

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN**  
**EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.**



**Libertad y Orden**

**Prosperidad  
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA**  
**DIRECCIÓN TÉCNICA DE ENERGÍA**  
**Bogotá, Julio de 2011**

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN  
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.**

**ANÁLISIS 2011**

**AUDITOR: Deloitte Asesores y Consultores Ltda.**

## **1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA**

### **1.1 Antecedentes de Constitución**

EPESA inició operaciones el 1 de enero de 1995, como resultado de la escisión de la Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca - CVC, que a partir de la Ley 99 de 1993 debía independizar la gestión ambiental del negocio eléctrico, para lo cual se creó un nuevo ente que asumiera las funciones de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica para el Valle del Cauca, mientras que CVC se encargaría exclusivamente de la gestión ambiental.

### **1.2 Objeto Social**

Según Certificado de Existencia y Representación de la Cámara de Comercio de Cali, la Sociedad tiene como objeto principal: "Atender la ejecución de las políticas, planes, programas y proyectos sobre la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, su administración, manejo y aprovechamiento conforme las regulaciones, pautas y directrices expedidas por el ministerio de Minas y Energía, cumpliendo siempre con la función social".

La empresa presta servicio en los mercados de Bogotá, Caldas, Caquetá, Cauca, Chocó, Cundinamarca, Huila, Meta, Quindío, Risaralda, Tolima, Valle del Cauca. En este último, el servicio se presta a 42 municipios.

## **2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS**

Durante el año 2010 se detectaron como los hechos financieros más importantes de la compañía los siguientes:

- Un crecimiento del 12% de los ingresos operacionales.
- Un aumento significativo del Ebitda del 57%, pasando de \$364.406 millones a \$573.709 millones, principalmente por efecto de una caída del 24% de los gastos operacionales.
- Los activos corrientes crecieron en un 115% debido al comportamiento en la cuenta de inversiones de corto plazo, que pasaron de \$16.613 millones a \$344.455 millones.
- La participación de las obligaciones financieras sobre el pasivo total de la compañía pasó del 26% al 9%.
- De los cinco referentes establecidos por la CREG, la empresa tuvo resultados satisfactorios en la mayoría, excepto la rotación de cuentas por cobrar.

## 2.1 Balance General

En el último año los **Activos** de la empresa pasaron de \$3.042.762 millones a \$4.114.603 millones, obteniendo un incremento del 35%, mejorando la tendencia registrada entre 2008 y 2009, cuando se obtuvo una reducción del 4%. El mayor dinamismo se registró en los activos corrientes por el crecimiento en la cuenta de inversiones, sin embargo el mayor crecimiento real se observó en la cuenta de los otros activos No corrientes como resultado a los avalúos realizados a la propiedad, planta y equipo en 2010 por la firma Delta Ingeniería Ltda.

Cuadro 1. Balance General

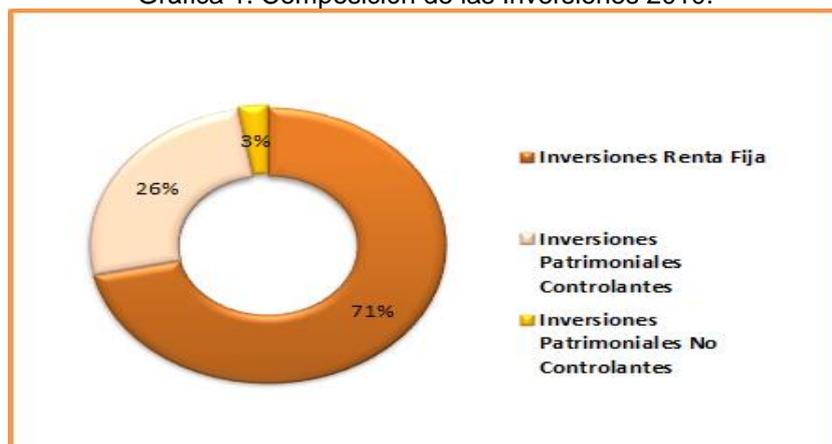
BALANCE GENERAL (Millones)	2008	2009	2010	Var 08/09	Var 09/10
Activos					
Generadoras					
Distribuidoras					
Comercializadoras	25.279.783	29.174.033	32.689.545	15,4%	12,1%
Posición Compañía (Ranking 12 Empresas)	2	2	2		
<b>ACTIVO</b>	<b>3.165.768</b>	<b>3.042.762</b>	<b>4.114.603</b>	<b>-4%</b>	<b>35%</b>
Activo Corriente	233.878	260.679	559.588	11%	115%
Disponible	16.863	455	5.300	-97%	1066%
Deudores	194.412	227.917	200.758	17%	-12%
Inversiones	12.160	16.613	344.455	37%	1973%
Otros Activos	2.330	5.974	475	156%	-92%
Activo No Corriente	2.931.890	2.782.083	3.555.015	-5%	27,8%
Propiedad, Planta y Equipo	1.766.736	1.877.834	2.027.820	6%	8%
Inversiones	192.388	113.132	110.676	-41%	-2%
Otros Activos	967.852	785.276	1.415.121	-19%	80%
Depreciación Acumulada	948.166	1.000.398	1.054.527	6%	5%
<b>PASIVO</b>	<b>917.143</b>	<b>853.596</b>	<b>1.185.585</b>	<b>-7%</b>	<b>39%</b>
Pasivo Corriente	503.241	626.696	244.293	25%	-61%
Obligaciones Financieras	25.828	109.658	14.515	325%	-87%
Cuentas por Pagar	115.508	139.296	160.820	21%	15%
Otros Pasivos	69.102	201.454	54.548	192%	-73%
Pasivo No Corriente	413.902	226.900	941.292	-45%	315%
Obligaciones Financieras	138.085	111.608	92.027	-19%	-18%
Cuentas por Pagar	0	0	0		
Otros Pasivos	104.325	115.293	115.708	11%	0%
<b>PATRIMONIO</b>	<b>2.248.625</b>	<b>2.189.166</b>	<b>2.929.018</b>	<b>-3%</b>	<b>34%</b>
Capital Suscrito y Pagado	1.109.444	1.128.166	1.128.166	2%	0%

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

En las inversiones de la compañía se observa una concentración del 71% en inversiones de renta fija, un 26% en inversiones patrimoniales controlantes y un 3% en inversiones patrimoniales no controlantes. El aumento del 1.973% en las inversiones de corto plazo se derivó de los excedentes de efectivo por efecto de una emisión de bonos realizada en el último año por \$600.000 millones.

En el portafolio de acciones de la empresa se observan las participaciones más significativas en: Compañía de Electricidad de Tulia SA ESP (86,91%), TransOccidente SA ESP (10%), Industria del Carbón del Valle del Cauca (37,3%), Termosur SA ESP (8,33%), Gases de Occidente SA ESP, y Gestión Energética SA ESP.

Gráfica 1. Composición de las Inversiones 2010.



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

La cuenta de deudores está conformada por subsidios por servicios de energía de \$20.998 (de los cuales \$9.538 corresponden a 2009), cuentas por cobrar a clientes que celebraron acuerdos de reestructuración económica y a compañías bajo intervención de la Superintendencia de Servicios Públicos. También se registran cuentas por cobrar a Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. por y a Compañía Colombiana de Inversiones S.A. E.S.P, así como anticipos entregados a la firma El Cóndor y al Consorcio Hidroeléctrico Tuluá para la construcción de las centrales hidroeléctricas Amaime y Alto y Bajo Tuluá.

De acuerdo con el informe de gestión de 2010, en los activos de propiedad, planta y equipo la compañía avanzó en su plan de expansión con la construcción y el diseño de cuatro proyectos de generación, con objeto de incrementar su capacidad instalada en 215 MW con recursos estimados por valor de \$889.530 millones.

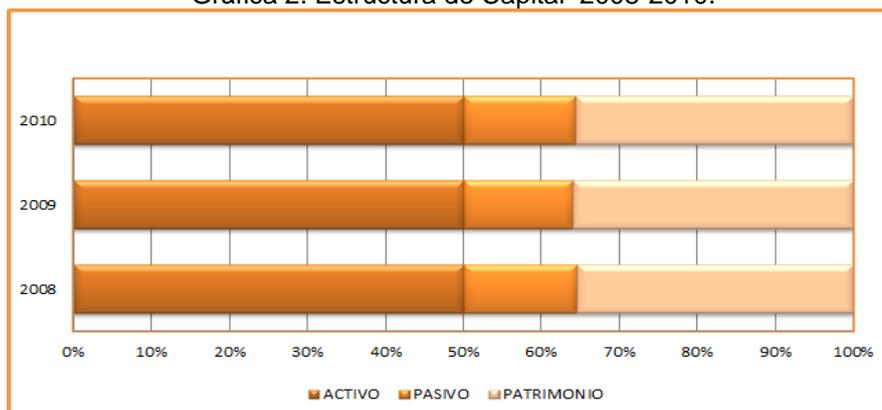
En el año se logró terminar la construcción de la Central Hidroeléctrica Amaime, de 19,9 MW. El proyecto Alto Tuluá (20 MW) alcanzó un avance total de 75,7% y un 89,7% en la excavación del túnel. El proyecto Bajo Tuluá (20 MW) alcanzó un avance total del 62% y un 47,5% en la excavación del túnel.

En noviembre fue autorizada la construcción del proyecto hidroeléctrico Cucuana, de 55 MW, con la utilización de los ríos Cucuana y San Marcos en el municipio de Roncesvalles (Tolima). Este proyecto está definido para iniciar construcción en el primer trimestre de 2011 con un costo previsto total de \$201.771 millones. En el proyecto Miel II, de 120 MW continúe en el avance de las actividades previas a su ejecución.

Como se mencionó al comienzo la compañía realizó avalúos que significaron un incremento en las valorizaciones de propiedad, planta y equipo, de un saldo de \$479.700 millones en 2009 a \$1.158.091 millones en 2010.

Los **Pasivos** de la compañía alcanzaron un valor de \$1.185.585 millones, obteniendo una participación del 29% dentro de la estructura de capital (Ver Gráfica 2). Se encontró el mayor crecimiento, equivalente al 315%, en los pasivos no corrientes debido a la emisión de bonos en Abril de 2010, la cual fue colocada en el mercado público de valores colombiano.

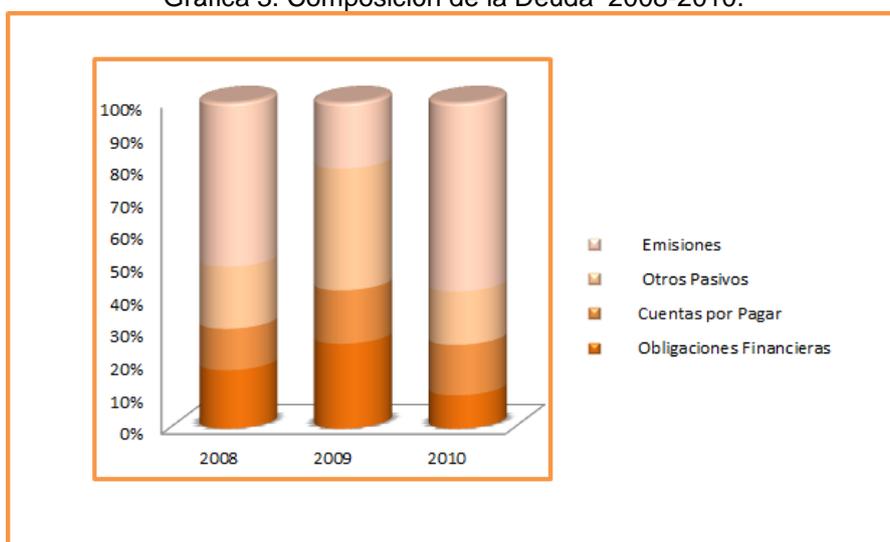
Gráfica 2. Estructura de Capital 2008-2010.



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

En la composición de la deuda se destaca una participación superior al 50% en emisiones de bonos de deuda. En la medida que crece esta alternativa de financiación, se reducen los saldos en obligaciones financieras.

Gráfica 3. Composición de la Deuda 2008-2010.



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

El **Patrimonio** de la compañía registró un crecimiento proporcional al registro de utilidades netas y el superávit por las valorizaciones de propiedad, planta y equipo. Se presenta una variación del 34% al pasar de \$2.189.166 millones a \$2.929.018 millones.

Desde 2009 se han registrado cambios importantes en la composición accionaria de la empresa. De acuerdo con el informe de gestión “El 14 de diciembre de 2009, a través de una OPA sobre las acciones de la Matriz, los accionistas controlantes a esa fecha, Gas Natural Internacional SDG S.A., Unión Fenosa Internacional S.A. y Unión Fenosa Colombia S.A., vendieron su participación accionaria; siendo adjudicatarios de la OPA Colener S.A.S., Inversiones Argos S.A. y Banca de Inversión Bancolombia S.A.

El 29 de marzo de 2010, la sociedad Colener S.A.S., filial de Compañía Colombiana de Inversiones S.A. E.S.P., adquiere mediante un preacuerdo bursátil el 2,69% de las acciones de la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., otorgándole el control con el 50,01% de las acciones en circulación.”

## 2.2 Estado De Resultados

Los **ingresos operacionales** crecieron el 12% alcanzando un valor de \$1.153.744 millones. La compañía ocupa la posición número 2 en el valor de los ingresos luego de EPM, entre 12 empresas Generadoras Distribuidoras Comercializadoras.

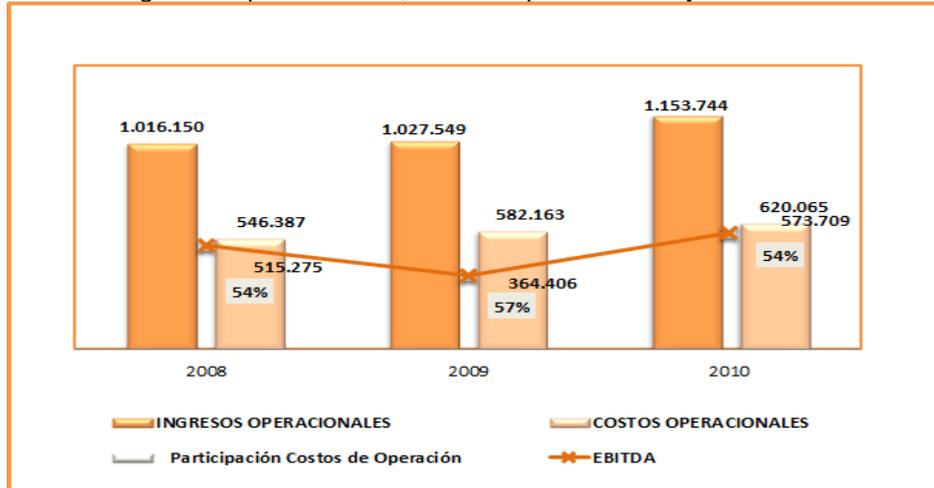
Cuadro 2. Estado de Resultados 2008 – 2010.

ESTADO DE RESULTADOS (Millones)	2008	2009	2010	Var 08/09	Var 09/10
PIB Energía Eléctrica	10.683.000	12.702.000	13.676.000	19%	8%
% Suministro de Energía dentro del Pib Total	2,22%	2,50%	2,50%		
Ingresos Operacionales Generadoras Distribuidoras Comercializadoras	7.472.582	8.028.296	8.684.200	7%	8%
Posición Compañía (Ranking 12 Empresas)	2	2	2		
<b>INGRESOS OPERACIONALES</b>	<b>1.016.150</b>	<b>1.027.549</b>	<b>1.153.744</b>	<b>1%</b>	<b>12%</b>
Generación	490.044	457.904	502.760	-7%	10%
Transmisión	0	0	0		
Distribución	133.285	145.209	163.012	9%	12%
Comercialización	376.796	412.768	457.173	10%	11%
<b>COSTOS OPERACIONALES</b>	<b>546.387</b>	<b>582.163</b>	<b>620.065</b>	<b>7%</b>	<b>7%</b>
Participación Costos de Operación	54%	57%	54%	5%	-5%
Compras en Bloque y/o a Largo Plazo	18.897	41.910	9.747	122%	-77%
Compras en Bolsa y/o a Corto Plazo	44.305	65.419	89.001	48%	36%
<b>GASTOS OPERACIONALES</b>	<b>147.132</b>	<b>292.182</b>	<b>221.297</b>	<b>99%</b>	<b>-24%</b>
Gastos de Administración	37.244	36.364	58.626	-2%	61%
Gastos Deprec, Amort, Provis, y Agotam.	109.888	255.818	162.670	133%	-36%
Participación Gastos de Administración	14%	28%	19%	96%	-33%
<b>UTILIDADES OPERACIONALES</b>	<b>322.631</b>	<b>153.204</b>	<b>312.383</b>	<b>-53%</b>	<b>104%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>515.275</b>	<b>364.406</b>	<b>573.709</b>	<b>-29%</b>	<b>57%</b>
<b>INGRESOS NO OPERACIONALES</b>	<b>97.294</b>	<b>297.401</b>	<b>53.556</b>	<b>206%</b>	<b>-82%</b>
Financiación de Usuarios	1.767	2.603	1.781	47%	-32%
Utilidades Método Participación y Dividendos	22.486	18.440	15.123		
<b>GASTOS NO OPERACIONALES</b>	<b>156.916</b>	<b>99.786</b>	<b>76.935</b>	<b>-36%</b>	<b>-23%</b>
Gasto de Intereses	80.714	46.777	32.368	-42%	-31%
<b>UTILIDADES NETAS</b>	<b>263.008</b>	<b>350.819</b>	<b>289.004</b>	<b>33%</b>	<b>-18%</b>

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

El Ebitda de la compañía registró una gestión destacada con un aumento del 57% pasando de \$364.406 millones a \$573.709 millones. Lo anterior se debe a una menor participación de los costos operacionales sobre ingresos operacionales, que pasó del 57% al 54%, y a una disminución de los gastos operacionales del 24%

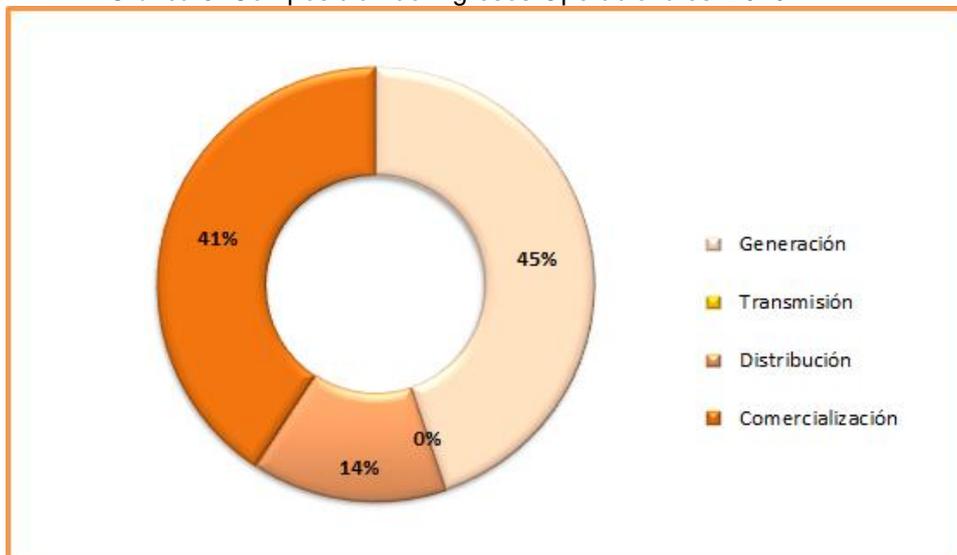
Gráfica 4. Ingresos Operacionales, Costos Operacionales y Ebitda 2008 - 2010.



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

El gráfico 5 muestra la composición de ingresos de la empresa durante 2010, con una participación del 45% en Generación con un valor de \$ 502.760 millones 41% en Comercialización con \$457.173 millones y 14% en Distribución con \$163.012 millones.

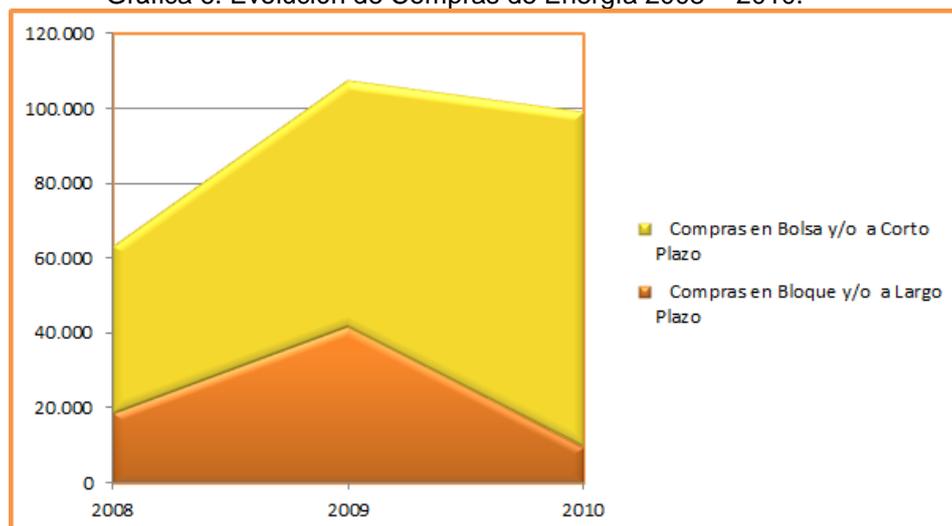
Gráfica 5. Composición de Ingresos Operacionales 2010.



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Los costos operacionales han mantenido en los tres años una participación estable del 54% y 57% de los ingresos operacionales. En el último año estos costos se ubicaron en \$620.065 millones conformados principalmente por las compras de energía, usos de conexiones y redes, amortizaciones, depreciaciones, y mantenimientos y reparaciones. Las compras de energía en bolsa se incrementaron en un 36% mientras que las compras en bloque se redujeron en un 77%, según muestra el gráfico 6.

Gráfica 6. Evolución de Compras de Energía 2008 - 2010.



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Los gastos operacionales, conformados por los gastos administrativos y los gastos de depreciaciones, amortizaciones y provisiones se redujeron en un 24%. Lo anterior generó una reducción en la participación de gastos administrativos sobre ingresos operacionales del 28% al 19%.

En los gastos de provisiones se registró una disminución importante, debido a que en 2009 se habían estimado \$127.502 millones en provisiones para contingencias, y en 2010 el valor de esta provisión fue de sólo \$3.643 millones.

Los ingresos no operacionales registraron un cambio significativo con una disminución del 82%, pasando de \$297.401 millones a \$53.556 millones. Lo anterior debido a que en 2009 se vendieron 129.989.917 acciones de Isagen S.A. E.S.P. a un valor promedio por acción de \$2.135 pesos, generando una utilidad de \$203.591 millones. Los ingresos no operacionales de 2010 estuvieron conformados principalmente por compensaciones recibidas de proveedores, intereses sobre depósitos e ingresos por el método de participación.

Los gastos no operacionales de \$76.935 millones se concentran en los gastos de intereses derivados de las obligaciones financieras, gastos financieros del contrato con Termovalle y gastos de contingencias.

Las utilidades operacionales crecieron en un 104% pasando de \$153.204 millones a \$312.383 millones, mientras que las utilidades netas del ejercicio se redujeron en un 18%, al pasar de \$350.819 millones a \$289.004 millones.

## 2.3 Indicadores Financieros

En los indicadores financieros de la empresa se observa en general un desempeño óptimo.

La emisión de bonos hace que la empresa registre importantes excedentes de efectivo. Esta situación ha contribuido a una implementación de procesos a favor de la calidad del servicio, capacidad para garantizar nuevos contratos de compras de

energía, mantenimientos, y otros; y la mejora de procesos en la gestión corporativa de la empresa.

El margen de operación del negocio (49,7%) es destacado en comparación con el obtenido en general por las Generadoras Distribuidoras Comercializadoras - GDC (19%). Las rentabilidades de activos y patrimonio del 13,9% y 15% también superan los promedios del grupo, equivalentes al 7% y 9%, respectivamente.

Cuadro 3. Indicadores Financieros 2008 – 2010.

INDICADORES 034/2004	Liquidez y Gestión						Endeudamiento			Rentabilidad			
	Razón Corriente (Veces)	Capital de Trabajo (\$ millones)	Capital de Trabajo Neto (\$millones)	Activo Corriente/ Total (%)	Rotación de Cuentas por Cobrar (Días)	Rotación de Cuentas por Pagar (Días)	% Deuda	Pasivo Corriente /Pasivo Total (%)	Cobertura de Intereses (Veces)	Margen Operacional (%)	Rentabilidad de Activos ROA (%)	Rentabilidad del Patrimonio ROE (%)	Margen Neto (%)
2008	0,46	233.878	163.005	7,4%	63,3	29,7	29%	45%	6,4	50,7%	16,3%	14,9%	25,9%
2009	0,41	260.679	180.719	8,6%	71	42,7	28%	27%	7,8	35,5%	12,0%	9,9%	34,1%
2010	2,29	559.588	472.250	13,6%	60	45,0	29%	79%	17,7	49,7%	13,9%	15,0%	25,0%
Promedio GRUPO 2010	1,83	2.568.357	nd	20%	74	37	30%	35%	33,63	19%	7%	9%	10%

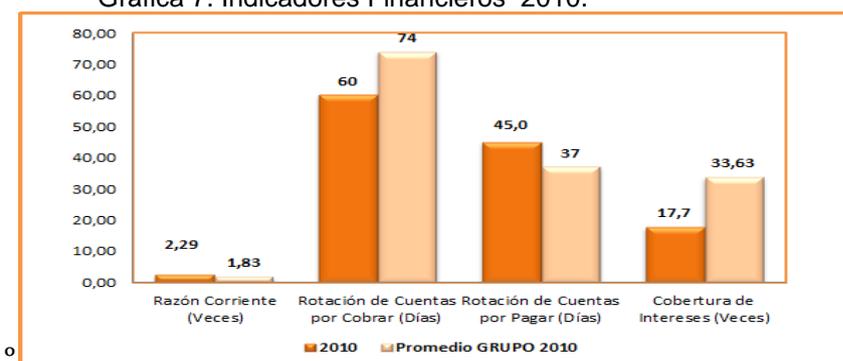
Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Si bien en la rotación de cuentas por cobrar (60 días) la gestión es más eficiente al promedio del grupo de las GDC (74 días), no es suficiente para cumplir con el referente. La rotación de cuentas por pagar cumple el referente con un resultado de 45 días, sin embargo su gestión es comparativamente deficiente en comparación con las Generadoras Distribuidoras Comercializadoras, dado que éstas tardan sólo 37 días en el cumplimiento de pago con proveedores.

El nivel de endeudamiento se mantuvo estable en los dos últimos años, equivalente al 29%. La concentración de pasivos en el corto plazo del 79% se origina en una cuenta por pagar de \$133.557 derivado del fallo proferido en contra de la Empresa asociado al proceso judicial relacionado con el mantenimiento de la central del Bajo Anchicayá.

La reducción en las obligaciones financieras ha impactado favorablemente los gastos financieros de la compañía permitiendo que el indicador se eleve de 7,8 veces en 2009 a 17,7 veces en 2010.

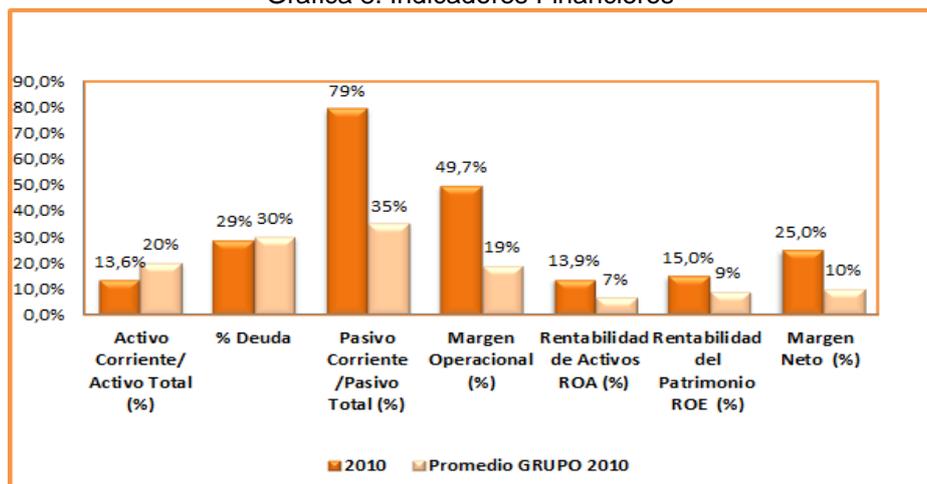
Gráfica 7. Indicadores Financieros 2010.



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

El margen neto de la compañía fue del 25% frente a un 10% que arrojan en promedio las Generadoras Distribuidoras Comercializadoras.

Grafica 8. Indicadores Financieros



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Se reitera el excelente desempeño de liquidez de la compañía en el último año. El indicador de la razón corriente es de 2,29 veces frente a 1,83 veces de las GDC. En 2008 y 2009 este indicador fue deficiente con resultados inferiores a 1 veces. La empresa en 2010 aportó casi el 22% del capital de trabajo de las empresas del grupo con \$559.588 millones.

#### 2.4 Indicadores De Gestión Resolución 034 DE 2004

En la comparación con los referentes calculados a partir de la metodología de la Resolución CREG 034 de 2004, se obtuvo que la empresa cumple todos los indicadores excepto la rotación de cuentas por cobrar de 60,1 días frente al indicador de referencia de 58 días. Vale destacar la cercanía del resultado al óptimo establecido por la CREG.

Cuadro 4. Indicadores de Gestión Financieros 2008 – 2010.

INDICADORES DE GESTIÓN	Margen Operacional	Cobertura de Intereses – Veces	Rotación de Cuentas por Cobrar – Días	Rotación de Cuentas por Pagar – Días	Razón Corriente – Veces
Referente 2010	27,20%	6	58	45	2
Resultado 2010	49,7%	17,7	60,1	45,0	2,29

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Del concepto de viabilidad de la firma AEGR (Deloitte) se puede extraer lo siguiente:

*“ Como resultado de nuestro trabajo de Auditoría Externa de Gestión, con base en la aplicación de los procedimientos de auditoría y de lo requerido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Resolución 12295 de 2006 y basados en los resultados de sus estados financieros auditados, los resultados de sus variables y las proyecciones financieras estimadas por la Compañía y de nuestro análisis del Flujo de Caja Libre, de la generación interna de fondos frente al servicio a la deuda y los requerimientos de inversiones, de la cobertura de gastos financieros y del apalancamiento operativo y financiero, según los escenarios modelados, se infiere que la Empresa exterioriza una posición financieramente viable en el escenario proyectado.*

Según manifestó la organización durante el 2010 no se inició ningún proceso de limitación de suministro contra Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. (en adelante EPSA).

Como resultado de nuestro trabajo de Auditoría Externa de Gestión y Resultados, según lo establecido en la Resolución 20061300012295 de 2006 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y con base a la aplicación de los procedimientos de auditoría, enfocados a determinar la gestión realizada por la Empresa en temas como mantenimientos en redes y equipos, falta de inversión, interrupciones y duración de las mismas, calidad de la potencia y pago de compensaciones, excepto por lo revelado a continuación, no encontramos evidencia que nos indique 3 Informe Final de Auditoría que se presentaron otros cambios significativos que impacten la calidad y la continuidad en la prestación del servicio.”

### 3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

#### 3.1 Infraestructura

EPSA presta los servicios públicos domiciliarios de generación, distribución, comercialización y transmisión de energía en los sectores residencial, comercial, e industrial principalmente en el Departamento del Valle del Cauca. Dispone en su sistema de distribución de 7.500 kilómetros de redes de baja tensión, 61 subestaciones y 357 circuitos clasificados en los grupos de calidad 1, 2, 3 y 4.

#### 3.2 Indicadores Técnico Operativos

Los indicadores de gestión que se presentan en este capítulo son el resultado de la aplicación de la metodología de evaluación prevista en las resoluciones CREG-072/02 y CREG-034/04. Al respecto se aprecia que la empresa cumple la relación de reclamos de facturas y la atención de reclamos de servicio. No obstante en la relación de suscriptores sin medición se registró un resultado distante del indicador de referencia, aunque se aprecia una mejoría considerable con respecto al año 2009, pasando de 19 a 13 usuarios sin medición por cada 100 suscriptores. Con respecto a la atención de solicitud de conexión la empresa no reporto oportunamente la información necesaria para el cálculo de este indicador, situación agravada por el incumplimiento del mismo referente el año inmediatamente anterior.

Cuadro 5. Indicadores Técnico Administrativos durante los años 2009 y 2010

Indicadores Técnico Administrativos	Referentes	2009	2010	Cumplimiento 2010
Relación de Suscriptores Sin Medición	5	19.43	13.34	No Cumple
Relación de Reclamos de Facturas	100	17.46	20.88	Cumple
Atención de Reclamos de Servicios	0	0	0	Cumple
Atención Solicitud de Conexión	0	6.5	N.D	No Disponible

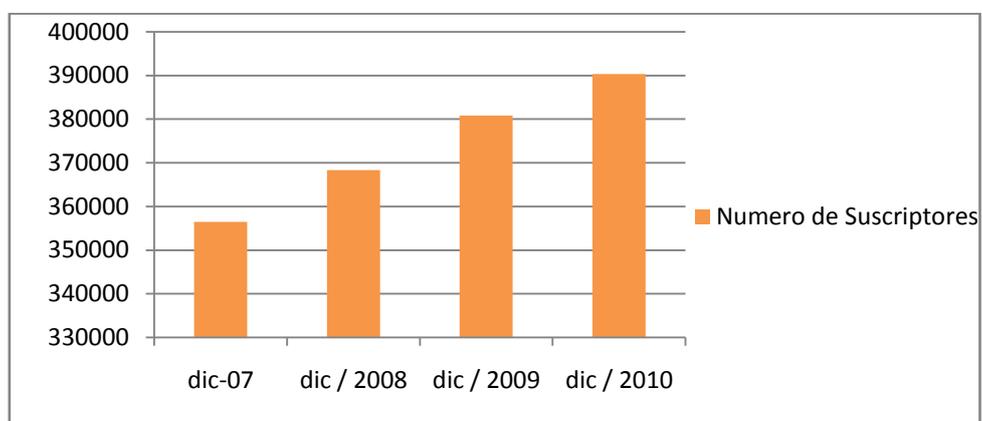
Fuente: Sistema Único de Información – SUI

## 4. ASPECTOS COMERCIALES

### 4.1 Conformación del Mercado

Según la información existente en el Sistema SUI la empresa, hasta diciembre de 2010, contaba con 389.638 suscriptores, presentando un incremento del 2,32% con respecto al año anterior (ver grafica 9).

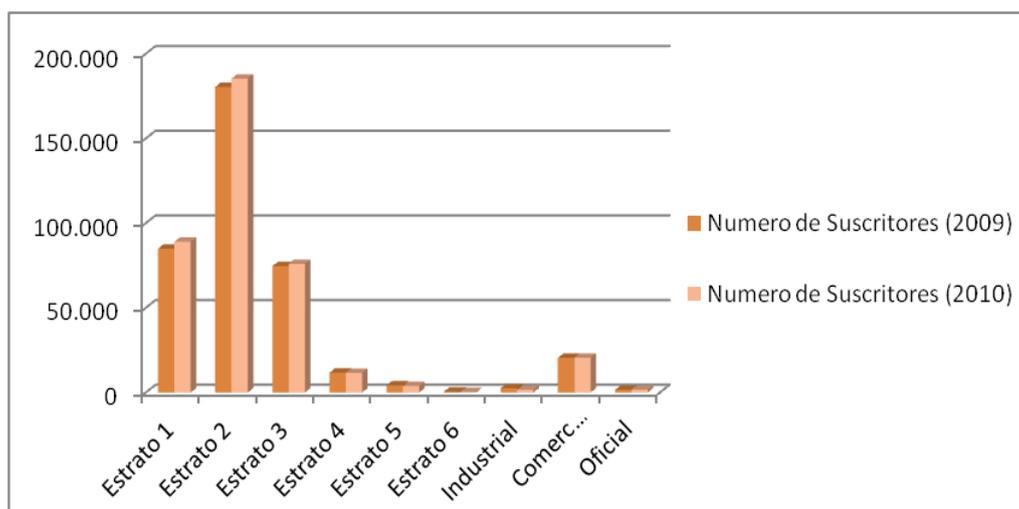
Grafico 9. Número de Suscriptores Pertenecientes a EPSA S.A. E.S.P. en los últimos años



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

De igual forma el número de suscriptores se encuentra distribuido en los distintos sectores socioeconómicos según se muestra en la grafica 11:

Grafica 10. Comparación Numero Suscriptores Pertenecientes a EPSA S.A. E.S.P. entre los años 2009 y 2010



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Cuadro 6. Numero de Suscriptores Durante los Años 2009 y 2010

Estrato	2009	2010	Diferencia %
Estrato 1	84.953	89.014	45,98%
Estrato 2	180.374	185.259	55,30%
Estrato 3	74.580	75.990	15,96%
Estrato 4	11.661	11.603	-0,66%
Estrato 5	4.253	3.809	-5,03%
Estrato 6	395	219	-1,99%
Industrial	2.601	1.691	-10,30%
Comercial	20.432	20.510	0,88%
Oficial	1.556	1.543	-0,15%
<b>Total</b>	<b>380.805</b>	<b>389.638</b>	<b>2,32%</b>

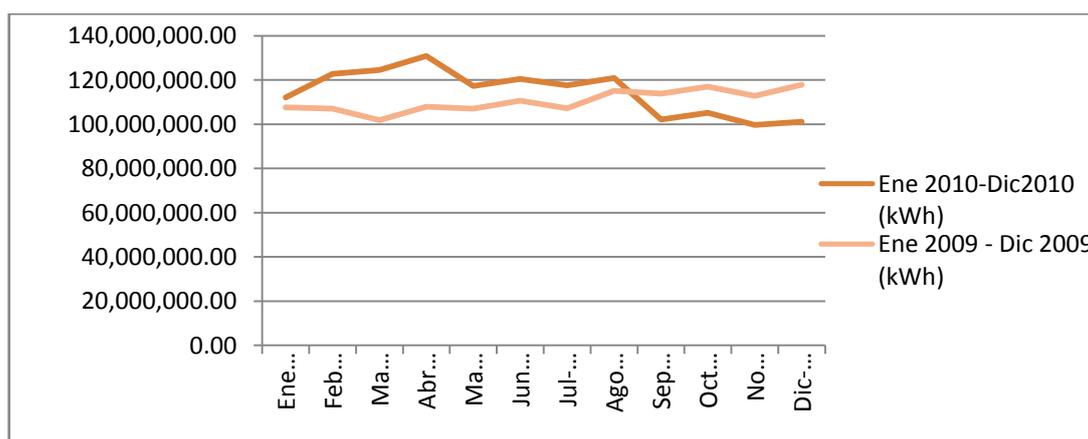
Fuente: Sistema Único de Información – SUI

De lo anterior se aprecia que el principal incremento en el número de usuarios se origina en el estrato 2, cerca del 55% con respecto al incremento total.

#### 4.2 Consumo

La energía consumida por el conjunto de usuarios suscritos a la empresa, entre enero de 2009 y diciembre de 2010 fue 1.374 GWh, presentando un incremento de 47,8 GWh con respecto al periodo anterior (ver grafica 12).

Grafico 11. Consumos Facturados a Suscriptores Pertenecientes a EPSA S.A. E.S.P. en los años 2009 y 2010



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Cuadro 7. Consumo de Energía Durante los Años 2009 y 2010

Estrato	2009 (kwh)	2010 (kwh)	Diferencia %
Estrato 1	123.798.581,00	131.671.225,00	16,45%
Estrato 2	307.298.059,00	310.945.186,00	7,62%
Estrato 3	128.268.625,00	127.368.764,00	-1,88%
Estrato 4	24.685.084,00	23.958.922,00	-1,52%
Estrato 5	14.553.275,00	13.018.817,00	-3,21%
Estrato 6	3.420.675,00	2.568.228,00	-1,78%
Industrial	426.039.204,00	438.022.252,00	25,04%
Comercial	211.540.158,00	231.375.229,00	41,44%
Oficial	33.829.163,00	32.949.318,00	-1,84%
Alumbrado Publico	52.795.793,00	53.186.045,00	0,82%
Otros	187.284,00	9.214.926,00	18,86%
<b>Total</b>	<b>1.326.415.901,00</b>	<b>1.374.278.912,00</b>	<b>3,61%</b>

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

De lo anterior se aprecia que el principal incremento en el consumo se origino en el sector comercial, cerca del 41% con respecto al incremento total. Los usuarios residenciales de estratos 1,2 y 3 representan el 89,73% del total y sólo consumen el 40,11% del total de la energía facturada por la empresa. En relación con estos estratos cabe precisar también, que el 56% está ubicado en la zona urbana.

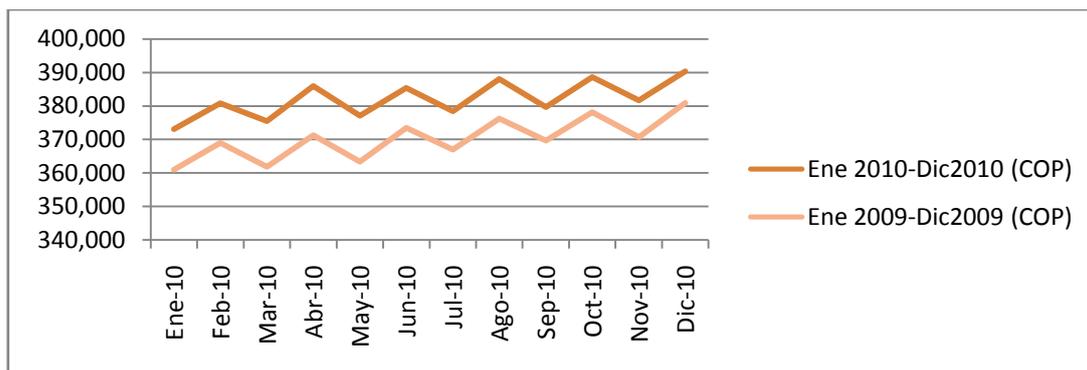
### 4.3 Facturación

Para la actividad de comercialización, la empresa facturó por concepto de consumos, para el año 2010, un total de \$409.509 millones, es decir \$27.283 millones más de lo facturado en el año 2009 (ver cuadro 8).

Cuadro 8. Total Facturado por Consumo Durante los Años 2009 y 2010

Estrato	2009 (\$)	2010 (\$)	Diferencia %
Estrato 1	26.531.592.747,70	27.363.213.959,32	5,90%
Estrato 2	76.180.423.579,52	75.545.278.839,61	-4,51%
Estrato 3	45.324.910.629,54	44.930.327.300,13	-2,80%
Estrato 4	9.361.845.856,97	9.241.302.081,00	-0,86%
Estrato 5	5.919.638.561,05	5.632.534.189,00	-2,04%
Estrato 6	1.255.079.584,24	1.079.943.600,00	-1,24%
Industrial	126.044.983.059,60	129.983.366.009,93	27,94%
Comercial	80.257.339.133,97	87.516.731.950,42	51,50%
Oficial	11.349.748.342,00	11.085.327.878,00	-1,88%
Alumbrado Publico	13.096.625.180,45	13.437.538.047,00	2,42%
Otros	90.247.440,00	3.693.520.950,00	25,56%
<b>Total</b>	<b>395.412.434.115,04</b>	<b>409.509.084.804,41</b>	<b>3,57%</b>

Grafico 12. Facturación Comercial de la empresa EPSA S.A. E.S.P. durante los años 2009 y 2010.



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

#### 4.4 Tarifas

A continuación se resume el comportamiento del costo Unitario de Prestación del Servicio por estratos. El Cu se definió en la resolución CREG 119 de 2007 como la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica.

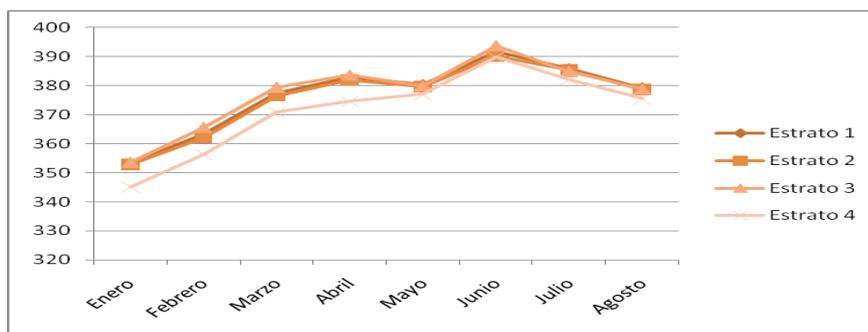
De acuerdo a la resolución CREG 168 de 2008 las empresas pueden optar por una opción tarifaria, a la que se acogió EPSA en 2010.

Cuadro 9. Tarifas aplicadas durante el año 2010

Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4
Enero	353.4	352.76	353.51	366,31
Febrero	363.46	361.93	365.58	380,58
Marzo	377.32	376.47	379.42	384,2
Abril	382.9	381.82	383.6	380,4
Mayo	380.29	379.67	379.95	394,46
Junio	391.66	390.19	393.76	385,17
Julio	385.79	385.38	384.89	379,21
Agosto	379.2	378.68	378.83	376,82

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Grafico 13. Tendencia de la tarifa según estrato.



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Se aprecia que el pico de la tarifa se presentó durante el mes de Junio. La fluctuación de la tarifa, se debe principalmente a la componente de Generación (ver cuadro 10), que es un promedio ponderado de la forma como se adquiere la energía (bolsa o contrato). La opción tarifaria prevista en la resolución CREG -168 permitió que si bien el costo de generación se incrementó en 22,4% entre los meses de enero y mayo, el CUV aplicado a los usuarios subió poco menos de 5% para el mismo periodo.

Cuadro 10. Componentes de las Tarifas aplicadas durante el año 2010

Periodo	GM	TM	PR	DT	CV	RM	CUV
1	117,25	20,79	23,5	143,5	51,89	9,43	366,31
2	124,7	21,32	24,8	142,3	52,35	15,1	380,58
3	126,01	22,58	25,23	145,8	52,66	11,92	384,2
4	126,63	20,62	25,07	153,7	52,78	1,57	380,4
5	127,29	21,85	25,4	162,8	52,89	4,26	394,46
6	117,79	21,34	23,66	161,4	53,15	7,84	385,17
7	116,71	21,94	23,53	151	53,1	12,97	379,21
8	116,05	21,24	23,27	151	53,08	12,22	376,82
9	115,41	20,96	23,1	151	53,13	11,73	375,29
10	114,91	21,18	23,04	150,2	53,05	11,73	371,14
11	114,49	20,38	22,85	117,6	52,99	4,13	332,4
12	115,74	21,02	23,19	120,3	53,09	6,73	340,02

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

En el cuadro 10 se aprecia la variación en la tarifa con respecto al año anterior, ocasionado en parte por fenómeno del Niño que ocasiono la escases de agua en las diferentes centrales hidroeléctricas del país.

Cuadro 11. Comparación de las componentes de generación durante los años 2009 y 2010

Periodo	Gm (2009)	Gm (2010)	Variación %
1	98,42	117,25	19,13%
2	115,67	124,7	7,81%
3	117,89	126,01	6,89%
4	118,14	126,63	7,19%
5	120,51	127,29	5,63%
6	105,04	117,79	12,14%
7	103,95	116,71	12,28%
8	104,24	116,05	11,33%
9	103,31	115,41	11,71%
10	103,16	114,91	11,39%
11	101,83	114,49	12,43%
12	102,85	115,74	12,53%

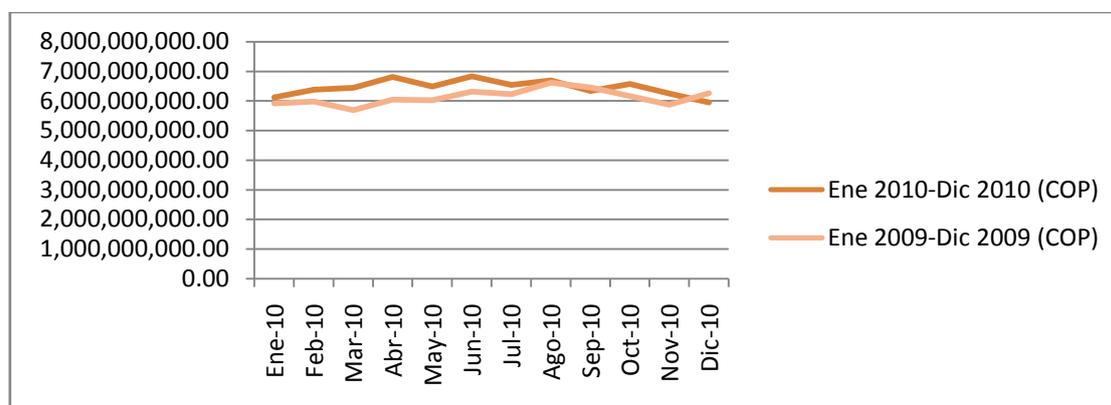
Fuente: Sistema Único de Información – SUI

#### 4.5 Subsidios y Contribuciones

En las graficas 15 y 16 se aprecia el comportamiento de los subsidios que otorgó la empresa a usuarios de inmuebles residenciales y zonas rurales de estrato 1, 2, 3 y la tendencia a través del tiempo de las contribuciones cobradas por la misma a los usuarios de inmuebles residenciales de los estratos 5 y 6, industriales y comerciales, además de los estados de los mismos durante el periodo inmediatamente anterior, al

respecto cabe anotar que para el año 2010, el total de subsidios otorgados ascendieron a \$77.408 millones de pesos, \$3.891 millones más que lo otorgado por la empresa en el año 2009, lo anterior originado parcialmente por el incremento en el número de suscriptores expuesto anteriormente.

Grafico 14. Subsidios otorgados por EPSA S.A. E.S.P. a sus suscriptores pertenecientes a los estratos 1,2 y 3.



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Como se puede apreciar en el cuadro que sigue, se registró un incremento de 7,22% en los subsidios. Cifra representada principalmente por un aumento de 11,26% para el sector estrato 1 (ver cuadro 12).

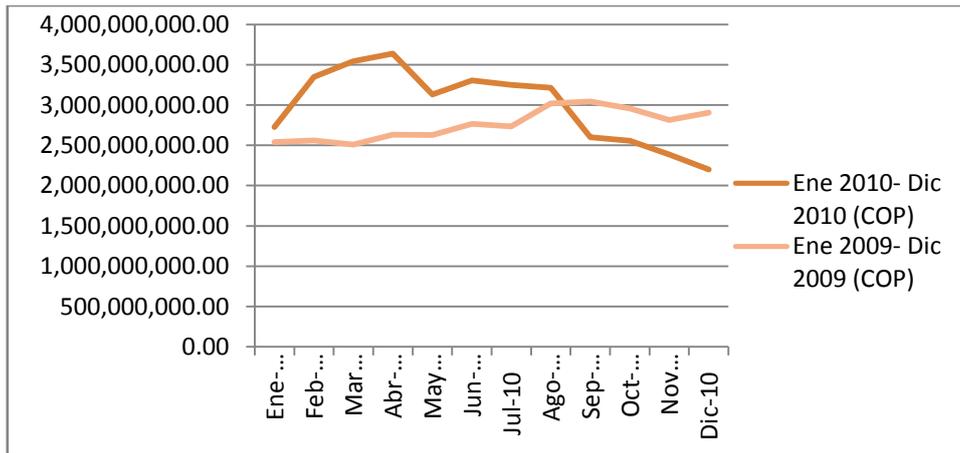
Cuadro 12. Comparación de Subsidios y Contribuciones durante los años 2009 y 2010

Tipo	2009	2010	Variación (%)
<b>Estrato 1</b>	\$ 15.672.581.608	\$ 17.437.707.000	11,26%
<b>Estrato 2</b>	\$ 29.529.882.633	\$ 31.177.766.047	5,58%
<b>Estrato 3</b>	\$ 3.582.526.369,00	\$ 3.690.403.662	3,01%
<b>Total Subsidios</b>	\$ 48.748.990.610	\$ 52.305.876.708	7,30%
Tipo	2009	2010	Variación (%)
<b>Estrato 5</b>	\$ 542.971.060,00	\$ 552.448.749	1,75%
<b>Estrato 6</b>	\$ 121.879.487,00	\$ 109.403.111	-10,24%
<b>Industrial</b>	\$ 12.825.211.111	\$ 16.082.701.068	25,40%
<b>Comercial</b>	\$ 7.884.898.149	\$ 9.382.777.729	19,00%
<b>Total Contribuciones</b>	\$ 21.374.959.807	\$ 26.139.726.038	22,29%

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Con respecto a las contribuciones, a partir de la información consultada en el Sistema SUI, estas llegaron a la cifra de \$35.979 millones de pesos \$2.874 millones más que lo recolectado por la empresa, por este concepto, durante el año 2009.

Gráfico 15. Contribuciones cobradas por EPSA S.A. E.S.P. a sus suscriptores pertenecientes a los estratos 5 y 6.



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Dentro de los contribuyentes se destaca el incremento del sector industrial y el decremento del estrato 6, que fue de 25,4% y -10,24% respectivamente.

## 5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

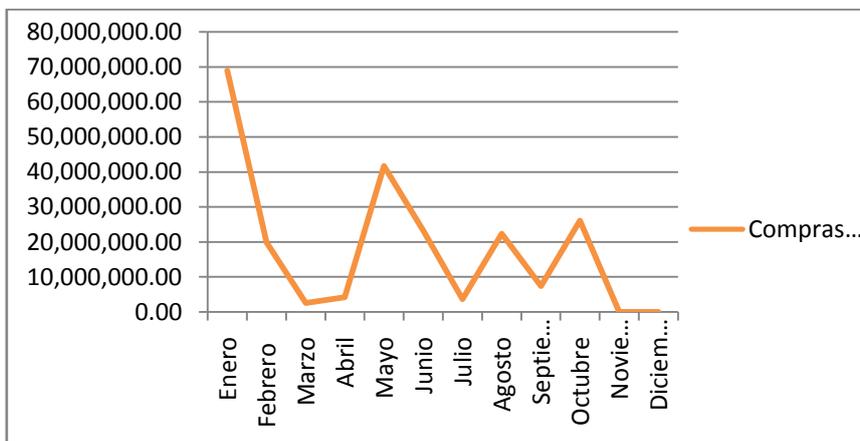
### 5.1 Limitación de Suministro

De acuerdo a la información reportada en la página de XM, en el año 2010 no se dio inicio a ningún procedimiento de limitación de suministro a EPSA.

### 5.2 Exposición a Bolsa

Según información suministrada por la empresa XM S.A. E.S.P. la empresa EPSA S.A. E.S.P. compro en bolsa, durante el año 2010, la cantidad de GWh por un valor de \$28.616 millones de pesos (Ver grafica 17).

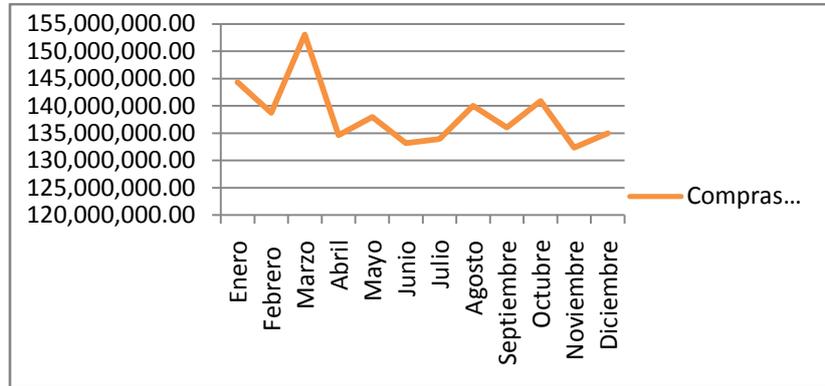
Gráfico 16. Compras realizadas por EPSA S.A. E.S.P. mediante la modalidad de Bolsa



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Por otra parte la empresa adquirió, durante el año 2010, mediante la modalidad de contratos un total de 1.660 GWh por un valor de \$221.601 millones de pesos (Ver grafica 18).

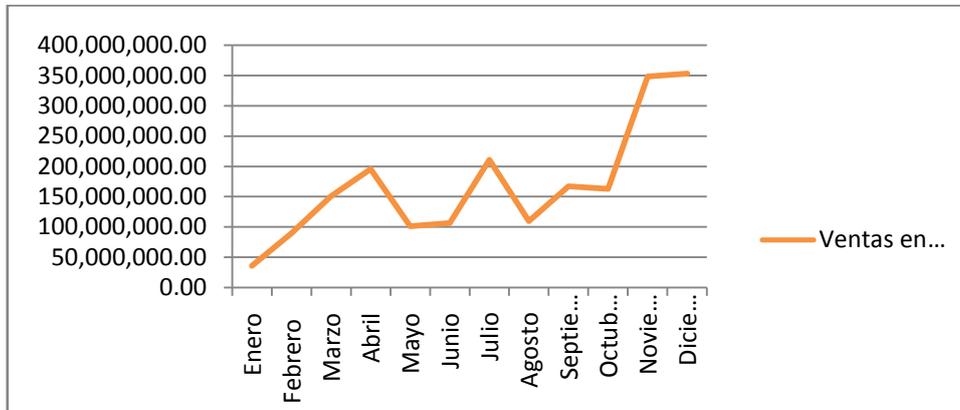
Grafico 17. Compras realizadas por EPSA S.A. E.S.P. mediante la modalidad de Contratos



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Finalmente la empresa vendió en bolsa, durante el año 2010, 2.030 GWh por un valor de \$247.335 millones (ver grafica 19).

Grafico 18. Ventas de Energía a través de Contratos durante el 2010.



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Finalmente en el cuadro 13 se presentan la variaciones en las compras y ventas de energía con respecto al año anterior.

Cuadro 13. Compras y Ventas de Energía Durante los Años 2009 y 2010

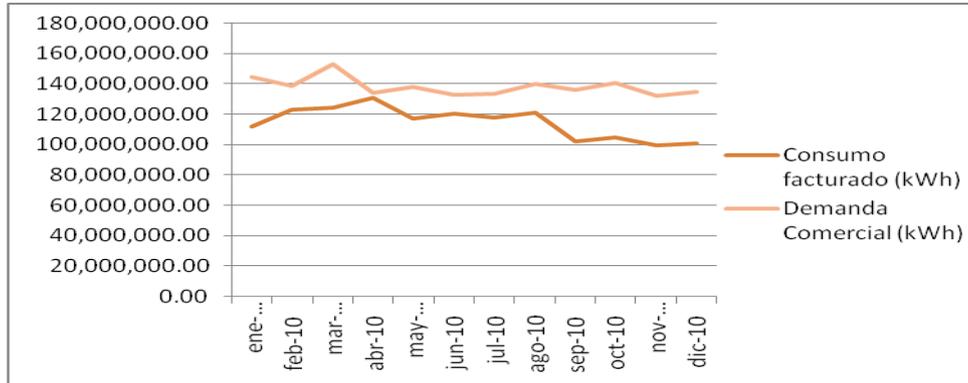
Compras	2009	2010	Variación %
Bolsa	274,55	220	-19,87%
Contratos	1556,79	1660	6,63%
<b>Total</b>	<b>1831,34</b>	<b>1880</b>	<b>2,66%</b>
Ventas	2009	2010	
Bolsa	1332,88	1660	24,54%
Contratos	2347,02	2030	-13,51%
<b>Total</b>	<b>3679,9</b>	<b>3690</b>	<b>0,27%</b>

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

### 5.3 Pérdidas Comerciales

Este indicador esta definido por la diferencia entre la demanda comercial y la facturación comercial total, dividido entre la demanda comercial, una vez consultada la base de datos de XM la demanda comercial para el año 2010 fue 1.659 GWh. Por otra parte y a partir del Sistema de información SUI, se encontró que la facturación por consumo en el mismo periodo fue 1.374 GWh (Ver grafica 20).

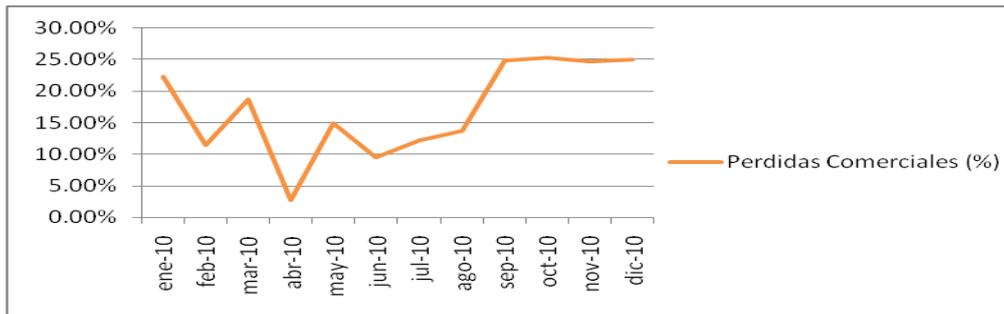
Grafico 19. Consumo Facturado y Demanda Comercial de la empresa entre enero y julio de 2010



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Así las cosas y según lo expuesto el porcentaje de pérdidas comerciales, para el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2010, fue de 17,2% (Ver Grafica 21).

Grafico 20. Comportamiento de las pérdidas comerciales entre enero y diciembre de 2010



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

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

Actualmente la empresa tiene pendiente por cargar al Sistema Único de Información-, SUI, dos formatos correspondientes al año 2010 y uno relacionado con el año 2009, (ver cuadro 14).

Cuadro 14. Formatos Pendientes por Cargar al SUI, años 2009 y 2010.

Formato	Periodo	Año	Extemporáneo (Días)
Información Básica De Circuitos E Interrupciones - Transformadores Varios Mercados	11	2010	231
Información Básica De Circuitos E Interrupciones - Transformadores Varios Mercados	12	2010	200
Diagnostico Sobre Nivel De Riesgo Pdf Energía	1	2009	506

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Ante lo anterior esta Superintendencia realizo un requerimiento a la empresa a través del radicado 20102201257331 del 23 de diciembre de 2010, solicitando el cargue y/o certificación de los formatos pendientes.

## 7. ACCIONES DE LA SSPD

Con base en la información entregada por la Dirección de Investigaciones de la Delegada de Energía y Gas, se tiene que la empresa EPSA S.A. E.S.P., no presentó en 2010 investigación preliminar alguna.

## 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La compañía ha optimizado la buena calificación de riesgo obtenida para la emisión de bonos, sustituyendo los pasivos financieros, y logrando menores costos financieros por concepto de intereses.
- Los cambios en la composición accionaria no han generado efectos en la continuidad de la prestación del servicio.
- Si bien el indicador de reclamos por facturas se cumple, es evidente que persisten las quejas por alto consumo, y calidad del servicio. Se recomienda requerir a la empresa para verificar las acciones que se están tomando al respecto
- Se recomienda un seguimiento a la gestión de indicadores regulatorios, en particular relación de reclamos del servicio, el cual no se pudo calcular por falta de información.
- Existe varios formatos pendientes por cargar al SUI, desde el año 2009 por lo cual, aunque son pocos, se recomienda hacer un seguimiento a su cargue, o verificar si los formatos pendientes aplican para el tipo de actividad ejercida por la empresa, no obstante al requerimiento efectuado mencionado anteriormente.