

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

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

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA

ANÁLISIS 2010

AUDITOR: GESTIÓN DE AUDITORÍA ESPECIALIZADA LTDA

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

1.1. Antecedentes de la constitución

La EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A E.S.P. (EEC S.A. E.S.P) está constituida como una empresa de servicios públicos de carácter mixto, realiza la prestación del servicio de energía principalmente en el citado departamento. Es una sociedad comercial por acciones, ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado como empresario mercantil, y el de las sociedades anónimas, con autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal.

1.1.1 Historia (Fuente <http://www.eec.com.co/quienes.htm>)

Durante la década de los años 50, a través de la Empresa Electroaguas, se constituyó una sociedad bajo el nombre de Electrificadora de Cundinamarca S.A., y se estableció como Sociedad Anónima el 21 de marzo de 1958. A lo largo de los años, la Empresa cambió su razón social, y ha sido conocida con los nombres de:

- 1958 - Compañía de Electricidad y Gas Cundinamarca S.A. (CELGAC S.A.).
- 1995 - Empresa de Energía de Cundinamarca S.A – Empresa de Servicios Públicos, y comercialmente, comenzó a usar la sigla EEC – ESP.
- En febrero de 2009 el Gobierno Nacional culmina el proceso de enajenación de sus acciones en las electrificadoras de Cundinamarca (EEC), Santander (ESSA) y Norte de Santander (CENS); la Empresa Energía de Bogotá y su participada Codensa crean la Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. ESP (Decsa), controlada por EEB y con el 51% de las acciones ordinarias, empresa que, en asocio con la Gobernación de Cundinamarca, adquiere las acciones de la nación en EEC (en la actualidad Decsa posee 82,4% de las acciones de EEC).

1.1.2 Objeto Social de la EEC S.A. E.S.P.

Tiene por objeto social prestar el servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias de generación, distribución y comercialización, así como la prestación de los servicios conexos o relacionados con la actividad de servicios públicos de acuerdo con el marco legal y la regulación.

Actividades Principales: comercialización y distribución de energía en el departamento de Cundinamarca.

Plantas de Generación: cuenta con una planta de generación en Puerto Salgar, Río Negro.

Sedes: la sede administrativa de la EEC se encuentra en Bogotá y adicionalmente tiene 16 oficinas en los diferentes municipios de Cundinamarca.

Cuenta además con Atención Personal Móvil en el 100% de los municipios del departamento.

1.1.3 Municipios Atendidos por la EEC

En las siguientes tablas se presentan los departamentos y municipios donde tiene influencia la EEC:

Tabla 2. Departamentos Atendidos por EEC
Comercializador

DEPARTAMENTOS ATENDIDOS EEC		
Antioquia	Cauca	Quindío
Bogotá	Cundinamarca	Risaralda
Boyacá	Huila	Santander
Caldas	Meta	Tolima
Caquetá	Nariño	Valle
Casanare	Norte de Santander	

Fuente SUI

Tabla 3. Municipios Atendidos por EEC Operador de
Red

MUNICIPIOS ATENDIDOS EEC		
Acacías	Girardot	Piedras
Agua de Dios	Granada	Puerto Salgar
Albán	Guaduas	Quebradanegra
Anapoima	Guasca	Quetame
Apulo	Guataquí	Quipile
Arvelaez	Guatavita	San Bernardo
Beltrán	Guayabal	San Francisco
Bituima	Guayabetal	San Juan de Río Seco
Cabuyaro	Gutierrez	San Juanito
Cachipay	Icononzo	Sasaima
Caparrapí	Jerusalén	Silvania
Caqueza	Junin	Supatá
Chaguaní	La Mesa	Tena
Chipaque	La Peña	Tibirita
Choachi	La Vega	Tocaima
Coello	Macheta	Ubalá
El Calvario	Manta	Ubqué
Facatativá	Medina	Une
Flandes	Nariño	Utica
Fomeque	Nilo	Vergara
Fosca	Nimaina	Viani
Fusagasugá	Nocaima	Villeta
Gachalá	Pacho	Yacopi
Gahetá	Pasca	Zipacón

Fuente SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

Durante el año 2011 se detectaron como los hechos financieros más importantes de la compañía los siguientes:

- Un crecimiento del 1% de los ingresos operacionales.
- El Ebitda creció un 207% al pasar de \$17.075 millones a \$52.343 millones.
- Un crecimiento destacado del 44% en los activos de propiedad, planta y equipo.
- Los ingresos operacionales cayeron un 14% pasando de \$318.503 millones a \$262.232 millones.
- De los cinco indicadores de gestión determinados por la Creg en Resolución 034 de 2004, la compañía cumple únicamente el indicador de la cobertura de intereses.

2.1 Balance General

En el último año los **Activos** de la empresa pasaron de \$ 436.255 millones a \$440.008 millones, registrando un incremento del 1%. Los activos corrientes presentaron reducciones en todos sus componentes, principalmente en las cuentas del disponible y la cuenta de deudores. El disponible se redujo de \$39.749 millones a \$9.190 millones y los deudores pasaron de \$66.483 millones a \$30.378 millones.

Tabla 4. Balance General

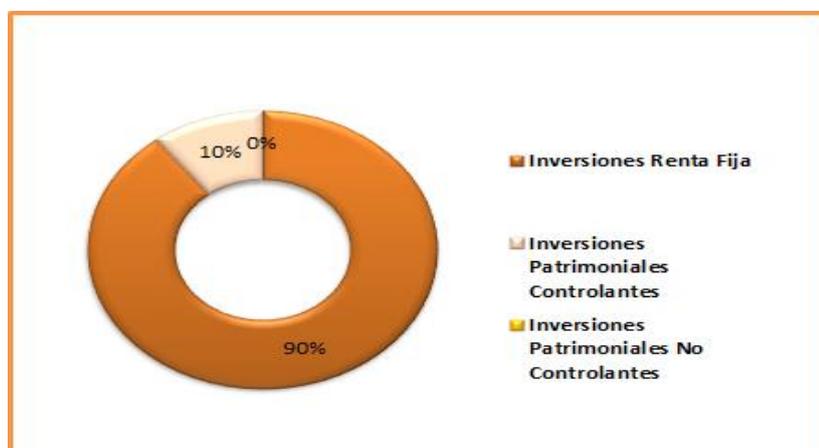
BALANCE GENERAL (Millones)	2008	2009	2010	Var 08/09	Var 09/10
Activos Generadoras Disrtibuidoras Comercializadoras	25.279.783	29.174.033	32.689.545	15,4%	12,1%
Posición Compañía (Ranking 12 Empresas)	9	8	8		
ACTIVO	462.729	436.255	440.008	-6%	1%
Activo Corriente	77.078	115.573	50.890	50%	-56%
Disponible	9.915	39.749	9.190	301%	-77%
Deudores	34.521	66.483	30.378	93%	-54%
Inversiones	32.001	4.383	2.697	-86%	-38%
Otros Activos	641	195	129	-69%	-34%
Activo No Corriente	385.651	320.682	389.119	-17%	21,3%
Propiedad, Planta y Equipo	61.512	66.770	95.969	9%	44%
Inversiones	61	7	8	-88%	15%
Otros Activos	293.676	248.598	254.073	-15%	2%
Depreciación Acumulada	58.387	62.117	66.495	6%	7%
PASIVO	116.838	159.022	157.194	36%	-1%
Pasivo Corriente	50.021	111.134	105.250	122%	-5%
Obligaciones Financieras	0	0	0		
Cuentas por Pagar	42.689	56.471	70.871	32%	25%
Otros Pasivos	5.480	48.725	29.033	789%	-40%
Pasivo No Corriente	66.817	47.889	51.944	-28%	8%
Obligaciones Financieras	0	0	0		
Cuentas por Pagar	20.779	0	0	-100%	
Otros Pasivos	46.038	47.889	51.944	4%	8%
PATRIMONIO	345.891	277.233	282.814	-20%	2%
Capital Suscrito y Pagado	39.700	39.700	39.700	0%	0%

Fuente SUI

En los activos No corrientes se registra una gestión más positiva con un aumento del 21,3% en el último año. Dentro de estos, los activos de propiedad, planta y equipo pasaron de \$66.770 millones a \$95.969 millones, mostrando una variación del 44%. También es importante el aporte de las valorizaciones de la propiedad, planta y equipo por valor de \$230.825 millones.

En las inversiones de la empresa, se observa una distribución del 90% en inversiones de renta fija y un 10% en inversiones patrimoniales.

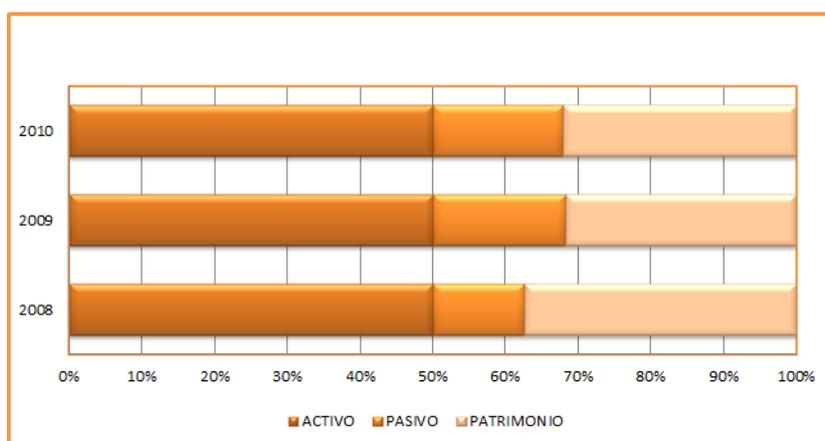
Gráfica 1. Composición de las Inversiones 2010.



Fuente SUI

Los **Pasivos** de la compañía alcanzaron un valor de \$157.194 millones, obteniendo una participación del 36% dentro de la estructura de capital (Ver Gráfica 2) y una reducción del 1% respecto al año anterior.

Gráfica 2. Estructura de Capital 2008-2010.

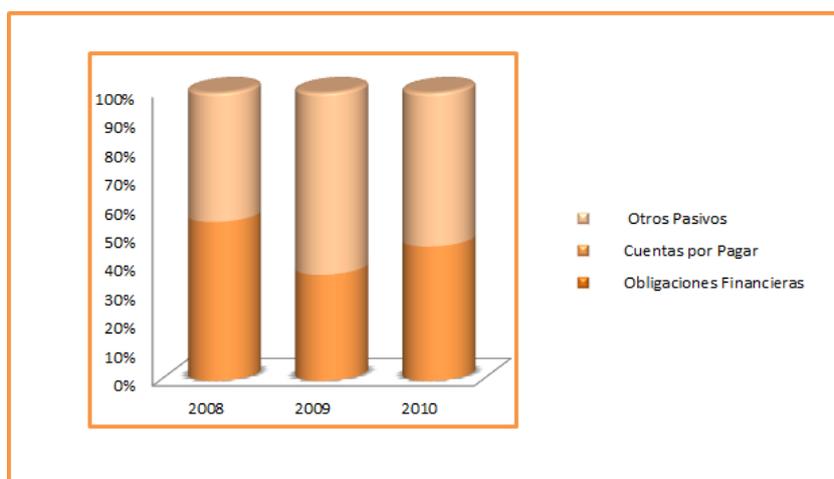


Fuente SUI

En la composición de la deuda, se halló una participación del 47% de las cuentas por pagar, y un 53% de otros pasivos por concepto de obligaciones fiscales por pagar, provisiones para pago de pensiones, ingresos recibidos por anticipado y provisiones para cubrir litigios y demandas.

La compañía no registra saldos en obligaciones financieras ni operaciones crédito público en ninguno de los años observados.

Gráfica 3. Composición de la Deuda 2008-2010.



Fuente SUI

El **Patrimonio** de la compañía presenta una variación del 2% al pasar de \$277.233 millones a \$282.814 millones. Este crecimiento se explica en parte por las utilidades netas de 2010 equivalentes a \$43.723 millones y un aumento de las valorizaciones de la propiedad, planta y equipo.

El capital suscrito y pagado se mantuvo constante en los tres años con un valor de \$39.700 millones. La composición accionaria se observa a continuación:

Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S. A. ESP	82,34
Departamento de Cundinamarca	13,15
Empresa de Energía de Bogotá S. A. ESP	0
Departamento del Meta	2,44
Municipios de Cundinamarca	1,43
Municipios del Meta	0,57
Particulares	0,046
Acciones Readquiridas	0,022

2.2 ESTADO DE RESULTADOS

Los **ingresos operacionales** se redujeron en un 14% entre 2009 y 2010, pasando de \$326.540 millones a \$279.310 millones. La compañía ocupa la posición número 8 en el valor de los ingresos, entre 12 empresas Generadoras Distribuidoras Comercializadoras.

En los dos últimos años la empresa ha mantenido operaciones en 69 municipios del departamento de Cundinamarca, 4 en Tolima y 3 en el Meta. Se obtuvo una cobertura del mercado regulado y no regulado de 234.557 usuarios La compañía tiene un

proyecto de extender operaciones en una nueva área de distribución, conformada por las empresas que atienden los departamentos de Cundinamarca, Huila, Boyacá y Arauca.

La actividad de generación no evidencia gestión en relación con la gestión comercial y registros de contabilidad. La compañía solo cuenta con la Central Hidroeléctrica de Rionegro (3,8 GWh-mes), ubicada en el municipio de Puerto Salgar - Cundinamarca. Los costos operacionales tuvieron una participación del 72% de los ingresos operacionales con un valor de \$199.893 millones. Dentro de estos costos se destacan las compras de energía, el uso de redes, líneas y cables, mantenimientos y reparaciones y otros contratos por otros servicios.

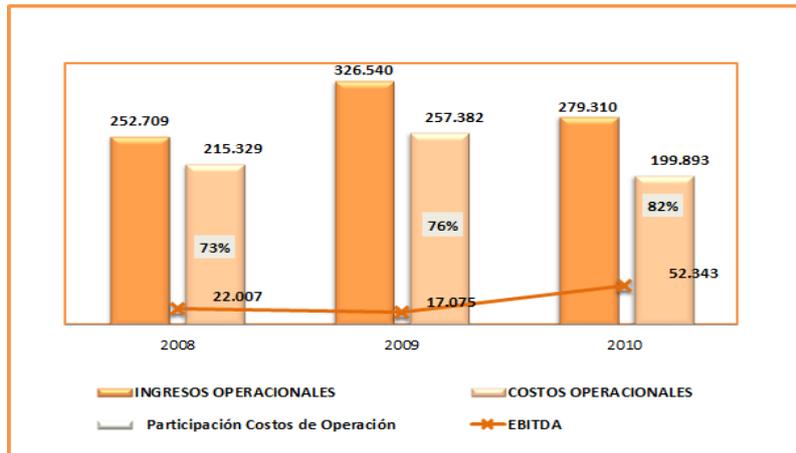
Tabla 5. Estado de Resultados 2008 – 2010.

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)	8	9	8		
INGRESOS OPERACIONALES	252.709	326.540	279.310	29%	-14%
Generación	0	0	0		
Transmisión	0	0	0		
Distribución	0	0	9.047		
Comercialización	239.635	318.503	269.232	33%	-15%
COSTOS OPERACIONALES	215.329	257.382	199.893	20%	-22%
Participación Costos de Operación	85%	79%	72%	-7%	-9%
Compras en Bloque y/o a Largo Plazo	87.937	69.245	85.694	-21%	24%
Compras en Bolsa y/o a Corto Plazo	25.512	64.929	16.998	155%	-74%
GASTOS OPERACIONALES	29.063	62.339	57.926	114%	-7%
Gastos de Administración	25.144	27.926	38.845	11%	39%
Gastos Deprec, Amort, Provis, y Agotam.	3.919	34.413	19.081	778%	-45%
Participación Gastos de Administración	12%	19%	21%	66%	9%
UTILIDADES OPERACIONALES	8.317	6.819	21.491	-18%	215%
EBITDA	22.007	17.075	52.343	-22%	207%
INGRESOS NO OPERACIONALES	6.109	43.114	27.491	606%	-36%
Financiación de Usuarios	74	4.274	4.447	5684%	4%
Utilidades Método Participación y Dividendos	0	0	0	-33%	103%
GASTOS NO OPERACIONALES	3.168	57.270	5.259	1708%	-91%
Gasto de Intereses	0	41	693	#DIV/0!	1596%
UTILIDADES NETAS	11.258	-7.338	43.723	-165%	-696%

Fuente SUI

El Ebitda de la compañía se elevó en el último año en un 207% pasando de \$17.075 millones a \$52.343 millones arrojando un margen operacional del negocio del 18,7%.

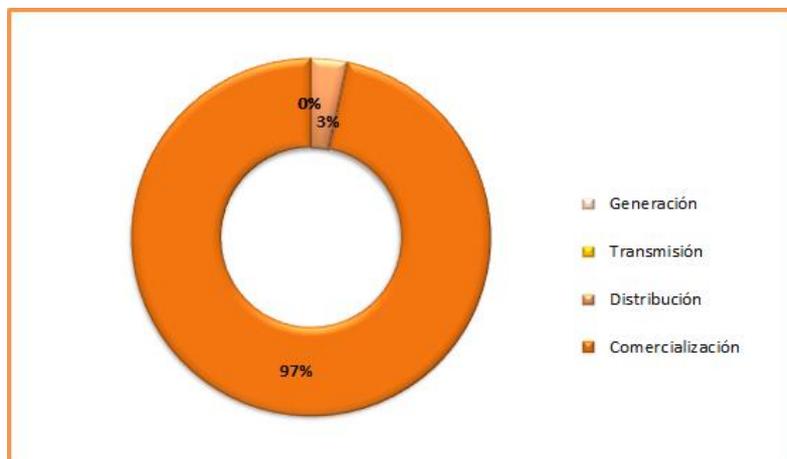
Gráfica 4. Ingresos Operacionales, Costos Operacionales y Ebitda 2008 - 2010.



Fuente SUI

La Gráfica 5 muestra la composición de ingresos de la empresa durante 2010, con una participación del 97% en Comercialización y 3% en Distribución.

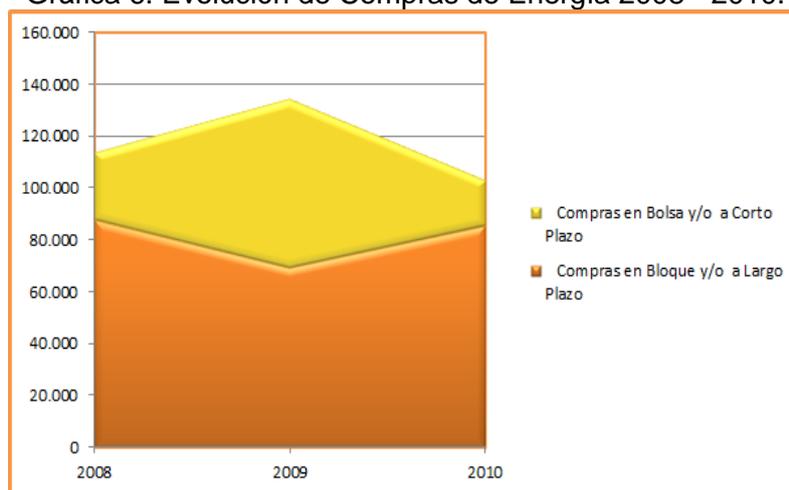
Gráfica 5. Composición de Ingresos Operacionales 2010.



Fuente SUI

Las compras de energía en bolsa se redujeron en un 74%, según muestra la Gráfica 6, mientras que las compras en contratos se elevaron en un 24%.

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



Fuente SUI

Los gastos operacionales, conformados por los gastos administrativos y los gastos de depreciaciones, amortizaciones y provisiones se redujeron en un 7% pasando de \$62.339 millones a \$57.926 millones. Los gastos administrativos alcanzan una participación crítica del 21% sobre los ingresos operacionales, considerando que en las empresas del sector una participación eficiente de estos gastos no supera el 10%. En cuanto a los gastos de las depreciaciones, amortizaciones y provisiones, éstos han registrado un comportamiento directamente relacionado con los resultados netos del ejercicio, por su efecto en la provisión para el pago de las obligaciones fiscales.

Se observó un diferencial considerable entre las utilidades operacionales de \$ 21.491 millones y las utilidades netas de \$43.723 millones debido al impacto que tuvieron los ingresos no operacionales por \$27.491 millones, derivados principalmente de los intereses por financiación de usuarios e ingresos por ajustes de años anteriores.

Los gastos no operacionales también registraron una variación significativa al pasar de \$57.270 millones a \$5.259 millones.

2.3 Indicadores Financieros

En los indicadores financieros de la empresa se observa una evolución favorable en el desempeño de los márgenes de operación, y rentabilidades de activos y patrimonio. Pese a esto, el margen de operación del negocio (18,7%) es inferior al referente y al obtenido de manera general por las Generadoras Distribuidoras Comercializadoras - GDC (19%). El aspecto de mayor atención de la compañía se concentra en la elevada carga operativa, tanto por los costos operacionales, como por los gastos, en particular los gastos administrativos.

En las rentabilidades de activos y patrimonio del 11,9% y 17,2% se observó una posición superior a los promedios del grupo, equivalentes al 7% y 9%, respectivamente.

Al contrario, la gestión de liquidez es óptima a raíz del proceso de capitalización, que 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.

Tabla 6. Indicadores Financieros 2008 – 2010.

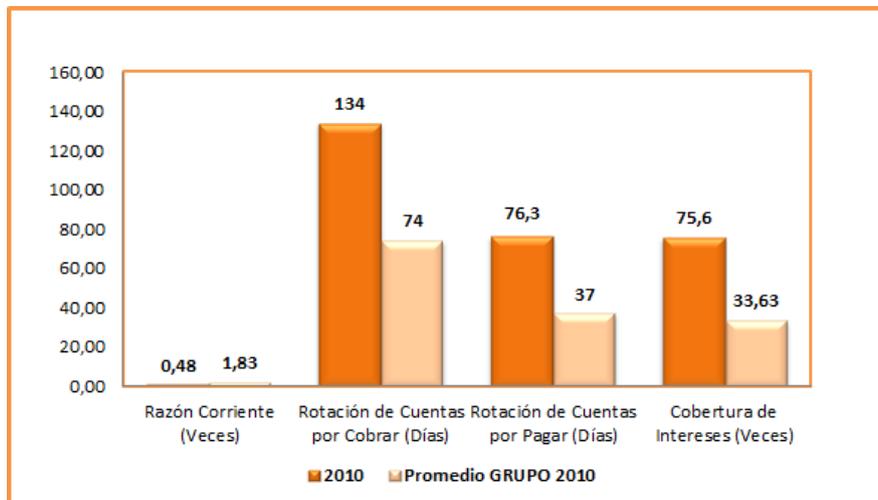
INDICADORES 034/2004	Liquidez y Gestión				Endeudamiento				Rentabilidad				
	Razón Corriente (Veces)	Capital de Trabajo (\$ millones)	Capital de Trabajo Neto (\$millones)	Activo Corriente Total (%)	Rotación de Cuentas por Cobrar (Días)	Rotación de Cuentas por Pagar (Días)	% Deuda Corriente /Pasivo Total (%)	Cobertura de Intereses (Veces)	Margen Operacional (%)	Rentabilidad de Activos ROA (%)	Rentabilidad del Patrimonio ROE (%)	Margen Neto (%)	
2008	1,53	77.078	43.738	16,7%	92,2	35,5	25%	57%	#DIV/0!	8,7%	4,8%	5,5%	4,5%
2009	1,04	115.573	39.977	26,5%	115	42,1	36%	30%	418,0	5,2%	3,9%	5,1%	-2,2%
2010	0,48	50.890	-5.536	11,6%	134	76,3	36%	33%	75,6	18,7%	11,9%	17,2%	15,7%
Promedio GRUPO 2010	1,83	2.568.357	nd	20%	74	37	30%	35%	33,63	19%	7%	9%	10%

Fuente SUI

La compañía registra un resultado crítico en los indicadores de rotación de cuentas por cobrar y rotación de cuentas por pagar, equivalentes a 134 días y 76,3 días, respectivamente. Tanto en la rotación de cuentas por cobrar como en la rotación de cuentas por pagar la gestión es más deficiente a los promedios del grupo de las GDC, que obtuvieron 74 días en la rotación de cuentas por cobrar y 37 días en el cumplimiento de pago con proveedores.

El nivel de endeudamiento se mantuvo constante en los dos últimos años, equivalente al 36%. La concentración de pasivos en el corto plazo fue del 33%, afectando el indicador de liquidez de sólo 0,48 veces frente al referente de 2 veces, y frente al promedio del grupo de 1,83 veces.

Gráficas 7. Indicadores Financieros 2010.

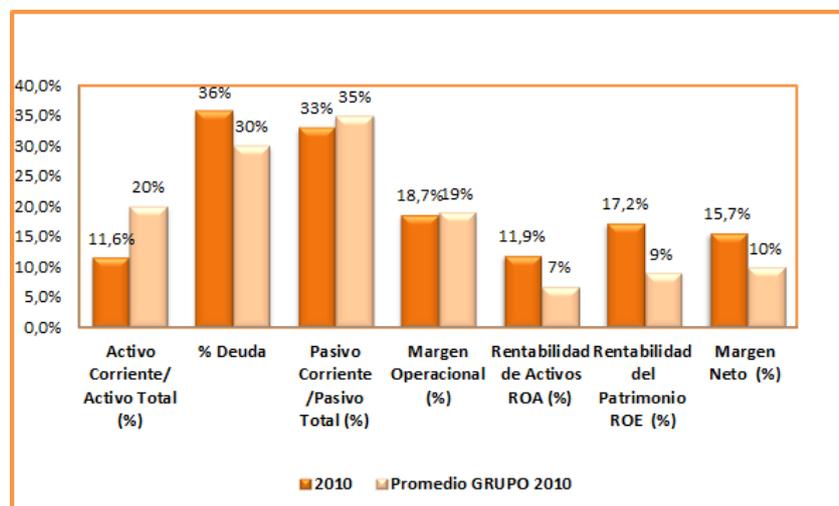


Fuente SUI

El efecto de los ingresos no operacionales es visible en las utilidades netas, y por lo mismo en el margen neto del negocio del 15,7% en 2010. Las empresas de este grupo arrojaron para este mismo período un margen neto promedio del 10%.

El único indicador destacado en comparación con los resultados del grupo es la cobertura de intereses de 75,6 veces. Lo anterior se explica porque la compañía no registra pasivos financieros, y por lo tanto el gasto financiero es mínimo, derivado de comisiones y otros gastos administrativos en entidades financieras.

Gráfica 8. Indicadores Financieros



Fuente SUI

de los aspectos por los que el indicador de liquidez es deficiente se deriva de una reducida participación de los activos corrientes sobre el activo total, equivalente al 11,6%, en tanto que los pasivos corrientes sobre los pasivos totales fue del 33%.

2.4 Indicadores de Gestión Resolución 034 De 2004 Y Concepto de Viabilidad de la Firma AEGR

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 únicamente la cobertura de intereses. Los resultados más críticos por su distancia del referente son las rotaciones de cuentas por cobrar y cuentas por pagar. Pese a esto, vale decir que el margen operacional está muy cercano al promedio del grupo de las GDC del 19%.

Tabla 7. Indicadores de Gestión

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	18,7%	75,6	133,8	76,3	0,48

Fuente SUI

Del concepto de la firma AEGR se pudo extraer lo siguiente:

“Las proyecciones del flujo de caja indican que la ECC tendrá que recurrir a financiación para el cumplimiento de su plan de Inversiones y para el pago de impuestos e intereses financieros. Básicamente el mecanismo de financiación a utilizar será a través de los anticipos de ADDs de CODENSA S.A. E.S.P. para los cuales la amortización será mensual con la respectiva causación del cargo del ADD, con posibilidad de prepago.

Aunque se tiene estipulado por parte de la EEC el retiro de clientes de mercados no rentables, se observa que el nivel de caja de la Compañía es apropiado para atender la operación. El nivel de utilidades tiende a incrementarse a partir de 2013, lo cual es positivo para el margen de la Compañía. De acuerdo con las proyecciones financieras, no se visualiza situación alguna que pueda comprometer la viabilidad financiera de EEC.

Durante el año 2010 no se incurrió en ninguna causal de limitación de suministro. Se presentará causal de disolución igualmente, cuando a un accionista le pertenezca el 95% o más de las acciones suscritas. De acuerdo con lo anterior, la empresa no se encuentra en causal de disolución.”

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

La siguiente información ha sido tomada del informe operacional de la EEC reportado a XM, correspondiente al año 2010

3.1. Remodelación de Redes de 13,2 KV y 34,5 KV

Durante el año 2010, la Empresa de Energía de Cundinamarca llevó a cabo varias inversiones con el fin del mejoramiento en la calidad y la confiabilidad de su sistema, realizando principalmente remodelaciones a circuitos de 13,2 KV y 34,5 KV, los cuales buscaron disminuir el nivel de pérdidas de los sectores con redes deterioradas, normalizando dichas estructuras en concordancia con la normativa vigente.

Los proyectos abarcaron varios circuitos en la zona de Cundinamarca, concretamente en los municipios de Cáqueza, Facatativá, Fusagasugá, Gachetá, Girardot, Pacho, La Mesa, Villeta y sus veredas.

El proyecto inició para los circuitos de 13,2 kV en el mes de abril y finalizó en el mes de diciembre de 2010 y para los de 34,5 kV inició en el mes de mayo y finalizó en el mes de diciembre de 2010.

Por otro lado, en el mes de Octubre de 2010 la Dirección Técnica de Gestión de Energía de la SSPD realizó visita Técnica RETIE a las redes del municipio de Villeta de la EEC encontrando infraestructura en mal estado, específicamente, postes de media y baja tensión. En este sentido, la empresa se comprometió a implementar, en los términos recomendados por la Dirección Técnica de Energía de la SSPD, las medidas necesarias para subsanar los incumplimientos al RETIE identificados en sus redes de distribución y consignados en los formularios correspondientes al levantamiento de información de los recorridos a los circuitos durante la visita técnica.

Para atenuar el riesgo operativo en las instalaciones, la empresa destinó una partida presupuestal con el fin de realizar la compra de transformadores de distribución monofásicos y trifásicos de diversas potencias, reconectores e interruptores, con el fin de minimizar el impacto en el servicio cada vez que ocurra un daño de algún equipo.

Acorde con lo planteado, a continuación se presentan las tablas 8ª y 8b de los indicadores DES y FES

Tabla 8ª. Valores Máximos Admisibles Des y Fes para 2010

GRUPO	TRIMESTRE	METAS DES HORAS	METAS FES VECES
1	1	2,75	6
	2	2,75	7
	3	2,75	6
	4	2,75	7
	AÑO 2010	11	26
2	1	5,75	11
	2	5,25	12
	3	4	9
	4	4	12
	AÑO 2010	19	44
3	1	7,25	13
	2	7,25	14
	3	7,25	14
	4	7,25	10
	AÑO 2010	29	51
4	1	10,5	15
	2	9	13
	3	8,5	15
	4	11	15
	AÑO 2010	39	58

Fuente SUI

Tabla 8b. Número Circuitos que incumplieron Des o Fes (Información SUI)

TRIMESTRE	GRUPO	NÚMERO DE CIRCUITOS QUE INCUMPLEN POR DES O FES 2010	NÚMERO DE CIRCUITOS QUE INCUMPLEN POR DES O FES 2009	% RESPECTO AL NÚMERO DE CTOS POR GRUPO DE CALIDAD 2010	% RESPECTO AL NÚMERO DE CTOS POR GRUPO DE CALIDAD 2009
1	2	2	ND	3,77	ND
	3	16	ND	21,33	ND
	4	9	ND	16,36	ND
2	2	12	0	22,64	0,00
	3	20	5	26,67	6,94
	4	18	1	32,73	1,75
3	2	8	3	15,09	19,51
	3	24	18	32,00	33,33
	4	14	16	25,45	24,56
4	2	7	8	13,21	17,07
	3	30	11	40,00	41,67
	4	15	3	27,27	26,32

Fuente SUI

A pesar de las estrategias implementadas por la empresa, para el año 2010 no se logra evidenciar una disminución significativa de estos indicadores, es posible que se vean reflejados para el año 2011 y en comparación con el año inmediatamente anterior se presenta un incremento en las indisponibilidades de los grupos de calidad 2, 3, y 4, lo cual es consecuente con la afectación invernal presentada en 2010 que desde finales del segundo semestre, cuando iniciaron los incrementos de las precipitaciones históricas, se comenzaron a gestar inundaciones en las cuencas bajas de los ríos más importantes del país, provocando los primeros desastres en el periodo Octubre/2010 – Enero/2010, que a su vez afectaba la infraestructura eléctrica.

Durante los cuatro (4) trimestres se observa que los circuitos con más incumplimientos son los de los grupos tres (3) y cuatro (4), los cuales corresponden a cabeceras municipales con una población menor a 50.000 habitantes.

3.2 Mantenimiento de la Infraestructura Eléctrica.

Las actividades realizadas consistieron en:

- Cambio de postes de media y baja tensión, cambio de estructuras “cruceas, aislamiento y templetes.
- Cambio puentes en media tensión 34.5 kV y 13.2 kV.
- Descope y/o podas de especies arbóreas con cercanía a la red.
- Normalización y/o Cambio de protecciones.
- Mantenimiento de transformadores de potencia.
- Mantenimiento de equipos, celdas y/o reconectores.

3.3 Plan de Manejo Forestal “Intervención de individuos arbóreos”

Las actividades de podas se incrementaron durante el año 2010 logrando minimizar la frecuencia de salida de los circuitos que venían presentando falla por dicha causa. En total se intervinieron 20.850 elementos arbóreos en las diferentes zonas de influencia de Cundinamarca, cumpliendo así con el Plan de Mantenimiento Forestal previsto para el año.

4 ASPECTOS COMERCIALES

4.1 Clientes atendidos por la EEC S.A. E.S.P.

La siguiente tabla presenta el número de usuarios, promedio mensual y su consumo anual, atendido por la empresa:

Tabla 9 Información Usuarios Atendidos por la EEC

USUARIOS RESIDENCIALES	NÚMERO DE USUARIOS PROMEDIO MENSUAL 2010	CONSUMO ANUAL KWh 2010	VALOR CONSUMO ANUAL \$ 2010	VARIACIÓN % NÚMERO SUSCRIPTORES RESPECTO DE 2009	VARIACIÓN % NÚMERO CONSUMOS RESPECTO DE 2009	VARIACIÓN % NÚMERO VALOR CONSUMOS RESPECTO DE 2009
Estrato 1	25.404	37.314.206	15.728.610.578	6,44	3,40	19,87
Estrato 2	71.239	124.990.911	52.354.864.442	-7,76	-1,66	15,13
Estrato 3	43.924	75.536.154	31.590.248.801	-6,25	-3,37	11,64
Estrato 4	17.226	29.105.516	12.034.563.626	5,55	1,48	16,96
Estrato 5	2.480	5.561.846	2.257.723.791	2,86	-4,41	10,73
Estrato 6	1.642	10.284.388	3.935.949.006	1,23	-5,89	8,90
TOTAL	161.915	282.793.021	117.901.960.246	-3,79	-1,39	14,65
USUARIOS NO RESIDENCIALES						
Industrial	1.494	67.929.285	17.670.762.491	-18,76	-45,42	-17,51
Comercial	16.243	161.817.290	40.952.288.892	-8,10	-57,48	-37,45
Oficial	2.104	55.722.232	14.580.058.949	-20,87	-25,31	-3,74
Otros	412	35.019.805	9.689.603.250	15,41	-20,79	-11,47
TOTAL	20.253	320.488.613	82.892.713.582	-10,10	-48,63	-26,63

fuentes SUI

Una particularidad de la empresa es que todos sus usuarios se encuentran normalizados, es decir, no registra ante el Ministerio de Minas y Energía, barrios subnormales.

En la Tabla 9. se observa que hubo un incremento en el número de suscriptores en los estratos 1, 4, 5 y 6 en 6.44 % , 5.55 % , 2.86 % , 1.23 % , mientras en los estratos 2 y 3 se presenta una disminución del 7.76% y 6.25 respectivamente.

Por su parte, los usuarios industriales muestran una baja del 18,76% lo que denota una alta influencia de la participación de comercializadores externos a la EEC, los cuales ganan campo en este mercado.

Según el Informe de AEGR 2010 EEC:

“Los ingresos por ventas a clientes regulados permanecieron estables a diciembre de 2010 respecto diciembre de 2009, la empresa continúa creciendo vegetativamente en su mercado objetivo.”

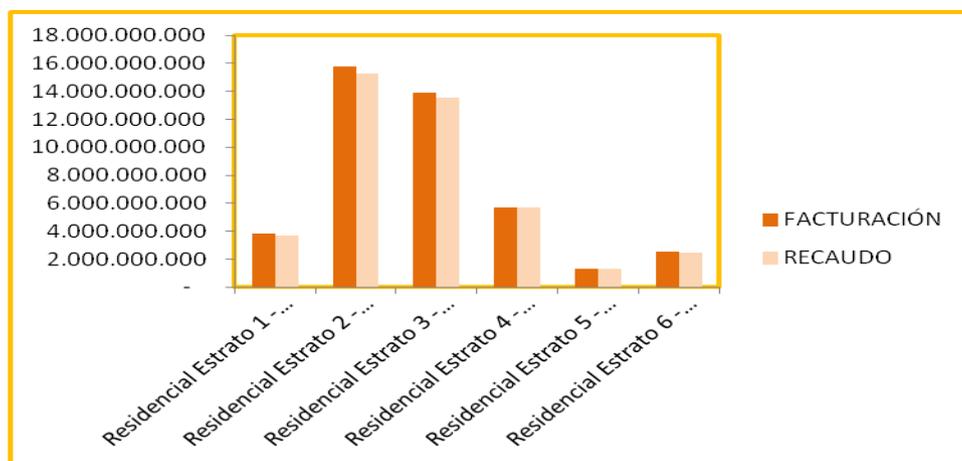
La empresa, de acuerdo con sus políticas y estrategia comercial, no atiende mercado regulado en Bogotá por no ser rentable para la compañía. Aunque esto representó en 2010 menores ingresos en promedio de \$14.000 millones, también representó una disminución representativa de los costos ya que mientras que los ingresos disminuyeron en un 14% la reducción de costos fue de 28.7%.”

Cientes no regulados

“En este sector se presenta una disminución significativa, debido a que la Compañía optó por la reducción de los contratos de venta de energía no regulada por su baja rentabilidad. De enero de 2009 a diciembre de 2010 se pasó de tener 110 clientes a tener 33, ya que los contratos que se vencen en la mayoría de los casos no se renuevan, toda vez que las condiciones no favorecen a la empresa. De igual forma como se informó en la variación de clientes regulados, la reducción del mercado no regulado impactó significativamente los costos y eso se reflejó en la disminución de 22% de mismos.”

4.2 Facturación y Recaudo

Gráfica 10. Facturación y Recaudo Usuarios Regulados Discriminado a Primer Semestre de 2010



Fuente SUI

De un total semestral facturado, entre los diferentes estratos del mercado regulado, de \$ 43'066.592.902 se recaudaron \$ 41'999.870.814, lo que representa el 97,52 %, mostrando una alta gestión. Entre los sectores contribuyentes, se facturaron \$ 92'314.394.958 y se recibieron en las arcas de la empresa \$ 94'277.415.588.

Por otro lado, el estrato que evidencia una alta cultura de pago es el cinco (5) con un 100%.

En total, la empresa recibió durante el primer semestre de 2010 \$136.277.286.402 correspondientes al mercado regulado.

La información anterior ha sido tomada de la base de datos registrada en el SUI hasta Agosto de 2010.

A continuación se presentan algunas de las componentes involucradas en el cálculo de la tarifa regulada:

4.3 Tarifa Regulada y aplicación de la resolución CREG 168 de 2008

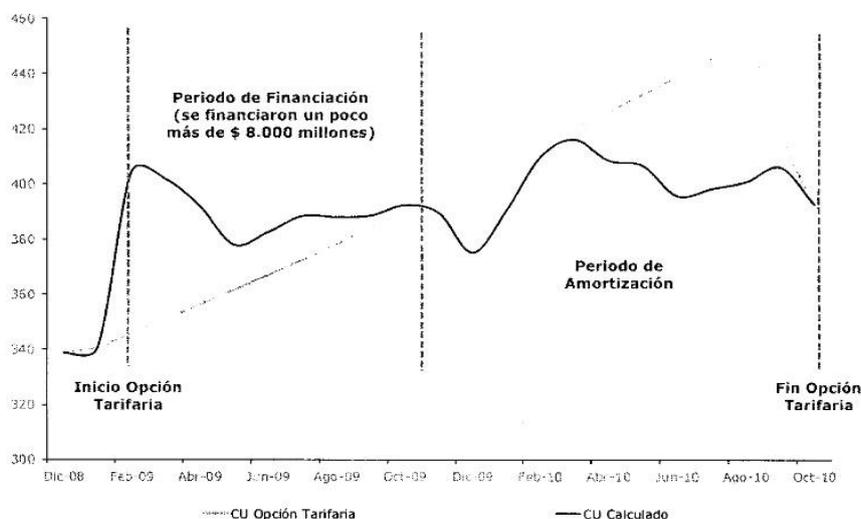
Durante el 2010, se presentó un incremento en la tarifa regulada en promedio de 24.55 \$/KWh por encima del valor del costo unitario calculado (CU resolución 119 de 2007), los meses más afectados fueron Junio, Julio y Agosto con incrementos hasta de 67 \$/KWh.

Por lo anterior y teniendo en cuenta que la SSPD recibió quejas de varios municipios de Cundinamarca por este tema, la Dirección Técnica de Gestión de Energía realizó un requerimiento a la empresa donde se explicara la razón de las inconsistencias.

En este sentido, la empresa manifestó que: *“en febrero de 2009 decide comenzar la aplicación de la opción tarifaria según lo establecido en la resolución 168 de 2008 con el fin de diferir en el tiempo el incremento en su tarifa entre el período de Enero – Febrero de 2009.*

Por lo tanto, en Febrero de 2009 comienza un período de financiación, a partir del cual, con base en el Cu calculado en el mes de Enero de 2009 se comienzan a hacer incrementos mensuales del 1.5% promedio. Este período de financiación se dio entre Febrero y Septiembre de 2009, durante el mismo Cu opción tarifaria aplicado al cliente estuvo por debajo del Cu Calculado.

Gráfica 11. Comportamiento de la Tarifa en Cundinamarca 2009-2010



Fuente EEC

esta manera, a partir del mes de Octubre de 2009 y hasta el final de la opción tarifaria (Septiembre de 2010), se dio el período de amortización de los dineros financiados en el período anterior, y por este motivo el Cu opción tarifaria aplicado al cliente estuvo por encima del Cu calculado. A partir de Octubre de 2010, una vez recaudados los en el primer período de la opción tarifaria, se comenzó a aplicar de nuevo el Cu Calculado.”

En la tabla 10 se presentan las componentes de la tarifa calculadas:

Tabla 10 Componentes, Cu Calculados Resolución CREG 119 de 2007 y Cu Opción Tarifaria

PERIODO	GM	TM	PR	DT	CV	RM	CUV	CUV_168
1	120,89	20,79	24,12	121,61	93,11	9,97	390,5	407,75
2	123,1	21,32	24,51	133,47	93,74	13,62	409,77	413,59
3	122,84	22,58	24,68	139,19	94,7	12,23	416,22	419,79
4	127,48	20,62	24,88	139,07	94,86	3,69	408,6	426,09
5	130,06	21,85	25,87	130,58	95,29	3,07	406,72	432,48
6	122,22	21,34	24,42	123,75	95,6	8,38	395,72	438,97
7	121,97	21,94	24,42	120,07	95,57	14,29	398,26	445,55
8	122,13	21,24	24,31	126,57	95,34	11,22	400,8	452,24
9	121,17	20,96	24,09	132,83	95,66	11,34	406,05	417,15
10	120,66	21,18	24,03	124,23	95,62	6,89	392,6	
11	120,4	20,38	23,86	120,07	95,68	4,55	384,95	
12	121,53	21,02	24,19	123,17	95,73	7,39	393,02	

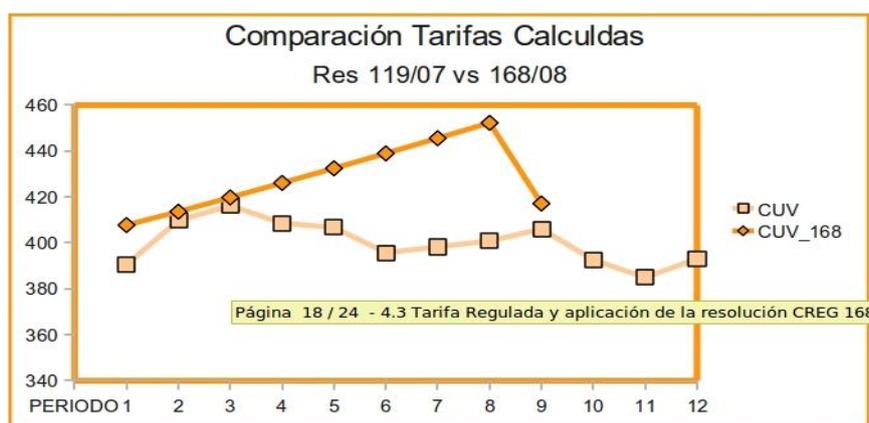
Fuente SUI

Aquí se observa que a partir del mes de Septiembre cesa la aplicación de la opción tarifaria.

Por su parte, la compra de energía (componente G) no muestra mayores variaciones al inicio del año a pesar de que el nivel de los embalses promediaban el 45% de su capacidad total a nivel nacional y que por efecto del fenómeno del niño la CREG expidió la resolución 010 de 2010, la cual impuso un nuevo marco regulatorio para el despacho hidráulico.

Este cambio regulatorio impactó los precios de bolsa los cuales alcanzaron más de 300 \$/Kwh y por esta razón se vieron afectados aquellos agentes que presentaron un bajo porcentaje de cobertura para su mercado.

Por otra parte, con respecto a 2009 esta componente presentó un incremento de aproximadamente 5,8%.



Gráfica 12. Comparación Tarifas (Información SUI)
Fuente SUI

En la Gráfica 12 se aprecia el comportamiento lineal de la aplicación de la opción tarifaria, por lo que para los meses en los cuales el Cu calculado con la Resolución 119/07 parecía estabilizarse, se generan incrementos para el usuario por encontrarse en el período de amortización descrito anteriormente.

4.3.1 Conformación de la ADD Oriente

El Gobierno Nacional, mediante Resolución 182306 del Ministerio de Minas y Energía del 16 de Diciembre de 2009, determinó crear una nueva área de distribución de energía eléctrica llamada Área de Distribución Oriente – ADD Oriente- que incluye los sistemas de distribución de Bogotá y los departamentos de Cundinamarca, Arauca, Boyacá y Huila.

Desde el punto de vista del usuario, el efecto de la ADD, la cual determina un cargo de distribución (componente D de la tarifa) único para todos los agentes que la integran, es que las empresas cuyo cargo D es superior al cargo único, aplicarán un D menor a sus usuarios y viceversa; por lo tanto, para el caso en que el cargo de la empresa es menor, es decir $D_{t(\text{agente})} < D_{t(\text{único})}$, algunas empresas tratan de minimizar el impacto de incrementar súbitamente la tarifa, al aplicar la opción tarifaria definida en la resolución

CREG 168 de 2008 y que le ofrece la posibilidad de cambiar el CU cuando las condiciones del mercado presentan un impacto considerable para el consumidor. En este sentido, con relación al año 2009, el cargo de distribución presenta un incremento de 7,32%.

4.3.2 Tarifas Aplicadas Usuarios Residenciales

En la tabla 11 se presentan las tarifas aplicadas a los usuarios residenciales

Tabla 11 Tarifas Aplicadas Usuarios Residenciales

PERIODO	ESTRATO1	ESTRATO2	ESTRATO3	ESTRATO4
1	162,99	203,74	346,36	407,48
2	165,46	206,79	351,55	413,59
3	167,92	209,9	355,82	419,79
4	170,44	213,05	362,18	426,09
5	172,99	216,24	367,61	432,48
6	175,59	219,48	373,12	438,97
7	178,22	222,78	378,72	445,55
8	180,89	226,12	384,4	452,24
9	165,12	206,4	350,87	412,79
9	166,86	208,58	354,58	417,15
10	157,94	196,3	333,72	392,6
11	153,98	192,47	327,21	384,95
12	157,21	196,51	334,07	393,02

Fuente SUJ

En el mes de agosto se presenta la diferencia más considerable entre las tarifas que realmente se le aplicaron a los usuarios y la calculada con la Resolución 119 de 2007, presentando una diferencia de 67,8 \$/KWh y con respecto al mes anterior una variación del 1,5 %, lo cual es acorde con lo expuesto por la empresa. En contraste el mes con la tarifa más baja fue Octubre debido al término de la opción tarifaria.

4.5 Atención de Peticiones Quejas y Reclamos

Es posible que la tendencia creciente observada en la tarifa aplicada, presente correlación implícita en los PQR clasificados como alto consumo y tarifa cobrada. Esto no necesariamente significa que las quejas por alto consumo se deban a este comportamiento tarifario, si no que tiene incidencia en este indicador, debido a que algunos usuarios tienden confundir el cobro en pesos con su consumo en KWh.

Durante el año 2010 fueron interpuestas ante la empresa 32.290 PQR. Entre ellas la queja más frecuente se dio por alto consumo con una participación del 27.74 % y la menos frecuente fueron las solicitudes de suspensión por mutuo acuerdo el cual representa un 0.03069%.

Tabla 12. PQR

CLASIFICACIÓN	CANTIDAD
Aforo	51
Alto consumo	8958
Calidad del servicio	1214
Cambio de medidor o equipo de medida	213
Cobro de otros cargos de la empresa	2683
Cobro de otros bienes o servicios en la factura.	1331
Cobro Múltiple	353
Cobros inoportunos	804
Cobros por servicios no prestados	62
Condiciones de seguridad o riesgo	542
Conexión	42
Decisiones de sanción de la ESP	99
Dirección incorrecta	43
Entrega y oportunidad de la factura	265
Error de lectura	3793
Estrato	842
Falla en la prestación del servicio.	4989
Medidor, cuenta o línea cruzada	164
Normalización del servicio	92
Otras inconformidades	459
Pago sin abono a cuenta	684
Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación	1196
Relacionada con cobros por promedio	1565
Revisiones a las instalaciones y medidor del suscriptor o usuario	1219
Solidaridad	78
Subsidios y contribuciones	50
Suspensión por mutuo acuerdo	10
Tarifa cobrada	305
Tasas e impuestos	117
Terminación de contrato	67
Total general	32290

Fuente SUI

5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

5.1 Indicadores de Gestión de Resultados

Tabla 13. Indicadores de Gestión de Resultados (SUI)

Indicador	Aplica Referente	Valor del Indicador	Referente al Grupo	Cumple el Referente
Rotación cuentas por cobrar (días)	SI	134	58	NO
Rotación cuentas por pagar (días)	SI	76	45	NO
Razón corriente (veces)	SI	.48	2	NO
Margen operacional (%)	SI	19.8	27.2	NO
Cubrimiento gastos financieros (veces)	SI	66	6	SI
Suscriptores sin medición (%)	SI	5	.2	SI
Cobertura (%)	NO	0	0	SI
Reclamos por facturación (por 1000)	SI	63.6	100	SI
Atención reclamos servicio (%)	SI	.3	0	NO
Atención de solicitud de conexión (%)	SI	.7	0	NO

5.1.1 Relación suscriptores sin medición

Según la firma Gestión de Auditoría Especializada LTDA, la gestión de la empresa en el año 2010 ha sido adecuada. Se espera que se mantenga en este nivel para el año 2011, conforme a la estructura y planes del área de perdidas en el contexto del Plan Estratégico de la Compañía.

5.1.2 Relación reclamos facturación

La Empresa, ha actuado en consecuencia con la regulación y ha efectuado ajustes operativos en el área comercial para mejorar el servicio. No ha sobrepasado el referente y se espera para el año 2011 mantenerse en este nivel.

El indicador cumple con las metas establecidas de acuerdo a la metodología de la Resolución CREG 034 de 2004, pues se obtuvo un valor de 63,3 para una meta mínima de 100. Con respecto al año inmediatamente anterior se presenta un aumento del 10,11%, lo cual se esperaba tras el comportamiento tarifario presentado por la aplicación de la Resolución CREG 168 de 2008.

Como no ha sobrepasado el referente, se espera para el año 2011, mantenerse en este nivel o levemente mejor.

5.1.3 Atención reclamos servicio

Se observa incumplimiento en este indicador para una meta máxima de 0% y para el año 2010 se obtuvo 0.3%.

De acuerdo con lo anterior, el indicador aumentó de 2009 a 2010 en 0,08 puntos porcentuales y la Empresa continua sin cumplir con el referente de la SSPD.

Según la empresa, el año 2010 fue un año de ajuste en la operación técnica y comercial, por lo que el comportamiento del indicador se ve afectado por el ajuste de los ciclos de facturación y de la operación comercial con motivo de los nuevos contratos hechos por la empresa para la prestación de los servicios asociados con la operación comercial y técnica. De acuerdo al auditor externo, efectivamente la empresa se encuentra adelantando programas y proyectos importantes que tienen como objetivo mejorar la calidad del servicio a futuro. En esta tarea ha tenido que efectuar ajustes operativos comerciales e interrupciones del servicio lo que ha incidido en el resultado del indicador.

5.2 Limitación de Suministro

Durante el año 2010, la empresa de Energía de Cundinamarca no presenta reportes de limitación de suministro por parte del administrador del mercado.

5.3 Transacciones en el Mercado Mayorista

Consecuente con el análisis realizado en la sección 4.3, en la tabla 14 se observa un alto cubrimiento de la demanda en compra en contratos para el escenario de la resolución 010 de 2010. Si bien esta resolución entró en vigencia para el mes de febrero de 2010, finalizando el año 2009 ya se venían presentando precios de bolsa altos, haciendo inconveniente tener un porcentaje de exposición elevado al mercado SPOT. El tiempo de influencia más crítica con la aplicación de la resolución, se dio en el segundo y cuarto trimestre del año y aquí la empresa estratégicamente atendió en promedio el 92 % de su demanda en contratos, a provechando en parte su calidad de generador.

Tabla 14. Transacciones en el Mercado Spot

Periodo	Compras Contratos KWh	Compras Bolsa KWh	Valor Compra Bolsa	Ventas Bolsa KWh	Valor Ventas Bosla	Demanda Comercial
31/01/2010	65.192.480,89	13.366.335,68	2.066.758.308,50	ND	ND	78.558.816,57
28/02/2010	59.659.030,12	9.782.363,70	1.891.380.706,00	ND	ND	69.441.393,82
31/03/2010	65.005.554,07	9.051.348,13	1.762.178.842,72	62.581,91	13.845.142,34	73.994.320,29
30/04/2010	60.040.088,22	8.424.359,48	1.636.331.800,14	37.983,32	7.067.249,81	68.426.464,38
31/05/2010	65.153.132,69	5.198.736,98	786.550.701,41	717.667,71	105.952.921,73	69.634.201,96
30/06/2010	65.568.758,20	2.666.383,19	255.288.946,51	654.039,79	55.150.285,36	67.581.101,60
31/07/2010	66.105.041,64	3.335.117,20	275.686.472,71	504.646,97	41.840.745,19	68.935.511,87
31/08/2010	63.541.962,90	1.321.445,94	128.107.961,96	1.680.425,55	133.218.943,13	63.182.983,29
30/09/2010	58.948.459,02	1.627.067,03	225.403.960,06	1.743.552,97	173.330.117,04	58.831.973,08
31/10/2010	67.083.653,07	374.323,00	58.140.991,70	5.071.477,50	661.546.247,64	62.386.498,57
30/11/2010	57.552.096,76	2.109.918,31	212.351.155,32	1.074.651,18	89.557.314,22	58.587.363,89
31/12/2010	45.213.241,37	18.168.641,73	1.324.952.494,96	ND	ND	63.381.883,10

Fuente SUI

respecto a 2009, la EEC mostró un incremento en las compras en contratos del 13,57 % al pasar de 650.773.970 KWh a 739.063.499 Kwh anuales y como era de esperarse se vió reflejado en el mercado SPOT, donde se presentó una variación de -83% transando 75.426.040 KWh en el 2010 en comparación con 434.707.020 KWh comprados en bolsa el año anterior.

La compra de energía le representó a la empresa un costo anual de \$ 103.279.647.119,96.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

La Empresa de Energía de Cundinamarca adeuda el cargue de 162 formatos al SUI de los diferentes trimestre. A continuación se detallan los formatos faltantes:

Tabla 15. Formatos Pendientes SUI

FORMATOS PENDIENTES DE CARGUE
REGISTROS MUNICIPIOS CON ESTRUCTURA TARIFARIA
ACCIDENTES DE ORIGEN ELECTRICO
FORMATO 19
FORMATO 2
FORMATO 22
FORMATO 3
FORMATO 4
FORMATO 5
TARIFAS CONEXION-OTROS
ZNI C05 (CIR.124) - USO SUBSIDIOS CABECERA
ZNI C05 (CIR.124) - USO SUBSIDIOS LOCALIDAD
ZNI T01 (CIR.124) - REGISTRO DE OPERACION DIARIA LOCALIDAD
ZNI T01 (CIR.124) REGISTRO DE OPERACION DIARIA CABECERA
ZNI T02 (CIR.124) - OPERACION GRUPO ELECTROGENO SUSCRIPTORES COMUNITARIOS
ZNI T03 (CIR.124) - OPERACION DIARIA - OTR.GENERACION - CABECERA
ZNI T03 (CIR.124) - OPERACION DIARIA - OTR.GENERACION - LOCALIDAD

Luego de la revisión de los formatos pendientes la DTGE realizó requerimiento a la empresa para que presentara las explicaciones por el no cargue de la información al SUI., mediante el radicado 20112200161891. Una vez analizada la respuesta aportada por el prestador (radicado 20115290196632) se procederá a realizar las acciones dentro de nuestra competencia.

7. ACCIONES DE LA SSPD

En el 2010 la empresa no fue objeto de acuerdo de mejoramiento ni programa de gestión ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Es evidente que la Empresa de Energía de Cundinamarca es uno de los agentes más sólidos e influyentes del sector; sin embargo, al atender un mercado tan amplio, la percepción de gestión en el servicio es media y no se trata de una mala administración, si no del universo de su mercado. No obstante, la empresa debe seguir avanzando en inversiones enfocadas a la satisfacción de los usuarios, para disminuir los porcentajes de reclamos, entre ellos, los clasificados por altos consumos y calidad del servicio teniendo en cuenta lo que atacar cada tópico implica.
- Se debe tener especial cuidado con la aplicación de la resolución 168 de 2008, pues este es uno de los motivos de la inconformidad de la comunidad, porque mientras existen escenarios donde el mercado mismo favorece a los usuarios, con esta resolución, la tarifa sigue incrementando a pesar del sentido dinámico de las transacciones. Si bien se presenta una tarifa más uniforme y favorece

comercialmente a la empresa, impacta negativamente el indicador de recaudo en los estratos 1 a 3, aunado a las condiciones sociales inherentes a estos sectores. Por lo tanto, es un tema donde se debe ejercer mayor control por parte de la SSPD.

- Es imperativo que la empresa se comprometa a realizar el reporte completo, oportuno y con calidad en la información de los formatos que adeuda al Sistema Único de Información SUI. Sin perjuicio a que se pueda ver sometido por parte del ente de control, ha de tenerse presente las incidencias comerciales que representa el no cargue de la información, sobretodo, en el nuevo esquema de calidad del servicio.
- La compañía presenta en general un desempeño rezagado en sus indicadores financieros en comparación con las Generadoras Distribuidoras Comercializadoras, sin embargo el último año los márgenes de operación y rentabilidades de activos y patrimonio presentan un repunte con aumentos superiores a 8 puntos porcentuales.
- La empresa registra una gestión deficiente en la mayoría de los indicadores de gestión referidos por la Resolución Creg 034 de 2004, excepto por la cobertura de intereses de 75,6 veces.
- La compañía tiene un respaldo financiero importante en la medida que a través de DECSA SA ESP está vinculada con el Grupo de Energía de Bogotá. Se espera apalancar los futuros proyectos de expansión con los anticipos de Codensa por las Áreas de Distribución.
- La caída del 14% en los ingresos se puede explicar por el retiro de clientes del mercado no regulado, sin embargo se halló que estos clientes generaban mayores costos de operación para la empresa y por lo tanto, una menor rentabilidad y margen de operación.