principios contables generalmente aceptados en Colombia y a las normas que en la materia expide la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Contaduría General de la Nación.

De igual forma, la Revisora Fiscal certifica que la empresa efectuó en forma correcta y oportuna los aportes al sistema de seguridad social, así mismo, corrobora que ENERCA utiliza un software contable legal y que los actos de los administradores se ajustan a los estatutos de la empresa, las disposiciones de la Asamblea y las decisiones de la Junta Directiva. Tanto la correspondencia, como los comprobantes de las cuentas, los libros de actas y registro de accionistas se llevan y se conservan debidamente, a excepción del libro de la asamblea general de accionistas que está siendo reconstruido del folio 51 al 100.

Por último, se observan medidas de custodia y conservación de bienes adecuadas a las circunstancias específicas, así como un mayor control del impacto ambiental normal al servicio que presta la empresa, no obstante el nivel de desarrollo y aplicabilidad del control interno no se encuentra en un nivel óptimo, puesto que el talento humano es cambiante, lo cual genera retrasos en los procesos y objetivos de la empresa.

- **ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS**

En este capítulo se analizarán los aspectos técnicos y operativos Empresa de Energía de Casanare durante 2011.

Es importante anotar que la información registrada a continuación no se encuentra de manera completa con el nivel de detalle solicitado, por cuanto la empresa no la suministró de esta manera. Así mismo, es importante anotar que la información presentada a continuación tiene fecha de entrega por parte de la empresa a septiembre de 2011.

- **Descripción de la infraestructura**

ENERCA S.A. E.S.P. cuenta con un sistema para el monitoreo de la calidad del servicio el cual permite su seguimiento en las subestaciones Yopal, Paz de Ariporo, Aguaclara y Ciudadela, con los siguientes equipos de medida:

**Tabla No. 9: Equipos de medida para la calidad del servicio**

<b>S/E YOPAL 115/34.5/13.2 kV</b>	<b>CANT</b>	<b>S/E PAZ DE ARIPORO 115/34.5/13.2 kV</b>	<b>CANT</b>
BAHIA 115 KV	3	BAHIA 115 KV	1
BARRA 34.5 KV	1	BARRA 34.5 KV	1
ALIMENTADORES 34.5 KV	3	ALIMENTADORES 34.5 KV	2
BARRA 13.2 KV	1	BARRA 13.2 KV	1
ALIMENTADORES 13.2 KV	5	ALIMENTADORES 13.2 KV	2

Fuente: Subgerencia Técnica ENERCA S.A. E.S.P.

**Tabla No. 10: Equipos de medida para la calidad del servicio**

<b>S/E AGUACLARA 115/34.5/13.2 kV</b>	<b>CANT</b>	<b>S/E CIUDEDELA 34.5 kV</b>	<b>CANT</b>
BAHIA 115 KV	1	BAHIA 115 KV	0
BARRA 34.5 KV	1	BARRA 34.5 KV	2

Fuente: Subgerencia Técnica ENERCA S.A. E.S.P.

Adicionalmente a estos equipos, la empresa cuenta con un equipo para medir la calidad de la potencia portátil.

La empresa presentó el documento Inventario Técnico ENERCA donde se encuentra el resumen de las líneas y transformadores de ENERCA y se puede observar la relación de las subestaciones y los circuitos en los diferentes niveles de tensión, lo cual se detalla a continuación:

Tabla No. 11: Inventario técnico ENERCA S.A E.S.P

SUBESTACIONES TRANSMISION REGIONAL Y/O LOCAL												
Nombre Subestación	MUNICIPIO	PROPIETARIO	Configuración de la Subestación	Niveles de tensión (KV)					Código de la Subestación	Capacidad (MVA)	Servicio	
S/E Aguacilar 115 kV	SABANALARGA	GOBERNACION CASANARE	BS	0	1	0	1	1	0	15006	20	SDL
S/E Aguacilar	SABANALARGA	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15150	1,5	SDL
S/E Aguazul	AGUAZUL	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15366	0,5	SDL
S/E Alemania	YOPAL	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21575	0,25	SDL
S/E Almirante	AGUAZUL	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21741	0,15	SDL
S/E Alalaya	AGUAZUL	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21627	0,8	SDL
S/E Belgrado	MANI	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15431	0,5	SDL
S/E Bocas de Pore	PORE	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21745	0,3	SDL
S/E Candalaria	PAZ DE ARIPORO	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15153	0,3	SDL
S/E Canastol	PAZ DE ARIPORO	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21592	0,5	SDL
S/E CAUCHO	NUNCHIA	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15182	0,225	SDL
S/E Charle	AGUAZUL	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21518	0,5	SDL
S/E Chire	HATOCOROZAL	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15418	0,3	SDL
S/E Ciudadela	YOPAL	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15449	0,5	SDL
S/E Cupiagua	AGUAZUL	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21638	0,8	SDL
S/E El Guamal	TRINIDAD	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21722	0,3	SDL
S/E El Morro	YOPAL	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21677	0,5	SDL
S/E El Muese	PAZ DE ARIPORO	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21708	0,1125	SDL
S/E El Porvenir	MONTERREY	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15163	0,3	SDL
S/E El Secreto	SABANALARGA	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15139	1,5	SDL
S/E Guachiria	PORE	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21742	0,225	SDL
S/E Guatilla	YOPAL	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21504	0,3	SDL
S/E Guayaque	YOPAL	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21681	0,15	SDL
S/E Hato Corozal	HATOCOROZAL	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15421	0,5	SDL
S/E Iguaмена	AGUAZUL	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15373	0,25	SDL
S/E la Calceta	YOPAL	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21547	0,3	SDL
S/E La Chaparrera	LA CHAPARRERA	EBSA	BS	0	0	0	1	1	0	15381	0,3	SDL
S/E La Nevera	NUNCHIA	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21697	0,5	SDL
S/E La Palmena	YOPAL	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21691	0,5	SDL
S/E la Plata	PORE	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21720	0,225	SDL
S/E la Salina	LA SALINA	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15238	0,225	SDL
S/E La Turua	AGUAZUL	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15417	1	SDL
S/E La Y san Pedro	TRINIDAD	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21726	0,4	SDL
S/E los Gemelos	VILLANUEVA	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15011	0,5	SDL
S/E Mani	MANI	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15374	1,5	SDL
S/E Marauze	PAZ DE ARIPORO	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15419	0,5	SDL
S/E Montecarlo	AGUAZUL	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15411	0,8	SDL
S/E Montemey	MONTERREY	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15167	3	SDL
S/E Monchal	YOPAL	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21538	0,5	SDL
S/E Niata	YOPAL	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21672	0,5	SDL
S/E Nunchia	NUNCHIA	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15384	0,5	SDL
S/E Palo Santal	PAZ DE ARIPORO	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15436	0,5	SDL
S/E Palosolo	AGUAZUL	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21630	0,5	SDL
S/E Palios	PAZ DE ARIPORO	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21596	0,25	SDL
S/E Paz de Ariporo	PAZ DE ARIPORO	EBSA ENERCA	BS	0	1	0	1	1	0	15403	10	SDL
S/E Pñalito	MANI	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21651	0,3	SDL
S/E Playon	NUNCHIA	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21702	0,225	SDL
S/E Pore	PORE	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15395	1	SDL
S/E Quebrada Seca	YOPAL	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21585	0,5	SDL
S/E Raizal	TAURAMENA	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21735	0,3	SDL
S/E Rincon Hondo	PAZ DE ARIPORO	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15178	0,3	SDL
S/E Sacama	SACAMA	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15242	0,5	SDL
S/E San Antonio Tala	YOPAL	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21690	0,25	SDL
S/E San Benito	AGUAZUL	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15361	0,5	SDL
S/E San carlos	SABANALARGA	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15145	0,5	SDL
S/E San Jose Bubuy	AGUAZUL	EBSA	BS	0	0	0	1	1	0	15371	0,5	SDL
S/E San Luis de Pale	SAN LUIS DE PALENQUE	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15391	0,5	SDL
S/E Tablon de Tama	TAMARA	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15397	0,3	SDL
S/E Tamara	TAMARA	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15400	0,5	SDL
S/E Tauramena	TAURAMENA	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21730	2,5	SDL
S/E Tilodiran	TILODIRAN	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21580	0,3	SDL
S/E Trinidad	TRINIDAD	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15388	1	SDL
S/E Unete	AGUAZUL	EBSA ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21635	0,25	SDL
S/E Upamena	YOPAL	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21503	0,5	SDL
S/E Villa Nueva	VILLANUEVA	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	15158	4,5	SDL
S/E Yopal	YOPAL	EBSA ENERCA	BS	0	1	0	1	1	0	15358	40	SDL
S/E Yopitos	YOPAL	ENERCA	BS	0	0	0	1	1	0	21566	0,3	SDL

Fuente: ENERCA S.A. E.S.P.

La empresa no presentó actualizada la información de número de subestaciones frontera o de conexión STR-STN, nivel de tensión (kV), capacidad (MVA),

Configuración, N° de transformadores y ubicación. Se cuenta con un diagrama unifilar del sistema el cual no se encuentra actualizado.

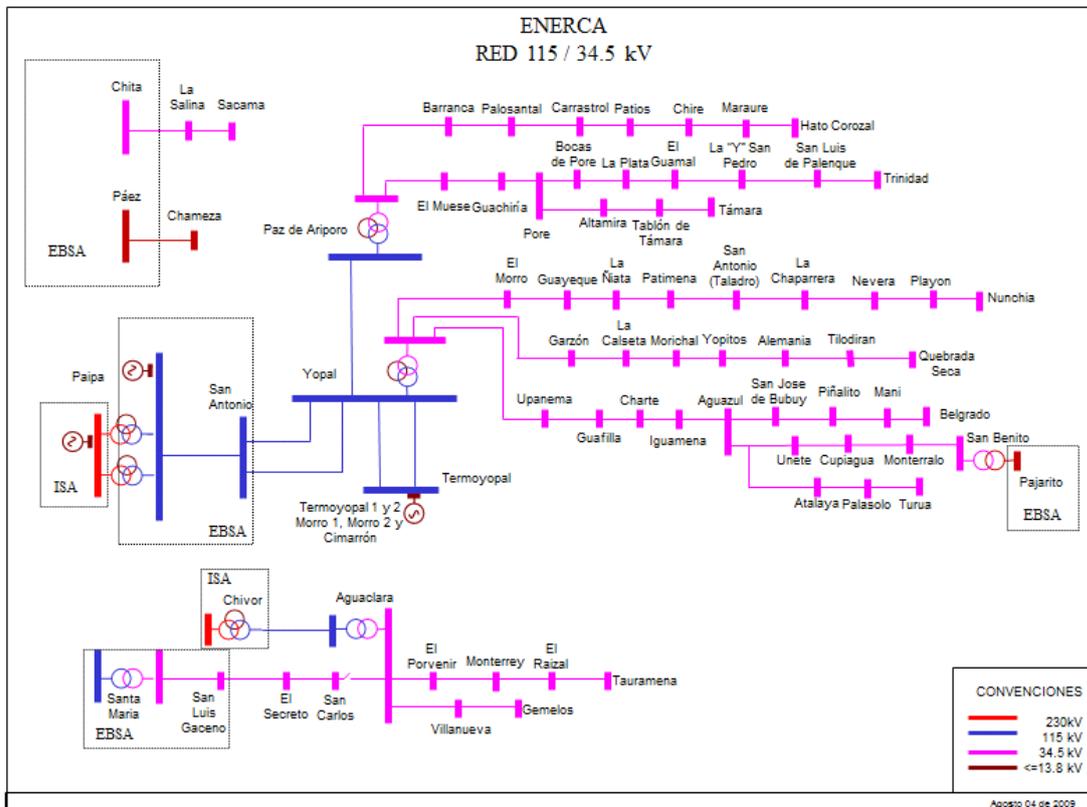
El siguiente es el inventario que presentó la empresa, en los casos que no se presentó la información completa fue porque la empresa no la envió.

Líneas a 115 kV: De acuerdo con el informe ENERCA posee 4 circuitos con líneas a 115 kV: San Antonio – Yopal (doble circuito), Yopal – Paz de Ariporo y Chivor – Aguacalara, como se puede observa a continuación:

**Tabla No. 12: Inventario líneas 115 KV**

NOMBRE CIRCUITO	TENSION (kV)	LONG. (km)	Clase Act	CAP TRANSPORTE	CAP TRANSPORTE	CAP TRANSPORTE	CONDUCTOR TIPO	CONDUCTOR CALIBRE
				NORMAL (AMP)	TERMICO (AMP)	EMERGENCIA (AMP)		
AGUACLARA - CHIVOR 1 115 kV	115.0	32.00	STR	464	464.0	600.0	WIDGEON	336.4
SAN ANTONIO (BOYACA) - YOPAL 1 115 kV	115.0	86.00	STR	400	720.0	480.0	ACSR	556.5
SAN ANTONIO (BOYACA) - YOPAL 2 115 kV	115.0	86.00	STR	400	720.0	480.0	ACSR	556.5
YOPAL - PAZ DE ARIPORO 1 115 kV	115.0	86.50	STR	528		660.0	ACSR	336.4
<b>TOTAL LÍNEAS STR 115.00 kV</b>		<b>290.50</b>						

Fuente: XM.



Fuente: XM.

**Tabla No. 13: Red de distribución primaria**

RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA										
NOMBRE CIRCUITO	CÓDIGO CIRCUITO	Nodo 1	Nodo 2	# circuito	Tensión (kV)	Longitud (km)	Conductor			COBERTURA
							# por fase	tipo	calibre	
Círculo Upiá	15129	Sla. María	S/Luis Gaceno	1	34,5	20,0	1	ACSR	2/0	URBANA/RURAL
		S/Luis Gaceno	El Secreto	1	34,5	10,0	1	ACSR	2/0	
		El Secreto	S/Carlos	1	34,5	6,4	1	ACSR	2/0	
		S/Carlos	Aguachra	1	34,5	5,7	1	ACSR	2/0	
		Aguachra	Monterrey	1	34,5	19,4	1	ACSR	1/0	
		Monterrey	El Porvenir	1	34,5	2,8	1	ACSR	1/0	
		Monterrey	Tauramena	1	34,5	23,0	1	ACSR	1/0	
Aguachra	Villaveva	1	34,5	19,5	1	ACSR	1/0			
Círculo Boavita	15208	Boavita	Cesagui	1	34,5	11,6	1	ACSR	1/0	URBANA/RURAL
		Cesagui	La Playa	1	34,5	13,6	1	ACSR	1/0	
		La Playa	Chía	1	34,5	12,0	1	ACSR	1/0	
		Chía	La Salina	1	34,5	15,0	1	ACSR	2/0	
Sácama	La Salina	Sácama	1	34,5	13,2	1	ACSR	2/0		
Círculo Aguazul	15365	Yopal	Aguazul	1	34,5	25,7	1	ACSR	2/0	URBANA/RURAL
		Aguazul	San Jose	1	34,5	13,9	1	ACSR	2/0	
		San Jose	Miani	1	34,5	56,0	1	ACSR	2/0	
		Aguazul	Monterrabó	1	34,5	16,7	1	ACSR	2/0	
		Monterrabó	S/ Benito	1	34,5	5,4	1	ACSR	2/0	
		Aguazul	Atalayás	1	34,5	8,2	1	ACSR	2/0	
		Atalayás	Deriv. Palosolo	1	34,5	9,4	1	ACSR	2/0	
		Deriv. Palosolo	Palosolo	1	34,5	7,6	1	ACSR	2/0	
		Deriv. Palosolo	La Turra	1	34,5	5,2	1	ACSR	2/0	
Círculo Nunchía	15368	Yopal	Molico	1	34,5	17,8	1	ACSR	2/0	URBANA/RURAL
		Molico	La Chaparrera	1	34,5	17,2	1	ACSR	2/0	
		La Chaparrera	Nunchía	1	34,5	14,5	1	ACSR	2/0	
Círculo Quebradasec	15378	Yopal	Morichal	1	34,5	14,2	1	ACSR	2/0	URBANA/RURAL
		Morichal	Quebradaseca	1	34,5	40,8	1	ACSR	2/0	
Círculo Paz de Ariporo-Pore-Támara-Trinidad	15406	Paz/Ariporo	Póre	1	34,5	19,8	1	ACSR	266,8	URBANA/RURAL
		Póre	Tablas/Támara	1	34,5	17,7	1	ACSR	2/0	
		Tablas/Támara	Támara	1	34,5	13,5	1	ACSR	2/0	
		Póre	Bella Vista	1	34,5	46,7	1	ACSR	2/0	
		Bella Vista	Trinidad	1	34,5	5,8	1	ACSR	2/0	
Bella Vista	S. Luis/Paleaque	1	34,5	4,5	1	ACSR	2/0			
Círculo Paz de Ariporo	15404	Paz/Ariporo	Halo Corozal	1	34,5	33,4	1	ACSR	2/0	URBANA/RURAL
n.a.	nomenclatura abierta									
La información no diligenciada no se encuentra										

Fuente: ENERCA S.A. E.S.P.

Tabla No. 14: Líneas 13.2 y 3.5 KV por subestación – operador de red ENERCA

<b>LINEAS 13.2 Y 3.5 KV POR SUBESTACION</b>	
<b>OPERADOR DE RED EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE EMERCA</b>	
<b>SUBESTACION</b>	<b>CIRCUITO</b>
S/E Los Gemelos 34.5	15012
S/E Los Gemelos 34.5	15013
S/E Los Gemelos 34.5	15014
S/E El Secreto 34.5	15140
S/E El Secreto 34.5	15141
S/E San Carlos 34.5	15146
S/E San Carlos 34.5	15147
S/E Aguaclara 34.5	15151
S/E Aguaclara 34.5	15152
S/E Villa Nueva 34.5	15159
S/E Villa Nueva 34.5	15160
S/E El Porvenir 34.5	15164
S/E El Porvenir 34.5	15166
S/E Monterrey 34.5	15168
S/E Monterrey 34.5	15169
S/E Monterrey 34.5	15170
S/E Monterrey 34.5	15171
S/E Rincon Hondo 34.5 - 13.8	15177
S/E Rincon Hondo 34.5 - 13.8	15179
S/E Rincon Hondo 34.5 - 13.8	15180
S/E Caucho 34.5	15183
S/E la Salina 34.5	15239
S/E Sacama 34.5	15243
S/E Yopal 115 - 34.5 - 13.2	15351
S/E Yopal 115 - 34.5 - 13.2	15352
S/E Yopal 115 - 34.5 - 13.2	15353
S/E Yopal 115 - 34.5 - 13.2	15354
S/E Yopal 115 - 34.5 - 13.2	15356
S/E Yopal 115 - 34.5 - 13.2	15360
S/E Yopal 115 - 34.5 - 13.2	15365
S/E Aguazul 34.5	15367
S/E Aguazul 34.5	15368
S/E Tamara 34.5	15369
S/E Yopal 115 - 34.5 - 13.2	15370
S/E San Jose del Bobuy 34.5	15372
S/E Mani 34.5	15375
S/E la Chapanera 34.5	15382
S/E Nunchia 34.5	15385
S/E Trinidad 34.5	15387
S/E Sn Luis de Palenque 34.5	15390
S/E Sn Luis de Palenque 34.5	15392
S/E Pore 34.5	15393
S/E Paz de Ariporo 115-34.5-13.2	15396
S/E Tablon de Tamara 34.5	15398
S/E Paz de Ariporo 115-34.5-13.2	15399
S/E Tamara 34.5	15401
S/E Iguamena 34.5	15409
S/E Iguamena 34.5	15410

S/E Tamara 34.5	15411
S/E Paz de Ariporo 115-34.5-13.2	15413
S/E La Tunua 34.5	15414
S/E La Tunua 34.5	15415
S/E Paz de Ariporo 115-34.5-13.2	15420
S/E Hato Corozal 34.5	15422
S/E Monterralto 34.5	15423
S/E Hato Corozal 34.5	15424
S/E Monterralto 34.5	15425
S/E Maraure - 34.5	15427
S/E Mani 34.5	15430
S/E Belgrado 34.5	15432
S/E Belgrado 34.5	15433
S/E Palo Santal 34.5	15437
S/E Trinidad 34.5	15441
S/E San Jose del Bobuy 34.5	15447
S/E Unete 34.5	15448
S/E CIUADELA 34.5 - 13.2	15452
S/E CIUADELA 34.5 - 13.2	15453
S/E Upanema 34.5	21501
S/E Upanema 34.5	21502
S/E Guafilla 34.5	21505
S/E Charlie 34.5 - 220	21519
S/E Charlie 34.5 - 220	21520
S/E Aguazul 34.5	21525
S/E Aguazul 34.5	21526
S/E Galceta 34.5	21548
S/E Galceta 34.5	21549
S/E Galceta 34.5	21550
S/E El Morichal 34.5	21559
S/E Yopitos 34.5	21567
S/E Alemania 34.5	21576
S/E Tilodiran 34.5	21581
S/E Tilodiran 34.5	21582
S/E Quebrada Seca 34.5	21586
S/E Quebrada Seca 34.5	21587
S/E Carrastol 34.5	21590
S/E Carrastol 34.5	21593
S/E Carrastol 34.5	21594
S/E Paños 34.5	21597
S/E Paños 34.5	21598
S/E Chire 34.5	21606
S/E Atalaya 34.5	21628
S/E Atalaya 34.5	21629
S/E Palosolo 34.5	21631
S/E Palosolo 34.5	21632
S/E Unete 34.5	21636
S/E Cupiagua 34.5	21639
S/E Buenos Aires 34.5	21643
S/E San Antonio-Taladro 34.5	21645
S/E San Jose del Bobuy 34.5	21648
S/E San Jose del Bobuy 34.5	21650
S/E Piñalito 34.5	21652

<b>S/E Piñalón 34.5</b>	<b>21653</b>
<b>S/E Via Niata 34.5</b>	<b>21673</b>
<b>S/E Via Niata 34.5</b>	<b>21674</b>
<b>S/E El Moro 34.5</b>	<b>21678</b>
<b>S/E San Antonio-Taladro 34.5</b>	<b>21692</b>
<b>S/E Patimena 34.5</b>	<b>21693</b>
<b>S/E Patimena 34.5</b>	<b>21696</b>
<b>S/E La Nevera 34.5</b>	<b>21698</b>
<b>S/E La Nevera 34.5</b>	<b>21699</b>
<b>S/E Yopalosa 34.5</b>	<b>21700</b>
<b>S/E San Antonio-Taladro 34.5</b>	<b>21701</b>
<b>S/E Muese 34.5</b>	<b>21709</b>
<b>S/E Muese 34.5</b>	<b>21710</b>
<b>S/E Muese 34.5</b>	<b>21711</b>
<b>S/E Guachina 34.5</b>	<b>21713</b>
<b>S/E Guachina 34.5</b>	<b>21714</b>
<b>S/E Altamira 34.5</b>	<b>21742</b>
<b>S/E Villa Nueva 34.5</b>	<b>64000</b>
<b>S/E Villa Nueva 34.5</b>	<b>64001</b>
<b>S/E Villa Nueva 34.5</b>	<b>64002</b>
<b>S/E Monterrey 34.5</b>	<b>64005</b>

Fuente: ENERCA S.A. E.S.P.

De acuerdo con el inventario presentado por ENERCA S.A E.S.P. existen 3426 transformadores de distribución, con una capacidad de 156.27 MVA, es importante tener en cuenta que en la relación se encontraban 316 transformadores que no presentaban la capacidad.

La empresa no presentó actualizada la información sobre Diagramas Unifilares, sin embargo se adjunta un diagrama unifilar total de la empresa correspondiente al año 2010.

La información de infraestructura fue presentada parcialmente por la empresa en el año 2011; esta Auditoría Externa solicitó en esta oportunidad la información completa para los años 2010 y 2011, la cual no fue entregada por la empresa auditada.

- **Inversiones**

De la información remitida por la empresa en el año 2011, se cuenta con un listado de las siguientes inversiones realizadas, sin embargo, para el presente informe no se puede determinar si existieron más inversiones.

**Tabla No. 15: Inversiones realizada por ENERCA**

ITEM	No. PROYECTO	OBJETO	VALOR	IMPACTO
1	010	Adquisición de materiales eléctricos para la ampliación y adecuación de la sede administrativa área técnica de ENERCA S.A E.S.P	\$ 120.211.286	Ampliación y adecuación de la sede administrativa área técnica de ENERCA S.A. E.S.P.
2	018	Construcción de acometidas monofásicas para normalización de usuarios del servicio de energía eléctrica de la Empresa de Energía del Casanare	\$ 69.920.077	Brindar mejor servicio a los usuarios de ENERCA S.A. E.S.P.
3	021	Suministro de materiales (incluye instalación) para el mantenimiento y reposición de alumbrado público en los municipios del departamento de Casanare que tienen convenio de alumbrado público con ENERCA S.AE.S.P	\$ 149.988.150	Mejoramiento de la infraestructura eléctrica de alumbrado público
4	025	Adquisición de fusibles y sistema de puesta a tierra en acero austenítico para el SDL y STR operado por la Empresa de Energía de Casanare S.AE.S.P	\$ 92.788.400	Protección de equipos que son propiedad de la Empresa
5	027	Adquisición de pararrayos y cortacircuitos para la operación y mantenimiento del SDL y STR de ENERCA S.A E.S.P	\$ 193.593.560	Protección de equipos que son propiedad de la Empresa
6	028	Suministro de elementos eléctricos para normalización de acometidas	\$ 280.902.155	Mejoramiento de las acometidas
7	053	Servicio de mantenimiento y suministro de materiales para el sistema de alumbrado público en los municipios del sur del departamento que tengan convenio de Alumbrado Público con ENERCA S.A E.S.P	\$ 49.999.608	Mejoramiento de la infraestructura eléctrica de alumbrado público
8	083	Servicio de mantenimiento (incluye materiales) para el sistema de alumbrado público en los municipios del norte del departamento que tengan convenio de alumbrado público con ENERCA S.A E.S.P	\$ 49.999.596	Mejoramiento de la infraestructura eléctrica de alumbrado público
9	094	Adquisición de equipos de inspección para la operación y el mantenimiento del STR y SDL operado por ENERCA S.A E.S.P	\$ 10.416.800	Calidad y confiabilidad en la prestación del servicio
10	109	Adquisición y calibración de equipos de medición de corriente en media tensión para la operación y el mantenimiento del STR y SDL operado por ENERCA S.A E.S.P	\$ 5.361.648	Calidad y confiabilidad en la prestación del servicio
11	136	Adquisición de materiales para el mantenimiento de alumbrado público zona sur de la Empresa de Energía de Casanare S.A E.S.P	\$ 40.191.941	Mejoramiento de la infraestructura eléctrica de alumbrado público
12	108	Suministro de materiales eléctricos para ENERCA S.A E.S.P	\$ 6.557.875	Apoyo a labores de mantenimiento
13	110	Adquisición y calibración de equipos de medición de corriente en baja tensión y tierras para la operación y el mantenimiento del STR y SDL operado por ENERCA S.A E.S.P	\$ 21.208.807	Calidad y confiabilidad en la prestación del servicio

14	34	Adquisición de pararrayos y seccionadores para el SDL y STR operador por la Empresa de Energía de Casanare S.A E.S.P	\$ 34.869.600	Protección de los sistemas y aumento en la confiabilidad de la prestación del servicio
15	36	Adquisición de fusibles y sistema de puesta a tierra en acero austenítico para el SDL y STR operado por la Empresa de Energía de Casanare S.A E.S.P	\$ 24.714.496	Protección de equipos que son propiedad de la empresa
16	38	Adquisición de materiales para la operación y el mantenimiento del SDL y STR operado por la Empresa de Energía de Casanare ENERCA S.A E.S.P	\$ 30.533.636	Aumento de la disponibilidad del servicio
17	65	Adquisición de equipo completo para inspección y diagnóstico por ultrasonido con termómetro infrarrojo incorporado y cámara digital, señalador láser, tecnología touchscreen, con módulos y sensores para medición tarjeta SD de memoria, cargadores de baterías, con software para simulación de sonidos y para el almacenamiento y transferencia de datos con sus cables y accesorios	\$ 53.348.400	Calidad y confiabilidad en la prestación del servicio
18	81	Adquisición de postes de ferroconcreto para la operación y mantenimiento del SDL y STR operado por la Empresa de Energía de Casanare S.A E.S.P	\$ 49.128.320	Mejoramiento de la infraestructura eléctrica
19	106	Adquisición de materiales para la operación y mantenimiento del SDL y STR de ENERCA S.A E.S.P	\$ 53.500.186	Aumento de la disponibilidad del servicio
20	117	Adquisición de materiales para el mantenimiento de alumbrado público	\$ 30.002.890	Calidad, confiabilidad y disponibilidad del alumbrado público

<b>TOTAL INVERSIÓN</b>	<b>\$ 1.367.237.431</b>
------------------------	-------------------------

Fuente: ENERCA S.A. E.S.P.

Los siguientes proyectos hacen parte del Plan de Expansión de la empresa y se encontraban en ejecución en el año 2011.

**Tabla No. 16: Plan de Expansión ENERCA**

Ítem	Nombre del Proyecto	Objetivo	Avance (%)	Fecha de Entrada
1	Puesta en Servicio S/E Aguazul 20 MVA a 115/34.5/13.8 kV	En el mes de diciembre de 2010 se contrato el proyecto "Construcción de Subestación Eléctrica de 20 MVA 115/34.5/13.2 kV y Ampliación y Reconfiguración de la Red de 34.5 y 13.2 kv en el Municipio de Aguazul, Departamento de Casanare"	No se tiene información	El plazo del contrato fue de 13, no se tiene información actualizada
2	Subestación de 115 kV en Aguaclara	Busca alimentar Villanueva y Gemelos: actualmente dentro de la demanda que atiende la subestación Aguaclara se encuentran las cargas de Villanueva, Gemelos y adicionalmente Barranca de Upia, municipio del Departamento del Meta.	No se tiene información	No se tiene información
3	Interconexión Municipio de Orocué a 34.5 kV	Construir una línea de 34.5 kV y de 63 km de longitud con el fin de interconectar el municipio de Orocué al STR de ENERCA S.A E.S.P	No se tiene información	Se tenía programado que el proyecto terminava en el mes de mayo de 2012, sin embargo no se tiene información actualizada

Fuente: ENERCA S.A E.S.P.

La anterior información fue presentada por la empresa en el año 2011, no se tiene información actualizada, ni sobre el inicio de ejecución de otros proyectos.

- **Mantenimiento y operación**

La empresa presentó los cronogramas de mantenimiento de la zona centro del año 2011, de la zona norte de los meses de agosto y septiembre del año 2011 y de las subestaciones de todo el sistema. ENERCA S.A E.S.P. no presentó el cronograma de mantenimiento de la zona sur.

En cuanto al mantenimiento de la zona centro se observa que aproximadamente el 80% de las actividades se ejecutaron acorde a lo programado, un 20% se debió reprogramar y de un 20% adicional la empresa no envió la información sobre su ejecución.

En el mantenimiento de la zona Norte se observa que durante los meses de agosto y septiembre de 2011, de 10 actividades programadas se ejecutaron 6, del resto de actividades de los meses de octubre a diciembre de 2011, no se cuenta con la información de ejecución de actividades.

En la programación de mantenimiento de las subestaciones, solamente se cuenta con las actividades programadas, las cuales se indicaban que eran de índole predictivo. La empresa no presentó información sobre el costo de mantenimiento realizado en los años 2010 y 2011.

En cuanto al mantenimiento de las subestaciones del sistema, se encuentra que la programación del 100% de las actividades son mantenimientos predictivos.

En las 78 actividades de mantenimiento de la zona centro se encuentra que el 58% son actividades de índole correctivo, el 6% son predictivos y 36% preventivas.

En las 10 actividades ejecutadas en los meses de agosto y septiembre se encuentra que el 30% corresponde a actividades predictivas y preventivas y el otro 40% son actividades de índole correctivo.

En el análisis de mantenimientos a las subestaciones, se observa un mayor número de mantenimientos correctivos en las líneas, especialmente en el cambio de aisladores y estructuras.

En lo que se refiere a la operación del sistema se tiene que debido a la presencia del fenómeno de la niña, el departamento del Casanare no se encontró exento de fallas en el sistema eléctrico por deslizamientos, el evento más representativo sucedió el día 5 de mayo de 2011, cuando a la 1:51 A.M sucede un apagón, la ola invernal produjo que unos árboles de bambú secos cayerán sobre la Terna B de la línea 115KV Yopal – Paz de Ariporo, produciendo el accionamiento de las protecciones, y solo se logro el restablecimiento del servicio a las 9: 46 A.M.

De otro lado, la empresa no presentó información sobre la descripción y periodicidad de las pruebas realizadas a los sistemas de servicios auxiliares en las subestaciones.

En lo relacionado al análisis de reincidencia de fallas en circuitos intervenidos durante el periodo, se encontró que el mayor número de fallas se concentran en la subestación y/o líneas asociadas a la subestación de Yopal, donde se presentan 107 de las 163 fallas reportadas, presentándose la mayoría de ellas en la línea Yopal – Paz de Ariporo a 115 kV.

Como se ha indicado se cuenta con información de la programación del mantenimiento y las actividades de mantenimiento ejecutadas en los niveles de tensión 2, 3 y 4 de manera parcial pero se adjunta, en el estado que la remitió la empresa.

- **Confiabilidad.**

Con respecto a este tema la empresa no presentó información alguna, por lo tanto la Auditoría Externa no puede realizar las evaluaciones ni análisis respecto a este tópico, que permitan verificar y emitir un concepto frente al cumplimiento de la empresa en esta materia.

- **Aspectos ambientales**

De acuerdo con la información presentada por la empresa los siguientes son los permisos ambientales otorgados por CORPORINOQUIA, para el desarrollo de sus diferentes actividades, en los que se han establecido obligaciones ambientales o medidas de compensación ambiental, que se relacionan a continuación:

### **Tabla No. 17: Permisos ambientales ENERCA**

Resolución Número	Fecha	Expediente	Proyecto	Tipo de compensación
200.41.10-1585	28 de octubre de 2010	500.33.2.10.185	Aprovechamiento forestal único a la empresa ENERCA S.A. E.S.P., para el desarrollo del proyecto denominado "Construcción de la estación eléctrica 115/34.5/13,2 kV 20 MVA en el municipio de Aguazul"	Plantar y realizar mantenimiento de 1 Ha de especies nativas
200-41-09-0448	30 de abril del 2009	500.33.2.09.007	Aprovechamiento forestal único a la empresa ENERCA S.A. E.S.P., para el desarrollo del proyecto denominado "Recuperación de los corredores de línea de las redes eléctricas de alta, media y baja tensión del STR y SDL de ENERCA S.A. E.S.P. en el departamento de Casanare"	Reforestar 5 Ha con especies nativas dentro de un área que será concertada con CORPORINOQUIA, la cual se deberá realizar en la temporada de lluvias del año 2009, debiendo realizar su mantenimiento por 2 años.
200.41.08.-1129	6 de octubre de 2008	500.33.2.08.64	Aprovechamiento forestal único a la empresa ENERCA S.A. E.S.P., en el municipio de Támara departamento de Casanare	Reforestar 6 Ha con especies nativas.
200.41.08-1133	7 de octubre de 2008	250.08.08.195	Aprovechamiento forestal	500 árboles.

Fuente: ENERCA S.A E.S.P.

En cuanto a las principales dificultades en relación con licencias ambientales de los proyectos en ejecución la empresa no reportó información.

- **Calidad del servicio**

Esta Auditoría Externa de Gestión y Resultados, tiene conocimiento que la empresa aún no ha entrado en el nuevo esquema de calidad de acuerdo a la Resolución 097 de 2008; sin embargo, no se tiene noción de la fecha estipulada en la que se tiene prevista el ingreso.

La siguiente es la relación de los indicadores DES y FES en donde se encuentra que en total 140 circuitos, de los 532, compensan o en DES o en FES. A continuación se muestra la información al respecto:

**Tabla No. 18: FES por grupo de calidad**

<b>FES POR GRUPO DE CALIDAD Y ZONA DONDE SE PRESENTA</b>				
<b>ZONA</b>	<b>GRUPO</b>			<b>TOTAL</b>
	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	
<b>1-Norte</b>		<b>815</b>	<b>1129</b>	<b>1944</b>
<b>2-Sur</b>		<b>180</b>	<b>620</b>	<b>800</b>
<b>8-Casanare Centro</b>	<b>335</b>	<b>414</b>	<b>2238</b>	<b>2987</b>
<b>9-Otros Municipios</b>			<b>212</b>	<b>212</b>
<b>Total general</b>	<b>335</b>	<b>1409</b>	<b>4199</b>	<b>5943</b>

Fuente: ENERCA S.A E.S.P

**Tabla No. 19: DES por grupo de calidad**

<b>DES POR GRUPO DE CALIDAD Y ZONA DONDE SE PRESENTA</b>				
<b>ZONA</b>	<b>GRUPO</b>			<b>TOTAL</b>
	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	
<b>1-Norte</b>		<b>716,67</b>	<b>1074,13</b>	<b>1790,8</b>
<b>2-Sur</b>		<b>301,83</b>	<b>672,1</b>	<b>973,93</b>
<b>8-Casanare Centro</b>	<b>128,43</b>	<b>387,69</b>	<b>2593,71</b>	<b>3109,83</b>
<b>9-Otros Municipios</b>			<b>623,85</b>	<b>623,85</b>
<b>Total general</b>	<b>128,43</b>	<b>1406,19</b>	<b>4963,79</b>	<b>6498,41</b>

Fuente: ENERCA S.A E.S.P

Al analizar la información anterior, se observa que la Zona Casanare Centro, en el grupo de calidad 4 es la que presenta los índices más altos de DES y de FES, ante lo cual la empresa debe orientar sus acciones a mejorar la calidad del servicio en esta zona.

Así mismo, en la misma vía de análisis, si se organizan los circuitos dependiendo del mayor número de DES acumulados, se observa que la zona norte presenta el mayor número; se muestra a continuación la lista de los 10 circuitos con mayor acumulación de DES.

**Tabla No. 20: Circuitos con mayor acumulación de DES**

Nombre zona	Grupo	nivel tension	circuito	Fes	Compensa	Des
1-Norte	4	2	15369-Sal 13.2 Ckto Tamara Rural	45	Compensa Fes	50,73
1-Norte	4	2	15411-Ckto 13.2 s/e Tamara	41	Compensa Fes	40,08
1-Norte	3	2	15387-Sal 13.2 S/E TRINIDAD Rural	40	Compensa Fes	18,43
1-Norte	3	2	15396-Sal 13.2 Ckto 2 Tablon de Tamara	39	Compensa Fes	31,43
1-Norte	3	2	15398-Sal 13.2 Ckto #1 Tablon de Tamara	39	Compensa Fes	31,43
1-Norte	4	2	15401-Sal 13.2 Ckto #1 Tamara Urb	39	Compensa Fes	26,98
1-Norte	3	2	15387-Sal 13.2 S/E TRINIDAD Rural	38	Compensa Fes	32,12
1-Norte	4	2	21742-Sal 13.2 Ckto #1	37	Compensa Fes	24,8
1-Norte	3	2	15441-Sal 13.2 S/E TRINIDAD	37	Compensa Fes	27,13
8-Casanare Centro	4	2	15183-Sal 13.2 ckto 1 cazadero	37	Compensa Fes	24,8
1-Norte	3	2	15392-Sal 13.2 Ckto #2 San Luis de Palenque	36	Compensa Fes	18,38

Fuente: ENERCA S.A E.S.P

- **Cumplimiento al RETIE.**

En referencia al cumplimiento de las normas RETIE, la empresa no efectua un seguimiento y control a su cumplimiento en el cien por ciento de los casos.

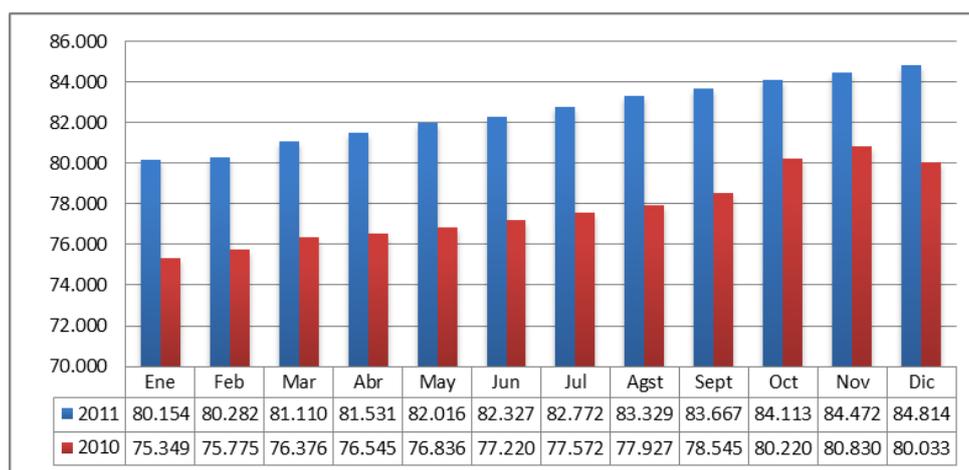
- **ASPECTOS COMERCIALES**

Se examinan los aspectos comerciales de la empresa relacionados con el análisis referente a:

- **Evolución en el número de suscriptores**

De acuerdo con la información presentada se puede determinar que el crecimiento de los usuarios para el servicio público de energía eléctrica entre el año 2010 y el año 2011 fue del 5,64%, correspondiente a 4785 usuarios, al pasar de 80.033 en el año 2010 a 84.818 en el año 2011.

**Tabla No. 21: Evolución del número de usuarios**



Fuente. Sistema de Información Comercial SIEC de ENERCA

En el año 2011, el mayor número de usuarios se encontraron en el sector residencial con 76.582 usuarios, con el 90.3%, de éstos el mayor porcentaje se localiza en el estrato 2 con el 41,79%, seguidos por los usuarios comerciales con el 8,2% y por los usuarios oficiales con el 1.2%

En las siguientes tablas se muestra la información de los usuarios de los años 2010 y 2011, discriminados por estrato y sector:

**Tabla No. 22: Evolución del número de usuarios por estrato y sector**

Sector		Usuarios	%	Sector		Usuarios	%
Residencial	Estrato 1	23,318	27.5%	Comercial	6,96	8.2%	
	Estrato 2	41,792	49.3%	Acueducto	42	0.0%	
	Estrato 3	10,051	11.9%	Industrial	166	0.2%	
	Estrato 4	1,4	1.7%	No Regulado	16	0.0%	
	Estrato 5	20	0.0%	A.P.	6	0.0%	
	Estrato 6	1	0.0%	Oficial	984	1.2%	
<b>Total Residencial</b>		<b>76,582</b>	<b>90.3%</b>	Provisional	2	0.0%	
Área Común		47	0.1%	Autocorrosumo	9	0.0%	
<b>TOTAL</b>				<b>84,814</b>			

Tabla No. 22: Usuarios por estrato y sector año 2010

CLASE	ene-10	feb-10	mar-10	abr-10	may-10	jun-10	jul-10	ago-10	sep-10	oct-10	nov-10	dic-10
Residencial 1	19,355	19,554	19,846	19,92	20,026	20,225	20,361	20,563	21,008	21,569	21,766	21,464
Residencial 2	38,467	38,621	38,817	38,873	38,964	39,088	39,172	39,298	39,426	40,301	40,584	39,982
Residencial 3	9,261	9,279	9,293	9,3	9,318	9,328	9,355	9,358	9,378	9,451	9,513	9,538
Residencial 4	1,202	1,205	1,213	1,216	1,236	1,242	1,259	1,272	1,273	1,32	1,329	1,353
Residencial 5	25	25	25	25	24	17	17	17	17	17	17	19
Residencial 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Area Común	32	32	32	32	32	32	32	33	34	34	34	34
Comercial	5,902	5,952	6,03	6,059	6,108	6,145	6,22	6,233	6,255	6,337	6,388	6,466
Acueducto	36	36	38	38	37	37	37	37	37	40	40	40
Industrial	147	147	147	147	152	152	151	150	152	156	157	156
No Regulado	16	16	16	16	16	17	19	17	17	17	18	18
A.P.	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7
Oficial	890	892	903	903	908	922	934	934	933	963	969	948
Provisional	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2
Autoconsumo	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
<b>TOTAL</b>	<b>75349</b>	<b>75775</b>	<b>76376</b>	<b>76545</b>	<b>76836</b>	<b>77220</b>	<b>77572</b>	<b>77927</b>	<b>78545</b>	<b>80220</b>	<b>80630</b>	<b>80833</b>

Fuente. Sistema de Información Comercial SIEC de ENERCA

Tabla No. 23: Usuarios por estrato y sector año 2011

CLASE	ene-11	feb-11	mar-11	abr-11	may-11	jun-11	jul-11	ago-11	sep-11	oct-11	nov-11	dic-11
Residencial 1	21,341	21,388	21,81	22,058	22,295	22,359	22,525	22,705	22,821	23,066	23,208	23,318
Residencial 2	39,87	39,887	40,459	40,548	40,646	40,792	40,938	41,235	41,368	41,496	41,639	41,792
Residencial 3	9,901	9,919	9,654	9,684	9,708	9,766	9,835	9,889	9,926	9,966	9,995	10,051
Residencial 4	1,354	1,357	1,36	1,363	1,365	1,37	1,369	1,376	1,379	1,387	1,396	1,4
Residencial 5	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	20	20
Residencial 6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Area Común	34	34	34	34	34	35	39	42	42	42	47	47
Comercial	6,49	6,534	6,577	6,627	6,74	6,772	6,829	6,842	6,885	6,909	6,946	6,96
Acueducto	41	40	40	41	41	41	43	42	42	42	42	42
Industrial	154	155	157	156	157	159	162	165	165	166	164	166
No Regulado	15	16	16	16	16	16	16	16	16	16	17	16
A.P.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Oficial	920	918	969	970	979	980	979	980	986	986	980	984
Provisional	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Autoconsumo	6	6	6	6	7	9	9	9	9	9	9	9
<b>TOTAL</b>	<b>80154</b>	<b>80282</b>	<b>81110</b>	<b>81531</b>	<b>82016</b>	<b>82327</b>	<b>82772</b>	<b>83329</b>	<b>83647</b>	<b>84113</b>	<b>84472</b>	<b>84814</b>

Fuente. Sistema de Información Comercial SIEC de ENERCA

La empresa tiene áreas especiales de Áreas Rurales de Menor Desarrollo la cual presentaba para el año 2010 11.670 usuarios y para el 2011 12.639 usuarios con un crecimiento del 8.3%. Esta información se presenta en la siguiente tabla:

Tabla No. 24: Usuarios área especial

TIPO ZONA	2010	2011
<b>ARMID</b>	<b>11,67</b>	<b>12,639</b>

Fuente. Sistema de Información Comercial SIEC

- **Número de empleados**

Para el cierre del año 2011 la empresa contaba con nueve (9) personas de planta, sobre las cuales se registran obligaciones como resultado de la relación laboral. El resto de las labores están apoyadas por contratación de Profesionales, Técnicos y Auxiliares Administrativos mediante una Unión Temporal para la prestación de estos servicios los cuales fueron prestados a 31 de diciembre de 2011 por 254 personas para las labores de gas natural, energía eléctrica y telecomunicaciones. De estos, 180 personas trabajan con dedicación a la prestación del servicio de energía eléctrica.

A partir de estos datos se realiza el cálculo del indicador del número de empleados por cada 10.000 usuarios.

Número de usuarios a 31 de diciembre de 2011: 84.814 usuarios

Indicador =

- 
- Indicador =
- Indicador = 21.22

- **Consumos**

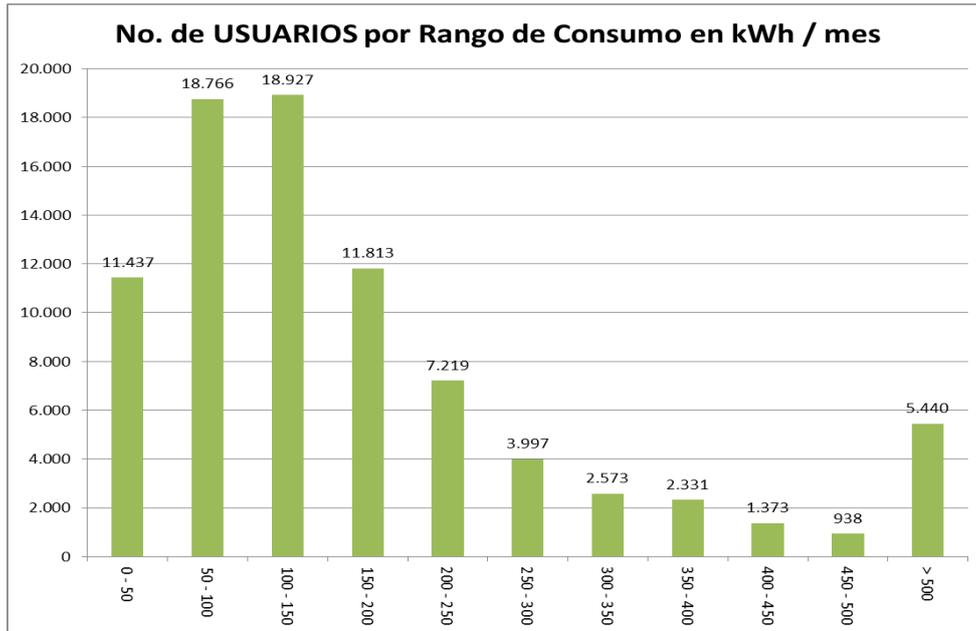
A continuación se discrimina el número de usuarios en rangos de acuerdo a sus consumos promedios de energía en el año:

**Tabla No. 25: Usuarios por consumo promedio de energía**

<b>RANGO 1 kWh /Mes</b>	<b># USUARIOS</b>	<b>RANGO 2 kWh /Mes</b>	<b># USUARIOS</b>
<b>0 - 50</b>	<b>11.437</b>	<b>0 - 500</b>	<b>79.374</b>
<b>50 - 100</b>	<b>18.766</b>	<b>500 - 1000</b>	<b>3.450</b>
<b>100 - 150</b>	<b>18.927</b>	<b>1000 - 1500</b>	<b>807</b>
<b>150 - 200</b>	<b>11.813</b>	<b>1500 - 2000</b>	<b>343</b>
<b>200 - 250</b>	<b>7.219</b>	<b>2000 - 2500</b>	<b>189</b>
<b>250 - 300</b>	<b>3.997</b>	<b>2500 - 3000</b>	<b>107</b>
<b>300 - 350</b>	<b>2.573</b>	<b>3000 - 3500</b>	<b>82</b>
<b>350 - 400</b>	<b>2.331</b>	<b>3500 - 4000</b>	<b>68</b>
<b>400 - 450</b>	<b>1.373</b>	<b>4000 - 4500</b>	<b>35</b>
<b>450 - 500</b>	<b>938</b>	<b>4500 - 5000</b>	<b>47</b>
<b>&gt; 500</b>	<b>5.440</b>	<b>&gt; 5000</b>	<b>312</b>
<b>TOTALES</b>	<b>84.814</b>		<b>84.814</b>

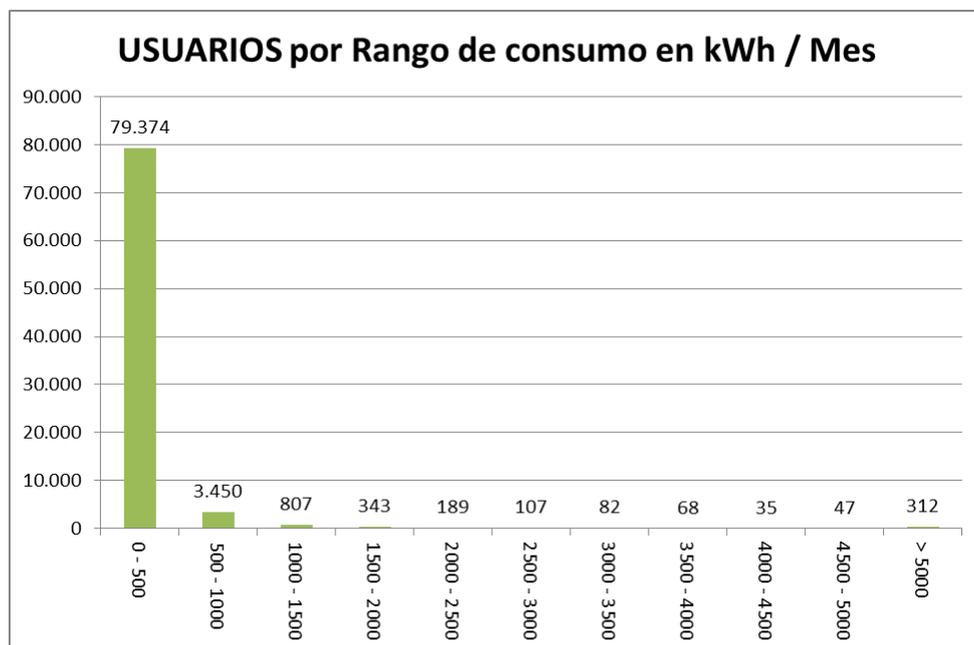
Fuente: ENERCA S.A E.SP

**Tabla No. 26: Rango 1 No. Usuarios por rango de consumo en kWh / mes**



Fuente: ENERCA S.A E.SP

**Tabla No. 27: Rango 1 No. Usuarios por rango de consumo en kWh / mes**



Fuente: ENERCA S.A E.SP

- **Facturación**

Evolución de la facturación año 2011 por mes, por sector y estrato.

**Tabla No. 28: evolución de la facturación por mes, sector y estrato**

CLASE	ene-11	feb-11	mar-11	abr-11	may-11	jun-11	jul-11	ago-11	sep-11	oct-11	nov-11	dic-11	TOTAL
RESIDENCIAL 1	388,047,345	510,504,902	380,823,339	359,955,954	600,793,623	493,285,748	414,259,144	604,479,273	515,825,555	425,301,934	687,470,773	517,774,792	5,898,522,382
RESIDENCIAL 2	1,027,045,746	1,412,413,616	1,021,946,537	968,830,048	1,634,618,933	1,267,214,470	1,121,548,431	1,676,757,388	1,321,718,142	1,162,148,723	1,882,462,166	1,246,458,066	15,743,162,266
RESIDENCIAL 3	598,581,323	549,952,435	610,273,597	593,710,487	687,600,000	705,800,877	631,046,185	705,028,584	719,288,161	680,868,883	785,797,511	713,066,493	7,981,014,536
RESIDENCIAL 4	111,499,610	95,858,483	107,947,387	105,533,061	120,542,395	118,347,190	106,703,275	117,775,350	120,889,408	112,117,918	133,415,272	122,873,154	1,373,502,503
RESIDENCIAL 5	2,228,300	2,141,614	1,869,640	1,771,180	3,330,270	2,733,700	2,086,320	2,823,370	2,505,250	2,847,890	3,722,950	2,380,040	30,440,524
RESIDENCIAL 6	0	370	0	0	0	0	0	24,590	0	0	86,370	0	111,330
A.A.	60,066,128	58,750,982	44,344,040	47,140,320	83,114,520	47,259,999	59,277,053	69,475,966	76,309,761	41,415,471	57,932,060	56,945,489	702,031,789
AREA COMUN	4,592,933	4,450,358	4,718,591	3,966,624	5,202,156	5,767,548	4,531,651	12,425,737	10,637,555	16,879,358	11,477,501	56,882,368	141,532,380
AUTOCONSUMO	10,102,450	9,462,060	9,406,750	10,471,930	9,972,860	5,225,040	33,795,080	6,880,510	15,259,460	26,169,870	19,438,350	22,167,840	178,352,200
ALUMBRADO	80,563,427	64,607,290	110,517,722	66,248,358	66,958,027	96,031,225	68,423,611	70,587,829	67,341,452	73,058,792	27,051,453	154,840,868	946,230,054
COMERCIAL	1,441,244,760	1,378,451,107	1,514,313,967	1,449,380,332	1,721,519,503	1,778,987,306	1,726,281,113	1,834,519,419	1,822,203,445	1,877,283,394	2,031,557,846	1,915,518,878	20,491,261,070
INDUSTRIAL	279,852,327	241,842,196	285,830,096	286,505,620	275,558,984	244,963,765	278,636,295	298,839,185	295,634,154	406,420,800	359,381,725	335,923,561	3,589,388,708
NO REGULADOS	313,747,529	343,440,481	660,197,077	574,212,935	534,515,729	554,421,611	475,104,740	512,155,764	663,992,225	656,833,075	586,620,465	639,915,963	6,515,157,594
OFICIAL	503,728,117	457,894,863	519,367,419	547,764,644	634,053,253	475,302,932	516,608,567	648,078,534	557,311,125	636,808,648	668,914,555	574,164,995	6,739,997,652
PROVISIONAL	11,275,320	11,047,301	11,044,997	12,352,886	14,784,858	12,171,900	12,501,300	12,773,680	12,632,660	13,125,600	13,154,277	13,085,713	149,950,492
<b>TOTAL</b>	<b>4,832,575,315</b>	<b>5,140,818,058</b>	<b>5,282,601,159</b>	<b>5,027,844,379</b>	<b>6,392,565,111</b>	<b>5,807,513,311</b>	<b>5,450,802,765</b>	<b>6,572,625,179</b>	<b>6,201,548,353</b>	<b>6,131,280,356</b>	<b>7,268,483,274</b>	<b>6,371,998,220</b>	<b>70,480,655,480</b>

Fuente. Sistema de Información Comercial SIEC

Se observa que el total de la facturación en el año 2011 ascendió a \$70.480.655.480, el mes que más dinero facturó la empresa fue noviembre con \$7.268.483.274 correspondiente al 10,31%, el estrato de mayor facturación fue el 2 con \$ 15.743.162.266 con el 22,34% y sector que más facturó fue el comercial con \$20.491.261.070 correspondiente al 29,07%.

- **Análisis tarifario.**

La información que se presenta a continuación corresponde a las tarifas utilizadas en cada uno de los meses del año 2011, es decir, no se trata de la información de las tarifas publicadas sino las efectivamente utilizadas en la empresa para efectos de facturación.

En cuanto a la comparación con los mercados, la Auditoría Externa solicitó a la Superintendencia de Servicios Públicos aclaración y consulta frente a la determinación de cuáles son los mercados de comparación; a la fecha del informe no se contaba con respuesta alguna.

A continuación se presenta la evolución de las tarifas por estrato y sector en cada uno de los meses del año 2011, con propiedad de activos de Enerca aéreos.

**Tabla No. 29: evolución de las tarifas por mes y estrato sector residencial**

MES	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5	ESTRATO 6

ene-11	133,2518	166,5648	283,1601	333,1295	399,7554	399,7554
feb-11	133,2518	166,5648	283,1601	333,1295	399,7554	399,7554
mar-11	149,0364	186,2955	316,7024	372,5910	447,1092	447,1092
abr-11	149,0364	186,2955	316,7024	372,5910	447,1092	447,1092
may-11	147,0035	183,7544	312,3825	367,5088	441,0106	441,0106
jun-11	150,9819	188,7274	320,8365	377,4547	452,9456	452,9456
jul-11	154,2715	192,8394	327,8270	385,6788	462,8146	462,8146
ago-11	154,4859	193,1074	324,5201	381,7884	458,1461	458,1461
sep-11	158,5218	198,1522	336,8587	396,3044	475,5653	475,5653
oct-11	159,0180	198,7724	337,0572	396,5379	475,8455	475,8455
nov-11	159,3129	199,1412	335,0582	394,1861	473,0233	473,0233
dic-11	163,5946	204,4932	347,6384	408,9864	490,7837	490,7837

Fuente: Enerca S.A. E.S.P.

**Tabla No. 30: evolución de las tarifas por mes y estrato sector no residencial**

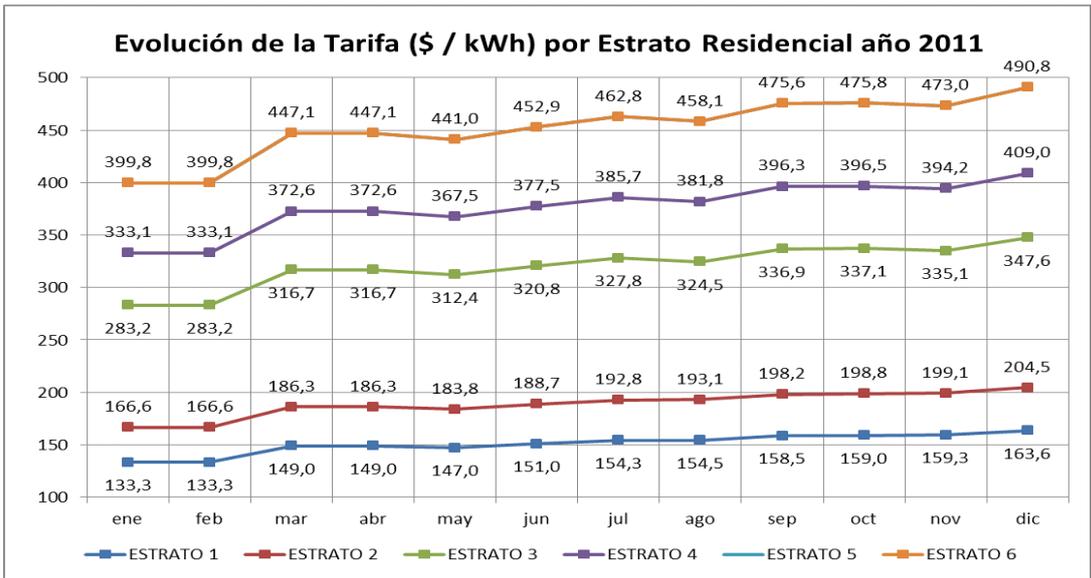
MES	COMERCIAL/ INDUSTRIAL	ACUEDUCTO ESP.	OFICIAL
ene-11	399,7554	366,4425	333,1295
feb-11	399,7554	366,4425	333,1295
mar-11	447,1092	409,8501	372,5910
abr-11	447,1092	409,8501	372,5910
may-11	441,0106	404,2597	367,5088
jun-11	452,9456	415,2002	377,4547
jul-11	462,8146	424,2467	385,6788
ago-11	458,1461	419,9672	381,7884
sep-11	475,5653	435,9348	396,3044
oct-11	475,8455	436,1917	396,5379
nov-11	473,0233	433,6047	394,1861
dic-11	490,7837	449,8850	408,9864

Fuente: Enerca S.A. E.S.P.

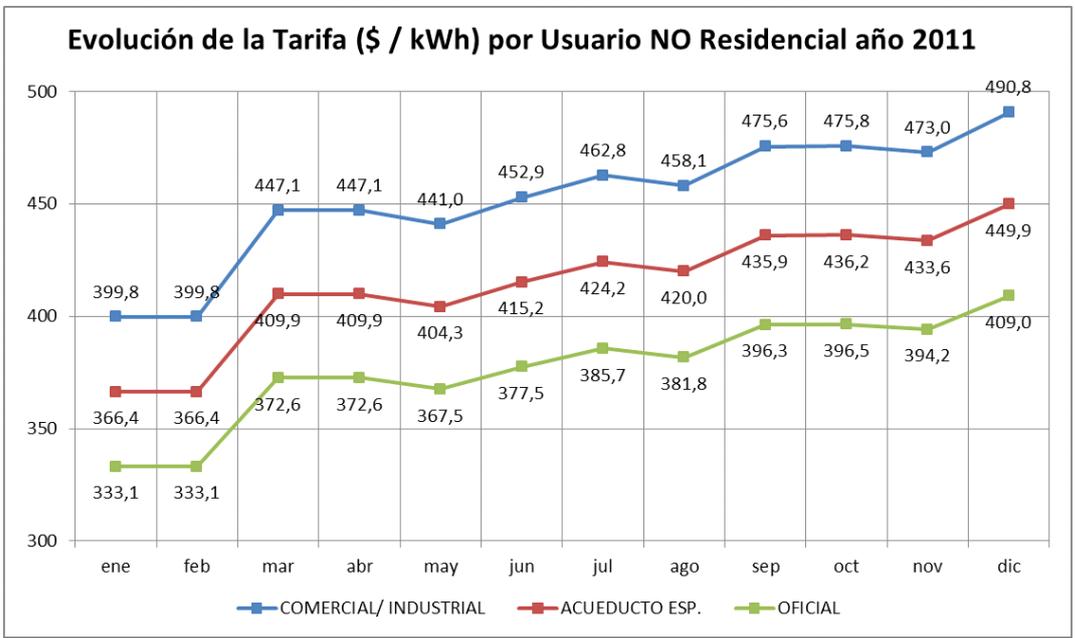
Vale la pena anotar que la anterior información registrada difiere de la información presentada por la empresa con corte año 2011.

En los gráficos siguientes se muestra la evolución de la tarifa por estrato residencial y por usuario no residencial:

**Gráfica No. 5: evolución de las tarifas (\$ /kWh) por estrato sector residencial año 2011**



**Gráfica No. 6: evolución de las tarifas (\$ / kWh) por estrato sector no residencial año 2011**



Por disposiciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y del Ministerio de Minas y Energía (MME), durante la vigencia del año 2011 se implementaron las siguientes Resoluciones, las cuales modifican el cálculo de las tarifas o los subsidios:

- Resolución CREG 186 de 2010: Por la cual se da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 1º de la Ley 1428 de 2010 por la cual se modifica el artículo 3 de la Ley 1117 de 2006 en relación con la aplicación de los subsidios a los

usuarios de estratos 1 y 2 de los servicios de Energía Eléctrica y Gas Combustible por redes de tubería.

- Resolución CREG 058 de 2008: Por la cual se establecen las Áreas de Distribución de Energía Eléctrica –ADD.
- Resolución del MME 180696 del 4 de Mayo de 2011: por la cual se determina una nueva Área de Distribución de Energía Eléctrica.

En lo referente a la metodología utilizada para el cálculo de tarifas, se utiliza la que se determinó mediante las Resoluciones CREG 001/07, 123/09, 038/07, 119/07, 097/2008, 186/10 y aquellas que las modifican y sustituyen.

Elementos (software y Hardware): en cuanto al hardware utilizado se cuenta con un equipo de computo HP dotado con procesador Intel Core I5, memoria ram DDR3 de 2 GB y disco duro de 500 Gb. En cuanto al software se cuenta con sistema operativo Microsoft Windows Seven Pro, Microsoft Excel 2010 para realizar validaciones a cada uno de los cargos y el Software de cálculo de tarifas Mithra suministrado por la Empresa colombiana Empsii S.A.S.

En cuanto a los componentes unitarios, también es importante anotar que la información que se presenta a continuación corresponde a las tarifas utilizadas en cada uno de los meses del año 2011, es decir, no se trata de la información de las tarifas publicadas sino las efectivamente utilizadas en la empresa para efectos de facturación.

A continuación se presenta los valores de los componentes tarifarios en cada uno de los meses del año 2011, con propiedad de activos de Enerca aéreos.

**Tabla No. 31: Componente unitario calculado 2011**

Mes	Generación \$/kWh	Transmisión \$/kWh	Pérdidas \$/kWh	Distribución \$/kWh	Comercialización \$/kWh	Restricciones \$/kWh	Costo Unitario \$/kWh
ene-11	107.54	21.02	18.73	135.82	41.20	8.82	333.13
feb-11	135.54	21.49	22.88	137.22	36.92	13.65	367.70
mar-11	138.67	23.13	23.58	147.42	37.15	11.98	381.94
abr-11	140.04	21.16	23.57	137.40	37.27	8.08	367.51
may-11	136.29	22.34	23.19	141.32	37.31	11.08	371.84
jun-11	136.88	21.34	23.16	145.51	37.41	13.14	377.45
jul-11	139.13	22.06	23.61	147.79	37.52	15.57	385.68
ago-11	135.94	21.64	23.06	151.26	37.55	12.32	381.79
sep-11	138.32	20.75	23.33	158.73	37.57	17.61	396.30
oct-11	139.06	21.28	23.50	158.73	37.68	16.29	396.54
nov-11	140.52	20.98	23.67	158.42	37.73	12.88	394.19
dic-11	140.89	21.38	23.77	159.57	37.81	25.57	408.99

Fuente: SUI.

A continuación se muestran los gráficos de distribución del Costo Unitario en sus componentes:

**Gráfica No. 7: evolución costo unitario por componentes**

Fuente: SUI.

Fuente: SUI

De otro lado, para la vigencia del año 2011 ENERCA S.A E.S.P., compró el 7.93% de su demanda de energía en la bolsa y el restante 92.73% de su demanda la atendió con energía comprada mediante contratos bilaterales.

**Tabla No. 32: COMPRAS Y VENTAS DE ENERGIA EN BOLSA Y DEMANDA DE ENERGIA**

Información generada por Neón entre 01/01/2011 y 31/12/2011 [DD/MM/YYYY]	COMPRAS BOLSA NACIONAL (MAGNITUD)	VENTAS BOLSA NACIONAL (MAGNITUD)	DEMANDA COMERCIAL REGULADA	DEMANDA COMERCIAL NO REGULADA
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)
	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.			
	Agente - Comercializador	Agente - Comercializador	Agente - Comercializador	Agente - Comercializador
31/01/2011	1,927,788.18	2,020,771.95	24,825,466.81	691,848.42
28/02/2011	2,463,974.71	1,044,918.55	23,899,641.63	1,136,102.53
31/03/2011	2,319,033.91	1,553,684.93	25,643,601.88	1,585,308.10
30/04/2011	1,659,441.79	2,428,882.83	23,960,592.30	1,421,559.66
31/05/2011	1,709,435.09	2,230,791.24	23,884,838.20	1,426,735.65
30/06/2011	2,153,948.23	1,631,127.10	22,800,316.95	1,525,788.18
31/07/2011	2,064,667.31	2,089,769.77	23,721,862.92	1,890,902.62
31/08/2011	2,980,216.80	1,592,296.02	24,767,475.53	2,466,431.25
30/09/2011	2,816,124.07	1,615,767.16	24,200,669.75	2,374,651.16
31/10/2011	2,823,684.09	1,594,193.73	25,313,430.39	2,337,823.97
30/11/2011	2,929,089.45	1,605,172.70	24,769,711.18	2,335,877.57
31/12/2011	3,399,855.14	1,302,448.28	26,317,493.95	2,169,669.91
Total año 2011	29,247,258.77	20,709,824.26	294,105,101.49	21,362,699.02

Fuente XM

**Tabla No. 33: Compras de Energía en Bolsa en \$/KWh**

Fuente: Transacciones Comerciales

El valor total de energía comprada en bolsa durante el año 2011 fue de \$2,563,464,397 y el valor de la energía comprada en contratos fue de: \$45,635,324,633.

Se observó que el valor del KWH comprado mediante contrato tuvo un valor promedio en el año de \$148.98 y siempre fue mayor que el valor del KWH comprado en bolsa en los diferentes meses del año, el cual tuvo un valor promedio en el año de \$96.23., lo que se ve reflejado por la disminución en el valor del KWH, debido al exceso de

energía en las empresas generadoras de energía hidráulica, por el fenómeno del niño sucedido en el año 2011.

El mayor valor de compra de la energía en bolsa fue de 121.03 \$/kWh en el mes de septiembre y el menor valor fue de 70.61 \$/kWh en el mes de julio.

### VENTA DE ENERGIA EN BOLSA

Durante la vigencia del año 2011 se tranzó en la bolsa ventas por valor de \$ 1.239.368.630, como se relaciona a continuación.

Tabla No. 34: venta de energía en Bolsa

MES	VENTAS EN BOLSA		
	KWH BOLSA	\$/KWH BOLSA	VALOR (\$) BOLSA
Ene-11	2,019,388	70.75	\$ 142,861,210
Feb-11	1,046,117	98.77	\$ 103,325,429
Mar-11	1,560,040	67.92	\$ 105,954,397
Abr-11	2,428,883	48.97	\$ 118,952,828
May-11	2,230,791	38.80	\$ 86,561,034
Jun-11	1,634,331	42.26	\$ 69,059,603
Jul-11	2,089,770	41.66	\$ 87,063,168
Ago-11	1,592,296	68.12	\$ 108,467,811
Sep-11	1,615,767	66.29	\$ 107,106,233
Oct-11	2,315,615	51.47	\$ 119,179,271
Nov-11	2,324,512	47.91	\$ 111,361,151
Dic-11	1,907,150	41.67	\$ 79,476,495
<b>TOTAL</b>	<b>22,764,660</b>	<b>54.44</b>	<b>1,239,368,630</b>

Fuente: Transacciones Comerciales ENERCA S.A. E.S.P.

### Ventas de Energía en Bolsa

Fuente: Transacciones Comerciales

Se observa que el valor de la energía comprada en bolsa y por contrato siempre fue mayor al valor de la energía vendida en bolsa en todos los meses del año.

El mayor valor de venta de la energía en bolsa fue de 98.77 \$/kWh en el mes de febrero y el menor valor fue de 38.80 \$/kWh en el mes de mayo.

Se observa diferencias en la información de ventas de energía en bolsa reportada por XM y la reportada por Transacciones Comerciales.

La información correspondiente a los procesos de limitación de suministros iniciados y el estado de los mismos durante el periodo 2011, se presenta en el siguiente cuadro:

CONCEPTO	ESTADO	OBSERVACIÓN
Ajuste TX2 a garantía mensual del 27 al 31 de agosto de 2011 (CÍTESE 008073-1)	Cancelado (CÍTESE 008205 - 1)	Debido a un error de origen Humano se realiza pago dos días después del vencimiento, se ajusta el procedimiento a fin de evitar que se vuelva a caer en este tipo de situaciones. Vencimiento 13 de septiembre 2011 Fecha de pago 15 de septiembre 2011 Fecha de cancelación de limitación 15 de septiembre 2011
Vencimiento 03 de enero de 2011 (CÍTESE 000167-1)	Cancelado (CÍTESE 000201-1)	El pago se realizó extemporáneo debido a la entrega de CDP'S para la vigencia del año 2012 el mismo día del vencimiento, razón por la cual el trámite para generar el pago fue demorado.
- Ajuste semanal a proyección mensual del 20 al 26 de agosto de 2011. - Ajuste TX1 a garantía mensual del 06 al 12 de agosto de 2011. - Ajuste TX2 a garantía mensual del 01 al 05 de agosto de 2011. (CÍTESE 007282-1)	Cancelado (CÍTESE 007377-1)	La limitación de suministro no procedía de acuerdo nuestros registros de pagos, por lo cual se envió comunicación a XM según oficio adjunto. *cítese oficio adjunto denominado respuesta a CÍTESE 007282-1.

Fuente: Enerca S.A. E.S.P.

- **Subsidios y contribuciones**

SUBSIDIOS 2011 EN MILLONES DE COP \$													
Clase	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep.	oct	nov	dic	total
estrato 1	355,4	138,4	372,6	380,3	585,7	450,5	420,0	609,1	466,7	443,1	671,1	462,2	5355,1
estrato 2	576,0	285,1	600,2	622,1	985,4	705,6	669,6	1036,7	727,3	702,4	1121,0	723,8	8755,3
estrato 3	55,6	1,7	58,9	62,5	68,4	67,4	65,0	71,0	69,9	69,4	75,6	71,1	736,5
estrato 5	0,3	0,1	0,3	0,3	0,5	0,5	0,3	0,5	0,4	0,5	0,6	0,4	4,6
estrato 6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
comercial	220,0	8,3	240,2	236,5	282,1	288,7	281,3	298,4	300,7	304,8	333,1	314,9	3109,1
industrial	70,6	1,2	91,3	95,2	92,3	73,5	78,5	93,3	120,8	130,8	119,3	117,3	1084,4
provisional	1,8	0,0	1,8	2,1	2,5	2,0	2,1	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	23,1
giros com	72,2	48,7	69,5	61,5	60,2	34,3	41,0	60,2	88,0	93,9	66,1	82,0	777,4
giros nme	0,0	0,0	175,9	0,0	6450,7	1790,6	0,0	1333,7	0,0	386,2	0,0	3021,5	13158,7

Fuente: Enerca S.A. E.S.P.

Para el primer y segundo trimestre de 2011 hay diferencias con la información validada por el MME ya que no se aplicó en el cálculo tarifario la Resolución CREG 186/2010.

Para el tercer y cuarto trimestre de 2011, no hay diferencias en la información presentada por ENERCA y la validación que realiza el MME.

Se puede observar que en el año 2011 la empresa entregó subsidios por valor de: \$14.766.394.847 y recibió contribuciones por valor de \$18.164.019.195.

De acuerdo con los giros recibidos por el Ministerio de Mina y Energía por valor de \$13.158 millones, deja a la empresa con un déficit acumulado en el año 2011 de \$3.207.769.589 millones, sumándole el déficit que venía del año 2010 por \$6.605.393.937.

ITEM	Clase	Valor \$	TOTAL \$
SUBSIDIO	Estato 1	\$ 5,328,290,348	\$ 14,766,394,847
	Estato 2	\$ 8,728,443,198	
	Estato 3	\$ 709,661,301	
CONTRIBUCIÓN	Estato 5	\$ 4,637,444	\$ 18,164,019,195
	Estato 6	\$ 18,30	
	Comercial	\$ 3,112,428,518	
	Industrial	\$ 1,087,705,690	
	Provisional	\$ 23,100,519	
	Giros Recibidos	\$ 13,936,128,728	
<b>DÉFICIT ACUMULADO 2010</b>			<b>-\$ 6,605,393,937</b>
<b>DÉFICIT CIERRE 2011</b>			<b>-\$ 3,207,769,589</b>

Fuente: MME-ENERCA

De acuerdo con lo informado por la empresa, ENERCA S.A. E.S.P., ha realizado la aplicación del beneficio del FOES a los usuarios de las Áreas Especiales, la conciliación realizada co el Ministerio de muestra en la tabla que se encuentra a continuación:

DistFoes	RepFoes	VrGiro FNR	Vr Reintegro MME
\$ 371,296,371	\$ 345,150,185	\$ 3,124,309	\$ 23,021,877

Fuente: MME-ENERCA

La empresa también informa que el día 14 de febrero de 2012, realizó el reintegro de \$23.021.877 al Ministerio de Minas y Energía, mediante consignación a la cuenta de ahorros No. 200-080-03073-7 del Banco Popular, valor correspondiente al saldo registrado en 2011, de acuerdo con la tabla presenta anteriormente.

- **Pérdidas**

El cálculo que realiza la empresa sobre las pérdidas contempla la información obtenida de los procesos de transacciones comerciales y facturación. La metodología consiste en un balance global de compras y ventas de energía calculado anualmente, para evitar la falta de sincronismo entre las fechas de las compras y los ciclos de facturación.

Es importante anotar, que el cálculo de la demanda se realiza teniendo en cuenta la información de los consumos reportada al ASIC, según la medición de energía en las fronteras comerciales con equipos propios de ENERCA S.A E.S.P. en la totalidad de las fronteras.

Sin embargo, la información presentada por la empresa en abril de 2011 con corte a período 2011 no coincide con la presentada ahora. En la anterior el porcentaje de pérdidas empezaba en el mes de enero con 26.15% y terminaba en el mes de diciembre con el 21.67%.

Los datos del índice de pérdidas que reporta la empresa en la actualidad con corte a 2010 y 2011 se presentan a continuación:

Mes	Indicador Anualizado
ene-10	34.29%
feb-10	34.10%
mar-10	33.36%
abr-10	33.88%
may-10	33.28%
jun-10	32.92%
jul-10	32.80%
ago-10	32.39%
sep-10	31.65%
oct-10	31.24%
nov-10	31.12%
dic-10	31.17%

Fuente: Gestión de pérdidas

Mes	Indicador Anualizado
ene-11	30.93%
feb-11	30.06%
mar-11	29.19%
abr-11	28.04%
may-11	26.68%
jun-11	27.56%
jul-11	27.14%
ago-11	25.80%
sep-11	25.84%
oct-11	25.75%
nov-11	25.86%
dic-11	24.89%

Fuente: Gestión de Pérdidas

La empresa no cuenta con información actualizada respecto al nivel de pérdidas técnicas, pero se encuentra en implementación la puesta en marcha del software de distribución SPARD, el cual le permitirá hacer su estimación.

De acuerdo con la información presentada por la empresa, se puede determinar cuál fue la reducción mes a mes entre los años 2010 y 2011.

## REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS MES A MES ENTRE LOS AÑOS 2010 Y 2011

Mes	Disminución de Pérdidas
Enero	3,36
Febrero	4,04
Marzo	4,17
Abril	9,8
Mayo	6,6
Junio	5,36
Julio	5,66
Agosto	6,59
Septiembre	5,81
Octubre	5,49
Noviembre	5,26
Diciembre	6,28

Fuente: Enerca S.A. E.S.P.

En cuanto a las metas de reducción de pérdidas indicado por la empresa en el Anexo 1, del Plan de Reducción de Pérdidas presentado para aprobación a la CREG son las siguientes:

- **META DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS**

### Metas de la senda de reducción de pérdidas

Periodo de evaluación 1, IPTSj,1	24,50%
Periodo de evaluación 2, IPTSj,2	24,10%
Periodo de evaluación 3, IPTSj,3	23,50%
Periodo de evaluación 4, IPTSj,4	22,80%
Periodo de evaluación 5, IPTSj,5	22,00%
Periodo de evaluación 6, IPTSj,6	21,20%
Periodo de evaluación 7, IPTSj,7	19,20%
Periodo de evaluación 8, IPTSj,8	16,80%
Periodo de evaluación 9, IPTSj,9	14,70%
Periodo de evaluación 10, IPTSj,10	12,00%

Fuente: Direccion de Perdidas

- **El nivel de satisfacción del usuario (NSU)**

Para medir el NSU la empresa informó que realizó un total 500 encuestas personalizadas, con una duración de 15 minutos cada una. En ellas se evaluaron el nivel de satisfacción, necesidades del cliente y oportunidades de mejoramiento de ENERCA.

De acuerdo con los índices obtenidos por la empresa, se indica que se determinó un nivel de confianza del 95%, un error máximo del 0.037% y una  $P=0.17$  se asumió un población de 77.700 clientes.

280 encuestas fueron realizadas en Yopal y el 72.80% corresponden a usuarios residenciales, donde se encuentra la mayor cantidad de usuarios regulados de la empresa para el servicio de energía eléctrica.

A continuación se presentan los aspectos más importantes de la prestación del servicio según la metodología de la encuesta utilizada:

## **RESULTADOS DE LA ENCUESTA REALIZADA EN EL AÑO 2011**

Fuente: Encuesta Satisfacción / Gestión Clientes

De acuerdo con la gráfica presentada, se encuentra que en el año 2011 la empresa mejoró en el Nivel de Satisfacción al Usuario.

Es importante anotar, que en forma global el Nivel de Satisfacción del Usuario del 61.13%, se acercó al valor obtenido por la encuesta para el mismo fin realizado por la SSPD, donde el NSU para la ciudad de Yopal se encuentra en el 65.1, sin embargo en la encuesta de la Super Servicios se muestra que va en descenso, en la encuesta realizada por la empresa se muestra que va en aumento.

Se definió el análisis del nivel de satisfacción del usuario a nivel del departamento y a nivel de cada municipio.

El Nivel de Satisfacción del Usuario se compone de dos aspectos:

- El desempeño: Respuesta promedio dada por los entrevistados a cada una de las preguntas.
- El Impacto: Valor que resulta de los coeficientes Beta, generados de una regresión lineal de los aspectos del servicio y la calificación general, siendo la variable dependiente la calidad general.

A continuación se presentan algunos resultados destacados:

De los resultados de la encuesta para clientes residenciales urbanos se encuentra lo siguiente:

En los aspectos específicos:

- Continuidad del servicio: 46.0%
- Disponibilidad del servicio: 33.6%

En los aspectos asociados al servicio:

- La cantidad de puntos de pago obtuvo el 20.4%.

De los resultados de la encuesta para clientes residenciales rurales se encuentra lo siguiente:

En los aspectos específicos:

- Disponibilidad del servicio: 62.8%

En los aspectos asociados al servicio:

- Oportunidad de aviso suspensión: 37.2%.

De los resultados de la encuesta para clientes no residenciales se encuentra lo siguiente:

En los aspectos específicos:

- Continuidad del servicio: 47.00%
- Disponibilidad del servicio: 53.00%

No se presentó calificación de los procesos asociados al servicio.

De los resultados de la encuesta para clientes que acudieron a la oficina se encuentra lo siguiente:

En los aspectos específicos:

- Continuidad del servicio 38.67%
- Disponibilidad del servicio: 40.26%

En los aspectos Atención al cliente:

- Tiempo de atención obtuvo el 19.80%.

No se presentó calificación de los procesos asociados al servicio.

El aspecto más importante en la prestación del servicio fue la estabilidad en el voltaje que obtuvo 174 puntos de los 400 posibles, seguido por la continuidad en la prestación del servicio que obtuvo 90 puntos.

También se indica que 144 de los 400 encuestados indicó que el restablecimiento del servicio se demoró entre 10 y 30 minutos, 109 encuestados indicaron que se demoró más de una (1) hora y 101 encuestados indicó que se demoró menos de 10 minutos, lo que le puede mostrar a la empresa, que debe desarrollar estrategias para restablecer el servicio en menor tiempo.

De los resultados obtenidos del análisis realizado por municipios, teniendo en cuenta que se hizo la medición en 6 municipios del departamento, se pudo determinar que el municipio de Paz de Ariporo es el municipio con la mejor calificación, obteniendo 68.88%; así mismo, los municipios de Monterrey con el 62.95% (sin medición rural) y Aguazul con el 63.30% presentaron los indicadores más bajos entre los municipios

analizados. De todas formas los resultados de la encuesta muestra que los municipios subieron en su calificación en comparación con el año anterior.

Así mismo, se indica que 43 personas de un total de 78, indicó que el motivo de la última llamada realizada a la empresa fue por interrupción del servicio y 22 por daños técnicos.

Las conclusiones que obtuvo la empresa de acuerdo con los resultados obtenidos fueron las siguientes:

- Trabajar en la oportunidad de horarios y ubicación de las oficinas, teniendo en cuenta que su desempeño ha disminuido a través de los años.
- Revisar el desempeño de los municipios de Monterrey y Tauramena.
- Enerca debe trabajar tanto en aspectos con alto impacto y bajo desempeño como en aspectos no tan significativos pero que se asocian al desempeño del servicio.

Los análisis realizados por la empresa a los resultados dados por la encuesta, le permitieron determinar que la estabilidad del voltaje y la continuidad del servicio son los aspectos que tienen mayor impacto entre los usuarios del servicio de energía eléctrica, por lo tanto ENERCA ha buscado diferentes estrategias para mejorar la confiabilidad en el servicio, las estrategias que se han planteado son: Mantenimiento a las redes de distribución, Creación de nuevos centros de carga, instalación y mantenimiento a las protecciones ubicadas en redes y transformadores, adquisición de equipos para mantenimiento predictivo, implementación del plan de mantenimiento preventivo, capacitación técnica al personal.

Y a mediano plazo, la empresa piensa desarrollar los siguientes proyectos: Puesta en funcionamiento del anillo Yopal – Chivor a 115 kV y construcción de la subestación Aguazul a 115 kV.

- **Atención al cliente.**

La empresa contaba con once oficinas de Atención al Cliente y 31 puntos de recaudo en el año 2010, los cuales se presentan a continuación:

#### OFICINAS DE ATENCIÓN AL CLIENTE EN EL AÑO 2010

OFICINA	DIRECCION	TELEFONO
ATENCION AL CLIENTE - YOPAL	M arginal de la Selva Km. 1 via Aguazul	6320040
ATENCION AL CLIENTE - AGUAZUL	Calle 10 No. 18 - 36	6392735
ATENCION AL CLIENTE - TAURAMENA	Calle 3 No. 12 - 69	6257360
ATENCION AL CLIENTE - MONTERREY	Calle 15 No. 7 - 05	6259130
ATENCION AL CLIENTE - VILLANUEVA	M arginal de la Selva Km. 1 via Aguacalara	6241127
ATENCION AL CLIENTE - SAN LUIS DE PALENQUE	Carrera 6 No. 2 - 53	3212400921
ATENCION AL CLIENTE - PAZ DE ARIFORO	M arginal de la Selva Km. 0 Salida a Yopal	6374021
ATENCION AL CLIENTE - MANI	Carrera 2 No. 18-05	6381102
ATENCION AL CLIENTE - TRINIDAD	Calle 7 No. 2 - 53	6371137
ATENCION AL CLIENTE - SABANALARGA	Carrera 7 No. 5 - 28	6245139
ATENCION AL CLIENTE - OROCUE	Diagonal 5 No. 7 - 45	6365141

Fuente: Enerca S.A. E.S.P.

#### OFICINAS DE RECAUDO EN EL AÑO 2010

CONVENIOS DE RECAUDO POR TERCEROS EN EL AÑO 2010			
CONTRATISTA	DIRECCION	MUNICIPIO	SERVICIO
Claudia Rincon Porras	Carrera 17 No. 8 - 2	Aguazul	ENERGIA Y GAS
Sandra Milena Fuentes Solorzano	Calle 11 No. 17-11	Aguazul	ENERGIA Y GAS
Olga Sofia Chon	Centro	Barranca de Upia	ENERGIA
Emilse Perez Fonseca	Centro	Chameza y Recotor	ENERGIA
Issis Rocio Vanegas Perez	Carrera 8 No. 12 - 4	Hato Corozal	ENERGIA
Leiner Julian Peña Cachay	Centro	La Chaparrera	ENERGIA Y GAS
Yarith Hudeny Montes Carranza	Carrera 4 No. 13 - 5	Mani	ENERGIA Y GAS
Aleida Roa Villamor	Centro	Monterrey	ENERGIA
Luis Alfredo Gordillo	Carrera 7 No. 17 - 6	Monterrey	ENERGIA
Maritza Lopez vargas	Centro	Morichal	ENERGIA Y GAS
Jaime Raul Garavito Martinez	Diagonal 5 No. 8 -	Orocue	GAS
Cesar Leonardo Prieto Rico	Carrera 11 No. 9 - 0	Paz de Ariporo	ENERGIA Y GAS
Jesus Barrios Colmenares	Calle 9 No. 8 - 29	Paz de Ariporo	ENERGIA Y GAS
Carlos Alberto Barragan Orjuela	Calle 4 No. 16 - 03	Pore	ENERGIA
Jorge Eliecer Cuevas Bernal	CV - 012 de 2010	Pore	ENERGIA
Marco Antonio Romero Ramirez	Carrera 7 No. 5 - 2	Sabanalarga	ENERGIA Y GAS
Luz Marina Gamba Villamil	Centro	S/larga (Aguaclara)	ENERGIA
Maryjoana Monroy Carrillo	Centro	Sacama y La Salina	ENERGIA
Olga Yaquelin Gomez Mendoza	Calle 6 No. 4 - 18	S/Luis de Gaceno	ENERGIA
Julieta Gahona Rodriguez	Calle 6 No. 1- 14	S/Palenque	ENERGIA Y GAS
Neried Yesenia Estepa Manrique	Calle 4 No. 12-71	Tauramena	ENERGIA
Rosmary Mirabal To var	Calle 2B No. 10 - 4	Tauramena	ENERGIA
Lina Maria Garavito Fonseca	Centro	Tilodiran	ENERGIA Y GAS
Ramiro Hernando Triana Zambrano	Carrera 5 No. 4 - 1	Trinidad	ENERGIA Y GAS
Carmen Rosa Gomez	Carrera 12 No. 11 - 1	Villanueva	ENERGIA
Diana Ximena Bahamon Hernandez	Calle 8 No. 13-21	Villanueva	ENERGIA
Ana Eufrasia Gomez Torres	Calle 26 No. 19A - 1	Yopal	ENERGIA Y GAS
Diego Ramon Colina Aponte	Carrera 21 No. 6 - 5	Yopal	ENERGIA Y GAS
Diviney Rivera Rodriguez	Calle 24 No. 27 - 6	Yopal	ENERGIA Y GAS
Gladys Wilchez Carreño	Calle 13 No. 21 - 10	Yopal	ENERGIA Y GAS
Ruby Maria Berdugo	Calle 40 No. 12 - 6	Yopal	ENERGIA Y GAS

Fuente: Recaudo y Cobros

### OFICINAS DE ATENCIÓN AL CLIENTE EN EL AÑO 2011

OFICINA	DIRECCION	TELEFONO
ATENCION AL CLIENTE - AGUAZUL	Calle 10 No. 18 - 36	6392735
ATENCION AL CLIENTE - MANI	Carrera 2 No. 18-05	6381102
ATENCION AL CLIENTE - MONTERREY	Calle 15 No. 7 - 05	6259130
ATENCION AL CLIENTE - PAZ DE ARIPORO	Marginal de la Selva Km. 0 Salida a Yopal	6374021
ATENCION AL CLIENTE - SABANALARGA	Carrera 7 No. 5 - 28	6245139
ATENCION AL CLIENTE - TAURAMENA	Calle 3 No. 12 - 69	6257360
ATENCION AL CLIENTE - TRINIDAD	Calle 7 No. 2 - 53	6371137
ATENCION AL CLIENTE - VILLANUEVA	Marginal de la Selva Km. 1 vía Aguaclara	6241127
ATENCION AL CLIENTE - YOPAL	Marginal de la Selva Km. 1 vía Aguazul	6320040
ATENCION AL CLIENTE - SAN LUIS DE PALENQUE	Carrera 6 No. 2 - 53	

Fuente: Gestión Clientes

### OFICINAS DE RECAUDO EN EL AÑO 2011

CONVENIOS DE RECAUDO POR TERCEROS EN EL AÑO 2011			
CONTRATISTA	DIRECCION	MUNICIPIO	SERVICIO
Gladys Wilchez Carreño	Calle 13 No. 21- 108	Yopal	ENERGIA Y GAS
Ana Eufrasia Gomez Torres	Calle 26 No. 19A - 21	Yopal	ENERGIA Y GAS
C-Servis Ltda	centro	Yopal	ENERGIA Y GAS
RubyM aria Berdugo	Calle 40 No. 12 - 64	Yopal	ENERGIA Y GAS
Wilson Romero A vella	Centro	La Chaparrera	ENERGIA Y GAS
M aria Emma Teatin Riaño	Centro	Tilodiran	ENERGIA Y GAS
Aleida Roa Villamor	Centro	M onterrey	ENERGIA
Luz M arina Gamba Villamil	Centro	S/larga (Aguaclara)	ENERGIA
Carmen Rosa Gomez	Carrera 12 No. 11- 51	Villanueva	ENERGIA
Olga Sofia Chon	Centro	Barranca de Upia	ENERGIA
Luis Alfredo Gordillo	Carrera 7 No. 17 - 82	M onterrey	ENERGIA
Yarith HuxleyM ontes Carranza	Carrera 4 No. 13 - 51	M ani	ENERGIA Y GAS
Olga Yaquelin Gomez M endoza	Calle 6 No. 4 - 18	S/Luis de Gaceno	ENERGIA
M arco Antonio Romero Ramirez	Carrera 7 No. 5 - 28	Sabanalarga	ENERGIA Y GAS
Emilse Perez Fonseca	Centro	Chameza yRecetor	ENERGIA
Javier Silva Pérez	Centro	Corregim. El Morro	ENERGIA Y GAS
Issis Rocio Vanegas Perez	Carrera 8 No. 12 - 46	Hato Corozal	ENERGIA
Julieta Gahona Rodriguez	Calle 6 No. 1- 14	S/Palenque yTrinidad	ENERGIA Y GAS
Jesus Barrios Colmenares	Calle 9 No. 8 - 29	Paz de Ariporo	ENERGIA Y GAS
Carlos Alberto Barragán Orjuela	Calle 4 No. 16 - 03	Pore	ENERGIA
Neried Yesenia Estepa M anrique	Calle 4 No. 12-71	Tauramena	ENERGIA

**Fuente: Recaudo yCuentas**

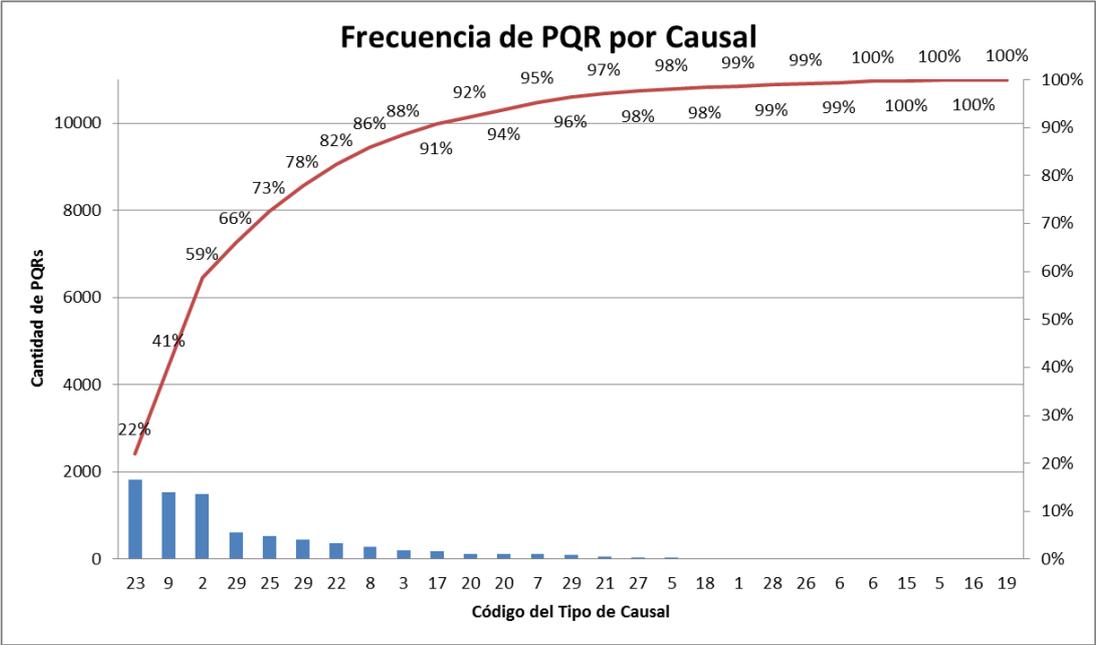
Se observa que en el año 2011 se cerró una oficina de atención al cliente en el municipio de Orocué, teniendo en cuenta que la empresa entregó la operación del servicio de gas natural al municipio y el servicio de energía eléctrica no era operado por ENERCA, así mismo se encuentra que en el año 2011 disminuyeron el número de sitios de recaudo teniendo en cuenta que en el año 2010 habían 31 puntos y en el año 2011 se mencionan 21 puntos.

A continuación se presentan los horarios de atención al cliente de la empresa.

OFICINA	HORARIO
ATENCION AL CLIENTE – AGUAZUL	7:00 am - 11:30 am 2:00 pm - 5:00 pm
ATENCION AL CLIENTE – M ANI	7:00 am - 11:30 am 2:00 pm - 5:00 pm
ATENCION AL CLIENTE – M ONTERREY	7:00 am - 11:30 am 2:00 pm - 5:00 pm
ATENCION AL CLIENTE - PAZ DE ARIPORO	7:00 am - 11:30 am 2:00 pm - 5:00 pm
ATENCION AL CLIENTE – SABANALARGA	7:00 am - 11:30 am 2:00 pm - 5:00 pm
ATENCION AL CLIENTE – TAURAMENA	7:00 am - 11:30 am 2:00 pm - 5:00 pm
ATENCION AL CLIENTE – TRINIDAD	7:00 am - 11:30 am 2:00 pm - 5:00 pm
ATENCION AL CLIENTE – VILLANUEVA	7:00 am - 11:30 am 2:00 pm - 5:00 pm
ATENCION AL CLIENTE – YOPAL	7:30 am - 11:30 am 2:00 pm - 5:00 pm
ATENCION AL CLIENTE - SAN LUIS DE PALENQUE	7:00 am - 11:30 am 2:00 pm - 5:00 pm

**Fuente: Gestión Clientes**

De acuerdo con la información dada por la empresa durante el año 2011 se presentaron 16.536 Peticiones, Quejas, Reclamos y Recursos por diferentes causales, los cuales se presentan a continuación:



Fuente: Enerca S.A. E.S.P.

COD SSPD	DESCRIPCION	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Estado	total
	Solicitud de matricula	223	453	276	266	265	441	470	304	368	279	252	337	Tramitada	3934
1	Aforo	3	5			3	4	2	4	2			1	Tramitada	24
2	Alto Consumo	115	94	172	57	195	227	81	112	145	59	153	81	Tramitada	1491
3	Cobros Inoportunos	27	21	25	18	25	17	19	12	12	9	7	17	Tramitada	209
5	Dirección Incorrecta	6	3	4	2	3	1	1	1	2	6	2	2	Tramitada	33
6	Cobro Múltiple	6	1	1	3			1	2	4	1	1		Tramitada	20
9	Falla En La Prestación Del Servicio	82	91	101	108	136	106	143	164	181	178	139	110	Tramitada	1539
15	Tarifa Cobrada	1	5	1		1	1		1		1		2	Tramitada	13
16	Tasas E Impuestos							1				1	1	Tramitada	3
17	Por Suspensión, Corte, Reconexión Y Reinstalación	4	16	12	1	10	19	38	15	24	14	15	20	Tramitada	188
18	Relacionada Con Cobros Por Promedio	12		5	2	1	2	2	3	1				Tramitada	28
19	Medidor Cuenta O Línea Cruzada	2										1		Tramitada	3
20	Pago Sin Abono A Cuenta	15	8	16	10	6	14	14	6	12	10	10	9	Tramitada	130
21	Solidaridad	1	7	2	8	6	7	4	4	2	2	3	5	Tramitada	51
22	Condiciones De Seguridad O Riesgo	12	20	17	26	33	39	33	41	39	49	32	31	Tramitada	372
23	Revisiones A Las Instalaciones- Medidor Usuario	63	97	159	102	205	238	123	194	211	144	157	129	Tramitada	1822
25	Cambio De Medidor O Equipo De Medida	53	52	49	33	35	52	55	49	47	48	39	24	Tramitada	536
26	Normalización Servicio	1			2	1			8	3	2		4	Tramitada	21
27	Suspensión Por Mutuo Acuerdo	1	5	2	7	4	5	3	1	6	1	5	7	Tramitada	47
28	Terminación Del Contrato			1	4	1	1	1	6	8			1	Tramitada	23
7	Entrega Y Oportunidad De La Factura	6	19	23	13	9	10	8	4	10	9	3	5	Tramitada	119
8	Error De Lectura	28	25	33	9	33	25	26	22	31	25	20	18	Tramitada	295
1	Conexión Nivel De Tensión 1	223	453	275	266	265	441	470	315	367	288	260	342	Tramitada	3965
5	Reinstalación	3	1	1			1			1		1	1	Tramitada	9
6	Reconexión	9	1	1							1	4	2	Tramitada	18
	Duplicados Facturas						1	1				1	1	Tramitada	4
	Cambio Nombre De Suscriptor	26	29	15	31	26	46	51	40	31	30	35	10	Tramitada	370
29	Solicitud de Disponibilidad	33	29	42	27	31	26	46	33	34	38	35	69	Tramitada	443
29	Retirar O Colocar Sellos A Medidor	51	61	55	44	45	54	54	55	52	36	44	54	Tramitada	605
20	Ampliación de Redes	6	7	5	3	5	15	10	21	16	18	10	11	Tramitada	127
29	Daño De Transformadores	1	1	1	2	4	10	7	13	19	11	14	11	Tramitada	94
	<b>TOTAL</b>	<b>1013</b>	<b>1,504</b>	<b>1294</b>	<b>1044</b>	<b>1348</b>	<b>1804</b>	<b>1665</b>	<b>1432</b>	<b>1625</b>	<b>1259</b>	<b>1243</b>	<b>1305</b>	<b>Tramitada</b>	<b>16536</b>

Fuente: Enerca S.A. E.S.P.

Se observa que algunos de los códigos de causal empleados por la empresa difieren de los establecidos en la Resolución de la SSPD No. 2305 de 2006, por otra parte, la empresa no presentó el tipo de respuesta dada a las peticiones presentadas por los usuarios. Para efectos del gráfico se eliminaron filas de la tabla anterior, clasificadas bajo los nombres de Solicitud de matrícula, duplicados de facturas y cambios de nombre del suscriptor, que acorde a la SSPD son peticiones que no constituyen una reclamación.

En cuanto al Pareto se observa que la principal causa de consulta corresponde a revisión de las instalaciones, seguida a fallas en la prestación del servicio, Alto consumo, retirar o colocar sellos, cambio de medidor, Solicitud de disponibilidad y

condiciones de seguridad, causales que en conjunto representan el 82% del número de PQRs presentadas durante el año 2011.

La causal más frecuente es la revisión a las instalaciones, lo cual resulta por lo menos un poco extraño, ya que debería ser un propósito de la empresa revisar las instalaciones de los contadores de todos los usuarios y no una petición del usuario.

En cuanto a la siguiente causal de PQR, que es falla en la prestación del servicio, resulta conforme ya que para el caso se encontraron dificultadas por unos niveles relativamente altos de DES y de FES.

Resulta extraño no presentar la causal 39, pues en otras empresas resulta muy conveniente y es de las más usadas.

A continuación se muestra la causal y frecuencia de las PQR según fuente SUI.

Fuente SUI

Se pueden observar diferencias entre la información entregada a la auditoría por el prestador y la registrada en el SUI. Lo que puede atribuirse a la falta de unificación en la base de datos donde se extraen los registros para el cargue de la información en el SUI o a la falta de precisar la fecha de corte o ventana de tiempo reportada.

## • EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

CONCEPTOS		Rotación de cuentas por cobrar (Días)	Rotación de cuentas por pagar (Días)	Razón Corriente (Veces)	Margen Operacional (%)	Cubrimiento Gastos Financieros (Veces)	Suscriptoras sin medición (%)	Cobertura (%)
2011	Aplica el Referente	SI	SI	SI	21.44%	0	SI	N/A
	Referente del Grupo	NO	SI	SI	21.44%	0	SI	0.00%
	Resultado Indicador	89.74	0.18	2.20	1.98%	44.59	2.07	0.00%
2010	Aplica el Referente	SI	SI	SI	21.44%	0	SI	N/A
	Referente del Grupo	NO	SI	SI	21.44%	0	SI	N/A
	Resultado Indicador	87.64	0.18	1.94	6.90%	1.90	2.09	N/A
Cumple el referente		NO	SI	SI	NO	SI	SI	N/A

- **Rotación de cuentas por cobrar:** El indicador se deterioro en 2 días respecto al año anterior, al ubicarse en 13,7 días por encima de lo establecido en el referente. Lo anterior, se debió a que la cartera aumentó en una mayor proporción respecto a los ingresos operacionales. Se considera que Enerca debe realizar una mejor gestión en la recuperación de la cartera para evitar problemas futuros en el flujo de caja.
- **Rotación de cuentas por pagar:** Este indicador se encuentra dentro de lo estipulado en el referente y no presenta ningún problema para la empresa, lo que refleja que Enerca cumple con sus compromisos de pago dentro de los plazos requeridos, por lo cual no se requiere ningún plan de mejoramiento en

este tema. No obstante, no es prudente para la empresa generar una diferencia tan grande, entre el momento del pago de las acreencias y el cobro de los deudores porque se pueden generar futuros problemas de liquidez.

- Razón corriente:** El indicador muestra resultados satisfactorios, debido a que la empresa tiene 2,2 pesos del activo corriente, por cada peso de deuda a corto plazo. Este indicador mejoró debido a que el activo corriente creció en 24% y el pasivo únicamente en un 9%. Sin embargo, el 77% de los activos corrientes corresponden a los deudores, los cuales cada día presentan una mayor dificultad para su cobro, como lo evidencia en el indicador de rotación de las cuentas por cobrar. Por lo anterior, la Auditoría le sugiere a Enerca establecer una política de cobro de cartera más eficiente.
- Margen operacional:** El margen operacional se deterioro, debido al aumento del costo de ventas (costos operacionales) en una proporción mayor a la de los ingresos. Por la anterior razón, es que el margen bruto se reduce únicamente al 7%, para descontar los otros costos y gastos. Adicionalmente, la empresa no cumple con el referente. Se reitera la sugerencia a Enerca, para que revise y analice de manera urgente los componentes del Costo de Ventas, con el fin de optimizar la estructura de costos y en consecuencia aumentar el margen operacional.
- Cubrimiento de gastos financieros:** El indicador es positivo y cumple lo estipulado en el referente. Respecto a este indicador Enerca no debe tomar ninguna acción de mejoramiento, lo anterior, debido a que la deuda de la compañía se encuentra dentro de los rangos normales.

CONCEPTOS		Subscripción sin inversión (%)	Cobertura (%)	Reclamos facturación (por 10.000)	Atención reclamos servicios (%)	Atención solicitud de conexión (%)
2011	Aplica el Referente	SI	NA	SI	SI	SI
	Referente del grupo	SI	0,00%	100	0%	0%
2010	Aplica el Referente	SI	NA	SI	SI	SI
	Referente del grupo	SI	24,97	100	2,07%	0,25%

En los indicadores técnicos – administrativos la empresa no suministro la información necesaria para corroborar estos resultados.

- Periodo de pago del pasivo de largo plazo:**

Aunque la deuda aumentó en el 2011, esta se encuentra en un rango manejable por la empresa. No obstante, ENERCA debe buscar aumentar el EBITDA, el cual decreció en el 2011, mientras que el pasivo se duplicó.

- **Pasivo corriente sobre pasivo total:**



The image shows a screenshot of a financial statement, likely a balance sheet, with columns for assets and liabilities. The data is presented in a tabular format with multiple rows and columns, typical of a financial reporting software interface.

El año 2008 a 2010 no registra pasivos a largo plazo; el año 2011 la Empresa registra pasivos a largo plazo que superan los 5 años; derivado de la suscripción del acuerdo de pago para la remuneración de la inversión de activos de EBSA operados por ENERCA; así como el reconocimiento de la obligación del impuesto al patrimonio causado hasta el 2014.

- **Concepto de AEGR:**

Se observa una desmejora a nivel general en el cumplimiento. En resumen el 60 por ciento de los indicadores de gestión alcanzaron el referente. Se destacan en el cumplimiento los indicadores de evaluación empresarial, financieros y los de evolución social técnicos administrativos pero para los indicadores que no cumplen se deben asumir políticas y correctivos necesarios que permitan el cumplimiento de los mismos frente a los referentes establecidos por las autoridades de control. De igual forma, se observa que se presentó una desmejora en los resultados de los indicadores de nivel de riesgo particularmente en la rentabilidad sobre activos y la rentabilidad sobre el patrimonio el flujo de caja fue negativo el cincuenta por ciento de los indicadores desmejoraron, dado lo anterior esta auditoría clasifica en un nivel C el nivel de riesgo de la compañía

- **CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI**

Después del análisis realizado al cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, se pudo determinar que la empresa presentó una desmejora en esta actividad, teniendo en cuenta que parte de la información se encuentra pendiente de certificar y en algunos tópicos no se efectuaron de manera oportuna y continua los cargues correspondientes como sucedió con el tópicos comercial y el técnico.

Respecto a los cargues de la información, tanto en remisión como en calidad, relacionada con el tópicos financiero se presentó una gran mejora.

En el área comercial se presentan algunas incongruencias en cuanto a las fechas de certificación de algunos formatos. Tal es el caso para el formato 6 (Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores), dado que en la información que envía ENERCA se encuentran 2 archivos que certifican el cargue de este formato, pero con fechas diferentes para enero, marzo, abril, mayo y junio.

La empresa envía comunicación No. 30042 de fecha 13 de Marzo de 2012 al Director Técnico de Gestión de Energía de la SSPD, en la misma solicita que se habilite en el portal SUI el módulo de fábrica de formularios y cargue masivo para los formatos 7, 8, 9 y 10, en los cuales se puede cargar la información para el cálculo del ITAD y los DELTAS.

Es importante tener en cuenta que la Superintendencia expidió en el año 2010 una Resolución compilatoria para energía eléctrica de los cargues de información al SUI. Esta nueva reglamentación fue traumática por cuanto se presentaron demoras en la colocación de los aplicativos por parte de la Superintendencia, y se presentaron dudas en el cargue de las respectivas informaciones, las cuales poco a poco y a través de consultas y capacitaciones se fueron aclarando.

Del mismo modo, se encontró que la Resolución SSPD 20121300003545 de febrero 14 de 2012, publicada en el Diario Oficial el 23 del mismo mes y año, cambió la fecha límite de certificación de los siguientes formatos: plan de contabilidad, sistema de costos y gastos, cuentas por pagar, cuentas por cobrar, flujo de caja proyectado, estados de resultados proyectados y balance general proyectado, lo cual generó desconcierto en las empresas, dado que para la fecha de publicación de la Resolución, para algunos de esos formatos ya se había vencido la fecha límite para el cargue.

Dado lo anterior se recomienda la realización del debido seguimiento y control al cumplimiento de las fechas de reporte y a la calidad de la información, con el fin de llegar a obtener una dinámica de acatamiento sobre estas disposiciones.

Así mismo se recomienda llevar un archivo ordenado de las certificaciones de cargue de información al SUI, por lo que se invita a tenerlo en orden y al día.

Finalmente, aún siendo repetitivos, se recomienda llevar un efectivo control y seguimiento al cumplimiento tanto de los plazos indicados como a la calidad de la información, de tal manera que se realicen los reportes con oportunidad y confiabilidad a las autoridades de control competentes.

A continuación se presenta el cuadro resumen de los cargues al sistema de información SUI realizados por la empresa.

Retrazo en el cargue de información al SUI

	<b>Clase</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>%</b>
Rango de tiempo de retraso en días	Oportuno	40	20.10%
	Entre 0 y 51 Días	85	42.71%
	Entre 51 y 101.9 Días	14	7.04%
	Entre 101.9 y 152.9 Días	15	7.54%
	Entre 152.9 y 203.8 Días	8	4.02%
	Entre 203.8 y 254.8 Días	10	5.03%
	Entre 254.8 y 305.7 Días	9	4.52%
	Entre 305.7 y 356.7 Días	7	3.52%
	Entre 356.7 y 407.6 Días	9	4.52%
	Entre 407.6 y 458.6 Días	2	1.01%

Fuente SUI.

Oportunidad del cargue de información al SUI

<b>PENDIENTE</b>	<b>CERTIFICADO</b>	<b>Total</b>
------------------	--------------------	--------------

		Oportuno	Extemporaneo	
Formatos	2	40	157	199
%	1%	20%	79%	100%

Fuente SUI

Así mismo es importante indicar que no se pudo verificar en el sistema SUI, la información cargada correspondiente a los indicadores DES y FES, teniendo en cuenta la modificación dada por la Resolución 8055 2010 que eliminó estos formatos.

En referencia a solicitudes de reversión de información reportada en el sistema SUI, la empresa no acudió a dichas peticiones en el año 2011.

En cuanto al reporte de la información sobre AOM, la empresa presentó copia del oficio de fecha 29 de abril de 2011, dirigida a Juan Carlos Obando Coordinador Equipo Liquidación CDLAC, donde informa el nuevo porcentaje de AOM a reconocer (PAOMR<sub>j,k</sub>) como se muestra a continuación:

El nuevo porcentaje de AOM<sub>j,k</sub> en el mercado de comercialización de ENERCA S.A. E.S.P. es:

PAOMR <sub>j,k</sub>	2.72%
----------------------	-------

Los nuevos cargos máximos a aplicar en el mercado de comercialización del Operador de Red ENERCA S.A. E.S.P. a partir del mes de Mayo de 2011 son:

Valores en \$ de Diciembre 2007	
CA <sub>j,4</sub> nuevo	7,743,532,129
CD <sub>j,3</sub> nuevo	30.37
CD <sub>j,2</sub> nuevo	53.11
CDM <sub>j,1</sub> nuevo	11.25

La empresa reportó la información, pero no obtuvo el visto bueno del auditor, de acuerdo con la metodología de actualización de costos AOM, establecida en el numeral 10.3 de la RES 097 de 2008:

*"(...) cada año que una empresa no entregue la información de AOM solicitada, el porcentaje de AOM reconocido y el límite superior establecido se disminuirán en 0,5%. La información suministrada por las empresas que no corresponda con la solicitada o aquella que no obtenga el visto bueno de la Auditoría contratada para revisar esta información, se considerará como no entregada"*

## • CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Sobre los aspectos analizados anteriormente de la empresa, se anotan a continuación conclusiones, recomendaciones y factores críticos:

- La empresa debe desarrollar la oficina de Planeación Corporativa y negocios estratégicos que lleve a cabo funciones de planeación estratégica institucional a todo nivel: Planeación estratégica empresarial, Planes de Gestión y Resultados, Planes de Inversión y presupuesto.
- Es importante llevar a cabo en la entidad el diseño e implementación de sus propios planes los cuales deben servir como faros orientadores de la acción institucional, de las dependencias y de los funcionarios en la perspectiva de alcanzar los objetivos sociales. Los planes referidos son el Plan Empresarial Estratégico y los Planes de Gestión y Resultados a corto, mediano y largo plazo.
- Es necesario que la empresa mejore la gestión de sus costos y gastos operativos, ya que están incrementando en una proporción mayor a los ingresos operacionales, generando pérdidas en los resultados del ejercicio.
- Los déficits tan altos por concepto de recursos asignados a subsidios, generan un gran impacto para la empresa, por cuanto afecta el flujo de caja de la misma.
- La empresa debe garantizar el manejo y entrega de información confiable, teniendo en cuenta que la información entregada anteriormente sobre el año 2011, difiere en algunas cifras, con respecto a la información que se presentó en el mes de septiembre de 2012 para la realización de este informe.
- La empresa debe tener claro la importancia de la Auditoría Externa de Gestión y Resultados, teniendo en cuenta que no se entregó información correspondiente a la parte técnica – operativa ni administrativa y financiera por parte de ENERCA S.AE.S.P., este informe en estos tópicos se realizó con datos previos obtenidos en el ejercicio de la Auditoría Externa.
- ENERCA S.A. E.S.P. debe dirigir su estrategia al mejoramiento de la calidad y a la explotación de nuevos mecanismos transaccionales que permitan la normatividad y el mercado, esto en mención a que ha perdido algunos de los usuarios, los cuales han migrado al mercado no regulado de otros comercializadores.
- En el análisis de los indicadores DES y FES, se encontró que un total 140 circuitos, de los 532, compensan por uno de los dos motivos, encontrándose que la zona centro es la que se encuentra en peores condiciones, por lo

tanto es importante que la empresa dirija sus estrategias a mejorar las condiciones que están llevando a que suceda esta situación y prepararse en forma debida para la entrada en el nuevo esquema de calidad de acuerdo a la resolución 097 de 2008, porque si bien en el año 2011 la compensación pagada por la empresa fue de \$14.803.296, la empresa debe evaluar el valor al que puede llegar esta compensación con el nuevo esquema.

- Es importante que se de un mayor cumplimiento a la programación de mantenimientos para lograr un mejor comportamiento del sistema eléctrico, de modo que disminuya las actividades de mantenimiento correctivo y se incremente las actividades de mantenimiento predictivo y preventivo.
- Se recomienda aplicar un análisis de Pareto a las estadísticas de fallas presentada en los circuitos con el fin de determinar el tipo de mantenimiento que requieren.
- La empresa cuenta con graves problemas en cuanto a recolección, procesamiento, manejo y análisis de la información inherente al desarrollo de su objeto social.
- Se recomienda a la empresa llevar un efectivo control y seguimiento al cumplimiento tanto de los plazos indicados como a la calidad de la información reportada al SUI, de tal manera que se realicen los cargues con oportunidad y confiabilidad a las autoridades de control competentes.
- Es necesario unificar la base de datos donde se extraen los registros para el cargue de la información en el SUI y/o precisar la fecha de corte o ventana de tiempo reportada, ya que se pueden observar diferencias entre la información entregada a la auditoria por el prestador y la registrada en el SUI.