

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



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE**

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

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

ANÁLISIS AÑO 2012

AUDITOR: Consorcio KPMG – Auditoría De Gestión

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. se constituyó en el año 1958 para desarrollar la actividad de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$39.699.633.200 y tiene su sede principal en la ciudad de Bogotá.

Su última actualización en RUPS fue el día 2 de Febrero de 2013.

Tabla 1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Sociedad Anónima (S.A.)
Razón social	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.
Sigla	EEC E.S.P.
Nombre del gerente	Carlos Mario Restrepo Molina

Fuente: SUI

ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$536.235.301.292	\$468.979.579.479	14,34%
Activo Corriente	\$66.570.344.895	\$49.867.771.573	33,49%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$179.399.154.467	\$128.630.669.919	39,47%
Inversiones	\$650.369.869	\$2.576.663.796	-74,76%
Pasivo	\$186.474.617.049	\$146.955.737.500	26,89%
Pasivo Corriente	\$126.631.901.608	\$94.601.371.864	33,86%
Obligaciones Financieras	\$38.461.809.784	\$2.000.646.489	1822,47%
Patrimonio	\$349.760.684.243	\$322.023.841.979	8,61%
Capital Suscrito y Pagado	\$39.699.633.200	\$39.699.633.200	0,00%

Fuente: SUI

Los activos de la Empresa para el año 2012 fueron de \$536.235 millones, presentando un incremento de \$67.256 millones con respecto al año anterior, debido principalmente al aumento de propiedad planta y equipo en 39,47%, equivalente a \$50.768 millones, de los cuales \$32.729 millones corresponden a redes de distribución.

Por otra parte la cuenta de deudores presentó un aumento de 24,42% con respecto a 2011 ubicándose en \$77.193 millones, esto debido al incremento de deudas de difícil cobro que no se registraban en 2011 por un valor de \$39.918 millones, de las cuales

\$33.739 millones corresponden a deudas de difícil cobro del servicio de energía y \$6.179 millones a difícil cobro de otros deudores.

En cuanto a los deudores de servicio de energía, disminuyeron \$29.268 ubicándose en \$57.071 millones; se registraron subsidios por concepto de energía por un valor de \$15.064 millones, los cuales presentaron un incremento de \$9.330 millones con respecto al año anterior..

Las inversiones presentaron una fuerte variación de 74,76% con respecto a 2011, las cuales pasaron de \$2.576 a \$650 millones, esto debido principalmente a la disminución de \$461.398 millones en inversiones de administración de liquidez en renta fija en bonos y títulos emitidos por el sector privado y de \$1.418 millones en inversiones de renta variable en derechos en fondos de valores y fiducias de inversión.

Los activos totales están concentrados en su mayoría en la cuenta de otros activos los cuales representan el 50,83% equivalente en \$272.582 millones en 2012, presentando una variación de \$6.260 millones con respecto al año anterior. Esta cuenta incluye las valorizaciones por \$237.081 millones, quien presentó una disminución de 2.276 millones con respecto a 2011.

El Activo Corriente corresponde al 12,41% de los Activos Totales de la Empresa, el cual presentó un incremento del 33,49% con respecto al 2011, pasando de \$49.868 millones en 2011 a \$66.570 millones en 2012, este está compuesto principalmente por Deudores por \$59.271 millones, de los cuales \$42.073 millones corresponden a servicios públicos de energía.

En cuanto a los Pasivos, estos presentaron una variación de 26,89%, registrando \$186.475 millones en 2012, aumento generado en su mayoría por el ascenso de las Obligaciones financieras en \$36.461163 millones, explicados por el incremento de 4820,39% en financiamiento con la banca comercial, el cual paso de \$2.000 millones en 2011 a \$38.461 millones en 2012, créditos obtenidos con los bancos AV Villas por 18.430 millones y en el Banco Agrario por \$20.000 millones según lo reportado en el informe de gestión de la empresa.

Los pasivos estimados y provisiones presentaron un incremento de 13,50% con respecto al año anterior, ubicándose en \$85.989 millones, esto generado en su mayoría por el aumento de las provisiones para pensiones, debido a la variación del cálculo actuarial de futuras pensiones en \$7.460 millones, con respecto a 2011, variación explicada en el informe de gestión por cambios en la base de datos de mortalidad y recálculo de tasa de descuento.

Por otra parte las cuentas por pagar disminuyeron en 10,41%, con respecto al año anterior, reducción explicada por la disminución en otras cuentas por pagar que pasaron de \$21.030 millones en 2011 a \$1.010 millones en 2012, originado por la cancelación de anticipos de ADD (Áreas de Distribución) con el vinculado económico Codensa, de acuerdo a lo informado en el informe de gestión de la empresa.

El pasivo corriente corresponde al 67,91% del total de pasivos, el cual asciende a \$126.632 millones en 2012, presentando una variación de 33,86% con respecto a 2011, este está compuesto principalmente por cuentas por pagar que ascienden a \$55.174 millones, de las cuales \$33.065 millones corresponden a la adquisición de bienes y servicios en compra de energía motivada por el aumento de la demanda de esta.

El patrimonio presentó un incremento de 8,61%, con respecto a 2011, ascendiendo a \$349.761 millones en 2012, soportado en el aumento de la cuenta resultados de

ejercicios anteriores por \$29.102 millones en 2012, debido a que la utilidad del año 2011 se acumuló al no realizar el pago de dividendos a los accionistas. En cuanto a la estructura de capital, la mayor parte de los fondos de la empresa son propios, el 43.3% de estos son aportados por acreedores.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$283.813.081.834	\$262.527.485.015	8,11%
COSTOS OPERACIONALES	\$201.248.700.906	\$190.697.747.732	5,53%
GASTOS OPERACIONALES	\$57.402.434.968	\$43.835.752.282	30,95%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$25.161.945.960	\$27.993.985.001	-10,12%
OTROS INGRESOS	\$10.183.789.207	\$10.425.680.058	-2,32%
OTROS GASTOS	\$5.333.327.963	\$7.741.221.658	-31,10%
GASTO DE INTERESES	\$99.962.753	\$156.576.735	-36,16%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$30.012.407.204	\$30.678.443.401	-2,17%

Fuente: SUI

Los ingresos operacionales para el 2012 fueron de \$283.813 millones, presentando una variación de 8,11% con respecto al 2011, impulsado en su mayoría por el aumento de la venta del servicio de energía en \$20.014 millones, de los cuales \$16.697 millones corresponden a comercialización y \$3.317 millones a distribución, esto obedece al crecimiento del 5,5 % de la demanda del sector residencial y comercial, y el incremento de las tarifas medias aplicadas al mercado según el informe de gestión de la empresa.

Los Costos Operacionales fueron de \$201.249 millones, los cuales representan el 70,91% de los Ingresos Operacionales, estos aumentaron un 5,53% con respecto al año anterior, debido principalmente al incremento en \$4.953 millones en las compras de energía en bloque y/o a largo plazo y en \$455 millones por compras de energía en bolsa y/o a corto plazo.

En cuanto a los gastos operacionales, estos aumentaron 30,95%, pasando de \$43.836 a \$57.402 millones, de los cuales \$34.473 millones corresponden a gastos de administración y \$22.929 millones a Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento, con un incremento del 35,35% y 24,85% respectivamente. Los gastos de administración aumentaron \$9.003 millones, esto debido al incremento en la cuenta de contribuciones imputadas por concepto de pensiones de jubilación por \$7.205 millones.

La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento aumento \$4.563 millones, esto debido a que para el año 2011, la empresa no tenía registrada provisión para deudores del servicio de energía eléctrica, cuenta que para el 2012 ascendió a 3.613 millones de la depreciación de propiedad planta y equipo presento una variación de 84,98% ascendiendo a 500 millones en 2012.

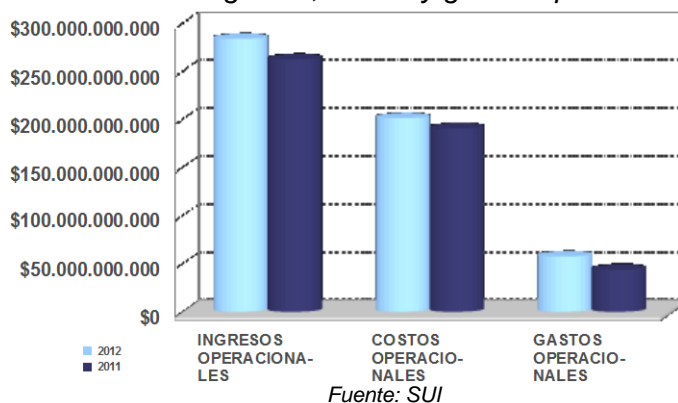
La Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$25.162 millones presentando una disminución de 10,12% con respecto a 2011, debido a que a pesar del aumento de la demanda de energía eléctrica con respecto al año anterior, los costos y los gastos fueron mayores.

Los Ingresos No Operacionales disminuyeron en 2,32% ubicándose en \$10.184 millones, debido a la reducción de la cuenta de ajuste de ejercicios anteriores en \$2.933 millones, a pesar que se generaron ingresos financieros por intereses de financiación a usuarios por \$1.339 millones.

Por otra parte los Gastos No Operacionales en 2012 fueron de \$5,333 millones, los cuales descendieron 31,10% con respecto a 2011, el gasto de intereses disminuyó 36,16% con respecto a 2011, pasando de \$156 a \$99 millones.

La utilidad neta fue de \$30.012 millones, presentando una disminución de 2,17% con respecto a 2011, variación explicada por la reducción en los ingresos no operacionales por \$241 millones, a pesar del descenso de los gastos no operacionales por \$2.407 millones con respecto al año anterior.

Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales



2.3 Indicadores Financieros

Liquidez

La razón corriente de la empresa para el año 2012 es 0,5 veces, indicador que no presenta variación con respecto al año anterior, esto indica que la empresa no cuenta con los recursos suficientes para cumplir con sus obligaciones a corto plazo, ésta cubriría tan solo el 50% de estas obligaciones, pues sus activos corrientes para 2012 fueron de \$66.570 millones y sus pasivos corrientes de \$126.632 millones, dado que la mayoría de los pasivos totales se encuentran concentrados como pasivos corrientes en el corto plazo.

La rotación de cuentas por cobrar presentó una disminución de 36 días pasando de 1230 días en 2011 a 94 días en 2012, lo que implica una mejora en la gestión de cobro de cartera por parte de la empresa, ya que la cuenta de deudores por el concepto de prestación de servicio de energía se redujo considerablemente con respecto al año anterior.

La empresa tarda 64 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando 9 días con respecto al año anterior con 55 días, como consecuencia del incremento en las cuentas por pagar en adquisición de bienes y servicios, las cuales aumentaron \$6.188 millones con respecto a 2011.

El activo corriente corresponde al 12,41% del total de activos de la compañía, porcentaje que presenta un aumento de 1,78% con respecto al 2011, el cual fue de 10,63%, lo que implica que la mayor parte de los activos de la empresa están concentrados en activos fijos.

Tabla 2.3 Indicadores Financiero

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	0,5	0,5
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	94,2	129,8
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	63,6	55,3
Activo Corriente Sobre Activo Total	12,41%	10,63%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	34,8%	31,3%
Patrimonio Sobre Activo	65,2%	68,7%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	67,9%	64,4%
Cobertura de Intereses – Veces	550,4	357,5
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	55.023.212.960	55.969.170.331
Margen Operacional	19,4%	21,3%
Rentabilidad de Activos	10,3%	11,9%
Rentabilidad de Patrimonio	16,6%	18,4%

Fuente: SUI

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 asciende a 34,8%, en el cual se evidencia un incremento de 3,4% con respecto al año anterior que se ubicaba en 31,3%, aumento explicado en el incremento significativo de las obligaciones financieras en banca comercial explicadas anteriormente.

El 65,2% de los recursos con los que cuenta la empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que disminuyo con respecto al 2011 año en el cual el patrimonio de la empresa representaba el 68,7% de los activos, esto debido al aumento del endeudamiento de la compañía en el 2012.

Los pasivos corrientes corresponden al 67,9% del total de los pasivos para 2012, los cuales presentaron un incremento de 3,5% con respecto a 2011, lo que implica que las obligaciones a corto plazo aumentaron con respecto a 2011.

Rentabilidad

El EBITDA presenta una disminución de \$946 millones con respecto al año anterior, pasando de \$55.969 a \$55.023 millones en el 2012, como consecuencia del alto monto de los costos operacionales y el significativo incremento en los gastos operacionales.

El margen operacional en 2012 fue de 19,4%, presentando una disminución de 1,93% con respecto al año 2011, esta variación es consecuencia de la reducción de las utilidades operacionales por \$2.832 millones, debido al incremento en los costos y gastos operacionales explicados anteriormente.

La rentabilidad de los activos se redujo 1,67% con respecto al año anterior ubicándose en 10,3%, al igual que la rentabilidad del patrimonio la cual presentó una disminución

de 1,83% con respecto a la vigencia anterior, siendo de 16,6% para el año 2012, estas variaciones están dadas por la reducción evidenciada en el EBITDA en el año 2012.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

En este capítulo se presentan los principales aspectos técnicos de la gestión de la EEC, como lo son descripción y evolución de la infraestructura de redes y equipos, planes de mantenimiento, sus inversiones y servicio prestado por discriminado en su mayoría por área de operación. Los valores presentados fueron suministrados por la División de Mantenimiento y Obras al Auditor Externo de Gestión y Resultados, la firma KPMG y extraídos del Sistema Único de Información SUI y el portal de XM "PARATEC".

Descripción de la infraestructura

EEC tiene divididas sus operaciones en siete zonas de Cundinamarca (Cáqueza, Facatativá, Fusagasugá, Gachetá, Girardot, La Mesa, Villeta), en este sentido el informe de Auditoría Externa de Gestión y Resultados 2012 presenta las subestaciones que hacen parte del sistema de distribución de energía de la EEC, la Tabla 3.1 presenta la cantidad de subestaciones de la empresa por zona y año.

Tabla 3.1. Número de Subestaciones por Año y Zona

Nivel de Tensión	Año	Caqueza	Facatativá	Fusagasugá	Gachetá	Girardot	La Mesa	Villeta	Total
Subestaciones 34,5 KV	2011	6	6	6	2	12	3	9	43
	2012	6	6	6	2	12	3	9	43
Subestaciones 115 Kv	2011		1	1					2
	2012		1	1					2

Fuente: SUI

Según el informe del auditor la Empresa de Energía de Cundinamarca tiene dos subestaciones en 115 kV para las zonas de Facatativá y Fusagasugá y 43 subestaciones en 34,5 kV repartidas en las diferentes zonas como se muestran en la Tabla 3.1, para un total de 45 subestaciones en año 2012.

En la Tabla 3.2. se presentan las fronteras que EEC tiene con cinco diferentes agentes las cuales ascienden a un total de 34 en las que desempeña el papel de importador de energía. Adicionalmente la Tabla 3.1. presenta las fronteras en las que EEC desempeña el papel de Exportador de energía.

Tabla 3.2. Subestaciones frontera en las que EEC actúa como Importador de energía por zonas 2012

Operadores	Cáqueza	Facatativá	Fusagasugá	Gachetá	Girardot	La Mesa	Villeta
Central hidroeléctrica de Caldas							
S/E 13,2 KV	-	-	-	-	-	-	1
S/E 33 KV	-	-	-	-	-	-	1
CODENSA							
S/E 11,4 KV	-	1	-	-	-	-	-
S/E 13,2 KV	2	2	1	1	-	-	
S/E 34,5 KV	2	3	4	-	-	2	1
S/E 115 KV	-	1	1	1	-	-	-
Compañía Energética de Tolima							
S/E 13,2 KV	-	-	-	-	2	-	-

Operadores	Cáqueza	Facatativá	Fusagasugá	Gachetá	Girardot	La Mesa	Villeta
S/E 34,5 KV	-	-	-	-	5	-	-
Electrificadora del Meta							
S/E 13,2 KV	1	-	-	-	-	-	-
S/E 34,5 KV	1	-	-	-	-	-	-
Empresa de Energía de Boyacá							
S/E 34,5 KV	-	-	-	1	-	-	-
Total	6	7	6	3	7	2	3

Tabla 3.3. Subestaciones frontera en las que EEC actúa como Exportador de energía por zonas 2012

Subestaciones en las Fronteras de Exportación por Zonas Año					
Operadores	Cáqueza	Facatativá	Fusagasugá	Gachetá	Villeta
Central hidroeléctrica de Caldas					
S/E 33 KV					1
CODENSA					
S/E 13,2 KV	1				
S/E 34,5 KV	1	1	1		
S/E 115 KV		1		1	1
Total	2	2	1	1	2

Asociados a las subestaciones mencionadas anteriormente la empresa reporta los transformadores de potencia que se presentan en la Tabla 3.4. discriminando para cada zona el número de transformadores y su capacidad en MVA para los años 2012 y 2011.

Tabla 3.4. Transformadores de Potencia

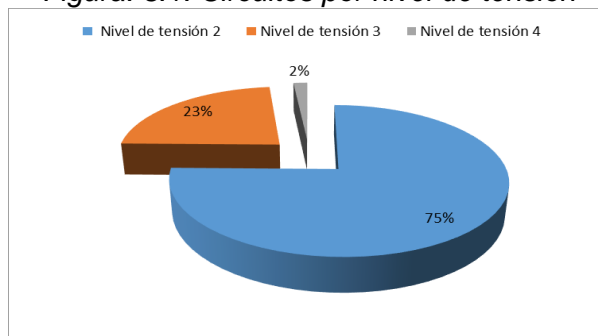
Transformadores de Potencia									
Ítem	Año	Caqueza	Facatativá	Fusagasugá	Gachetá	Girardot	La Mesa	Villeta	Total
Capacidad (MVA)	2011	18	61	60,5	5,8	149,8	15	45	355
	2012	18	61	60,5	5,8	151,3	15	49,5	361
Número de Transformadores	2011	7	11	9	2	19	5	14	67
	2012	7	11	9	2	20	5	16	70

El auditor informa que EEC cuenta con un total de 186 circuitos, de los cuales el 75% corresponde al nivel de tensión 2, el 23% al nivel de tensión 3 y el 2% al nivel de tensión 4 tal como lo ilustra la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Con respecto a la evolución de las redes de la empresa el auditor reporta que para el año 2011 la Empresa aumentó en dos (2) los circuitos en nivel de tensión 3 y en un (1) los circuitos en nivel de tensión 2.

En cuanto a las redes de baja tensión la longitud total es de 11.282 kilómetros en el año 2012, en media tensión de 7.564 kilómetros divididos en 7.041 kilómetros en 13,2 kV y 523 en 34,5 kV y en alta tensión de 71 kilómetros.

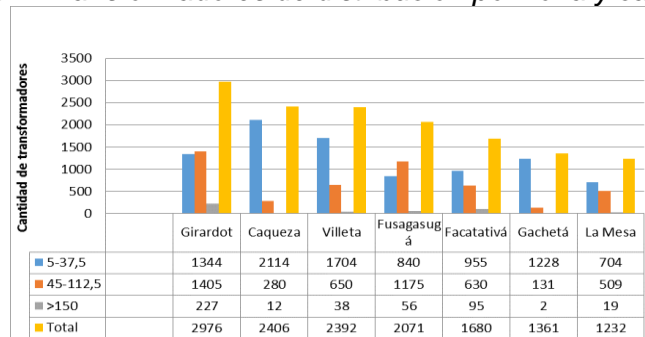
Figura. 3.1. Circuitos por nivel de tensión



Fuente: AEGR

Con referencia a los transformadores de distribución la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** presenta la cantidad de transformadores discriminada por zona y dentro de cada zona el rango de capacidad.

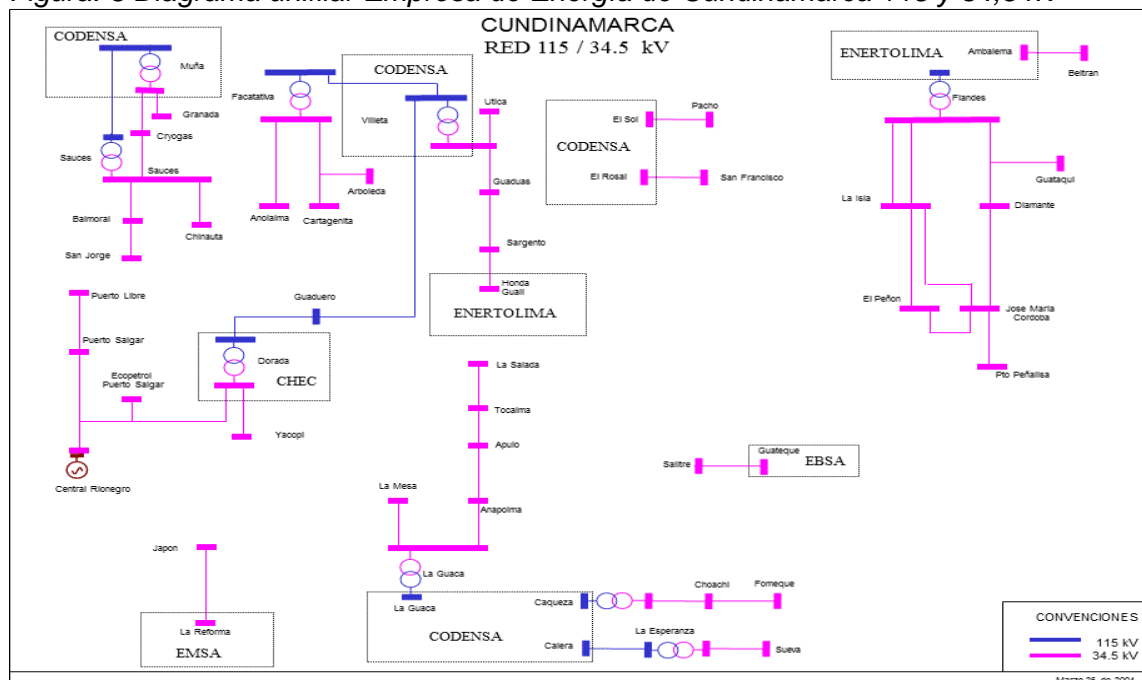
Figura. 2 Transformadores de distribución por zona y capacidad



Fuente: AEGR

Finalmente la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..3.** presenta el diagrama unifilar del sistema eléctrico de la Empresa de Energía de Cundinamarca SA ESP, para los niveles de tensión 2 y 3 consultada en el portal de XM PARATEC

Figura. 3 Diagrama unifilar Empresa de Energía de Cundinamarca 115 y 34,5 kV



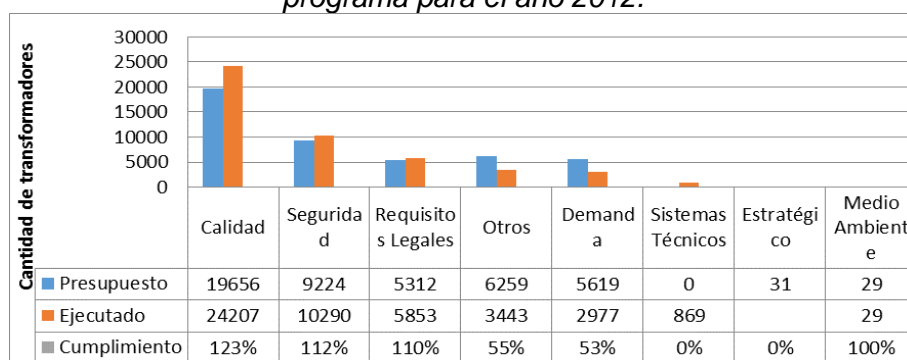
(Fuente PARATEC)

Inversiones

Según el informe del auditor la Empresa de Energía de Cundinamarca cuenta con siete programas de inversión: calidad, demanda, estratégico, medio ambiente, requisitos legales, seguridad y otros.

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** presenta el avance de la inversión detallando el comportamiento de los programas de inversión y su respectivo presupuesto ejecutado en cada caso, durante el 2012.

Figura. 3.4 Inversiones de la Empresa de energía de Cundinamarca por tipo de programa para el año 2012.



Fuente: AEGR

La firma auditora también reportó que la inversión total ejecutada en aspectos técnicos durante el año 2012 por la Empresa de Energía de Cundinamarca fue de \$ 47.670 millones.

Mantenimiento y operación

Durante el año 2012 la empresa realizó intervenciones por mantenimiento preventivo en las subestaciones y de la infraestructura eléctrica de redes de Media y Baja tensión, tanto en mantenimiento preventivo como correctivo.

La Tabla 3.5 presenta los trabajos de mantenimiento realizados en las subestaciones que fueron intervenidas en el año 2012, en esta no está incluida la intervención a los transformadores de potencia, la cual está contenida en la Tabla 3.6 discriminando para cada uno el valor de intervención la subestación a que pertenece y zona que atiende.

Tabla 3.5. Subestaciones intervenidas año 2012

Mantenimiento	Subestaciones
Servicios Auxiliares	Facatativá, Pacho, Villeta, Puerto Salgar, Balmoral, Saucos, San Jorge, Diamante, La isla, José María Córdoba
Mantenimiento de Celdas	Saucos, Jose María Córdoba
Mantenimiento Módulos de Patio	Saucos, Muña
Mantenimiento Cables de Potencia	Japón, Paratebueno
Mejoramiento de Puestas a Tierra	La Mesa, Medina y Paratebueno
Ampliación de la Capacidad de las Subestaciones	Apulo de 3MVA a 4,5MVA, Tibirita de 2MVA a 3MVA, Base Aérea de 1,5MVA a 2MVA y disminución de la capacidad instalada en la Salada de 3MVA a 1,5MVA.

Fuente: AEGR

Tabla 3.6. Transformadores intervenidos año 2012

No	Transformador	Subestacion	Zona	Valor Cancelado
1	Mantenimiento Trafo 1.5 MVA	Japon	Caquezá	\$ 11.993.615
2	Mantenimiento Trafo 2 MVA	Medina	Caquezá	\$ 7.691.615
3	Mantenimiento Trafo 2 MVA	Choachi	Caquezá	\$ 12.372.408
4	Mantenimiento Trafo 1.5 Mva	Fomeque	Caquezá	\$ 4.913.753
5	Mantenimiento Trafo 30/40 MVA	Sauces	Fusagasugá	\$ 28.193.881
6	Mantenimiento Trafo 3 MVA	San Jorge	Fusagasugá	\$ 9.871.326
7	Mantenimiento Trafo 6/7.5 MVA	Balmoral	Fusagasugá	\$ 13.287.241
8	Mantenimiento Trafo De Potencia 8/10 MVA	Diamante	Girardot	\$ 16.951.988
9	Mantenimiento Trafo 1.5 MVA Reserva	Apulo	La Mesa	\$ 7.905.615
10	Mantenimiento Trafo 2 MVA	Salitre	Gacheta	\$ 8.251.428
11	Mantenimiento Trafo 1.5 MVA	Base Aerea	Villeta	\$ 4.650.000
12	Mantenimiento Trafo 3 MVA	Utica	Villeta	\$ 7.914.673

Fuente: AEGR

En cuanto a la infraestructura de redes de distribución tanto en media como en baja tensión el auditor informo que las actividades de mantenimiento correctivo y preventivo de la infraestructura incluyó la normalización y cambio de postes de media y baja tensión, cambio de estructuras y crucetas, normalización y cambio de protecciones. La Tabla 3.6 presenta la cantidad de intervenciones en la infraestructura según la actividad y el tipo de labor.

Tabla 3.6. Mantenimiento Estructura Eléctrica 2012

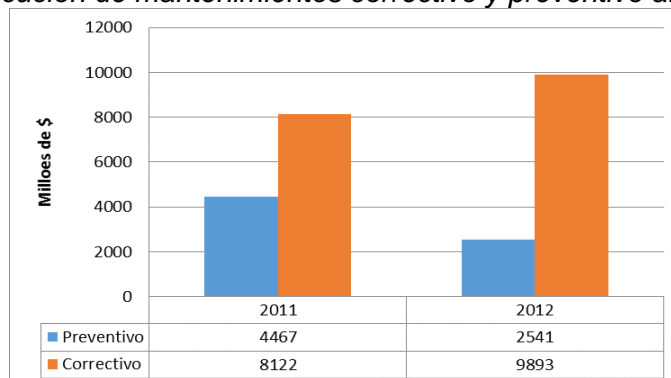
Elemento	Correctivo	Preventivo
Estructuras	812	154
Protecciones	11.328	741
Postes baja tensión	672	184
Postes media tensión	283	117

Fuente: AEGR

El auditor informa que plan de mantenimiento preventivo del año 2012 de circuitos tuvo una ejecución del 92,9%, superando el porcentaje de ejecución del año 2011 que fue del 84%.

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** presenta un comparativo del costo de los mantenimientos preventivos y correctivos ejecutados para los años 2011 y 2012.

Figura. 3.5. Ejecución de mantenimientos correctivo y preventivo años 2011 y 2012.



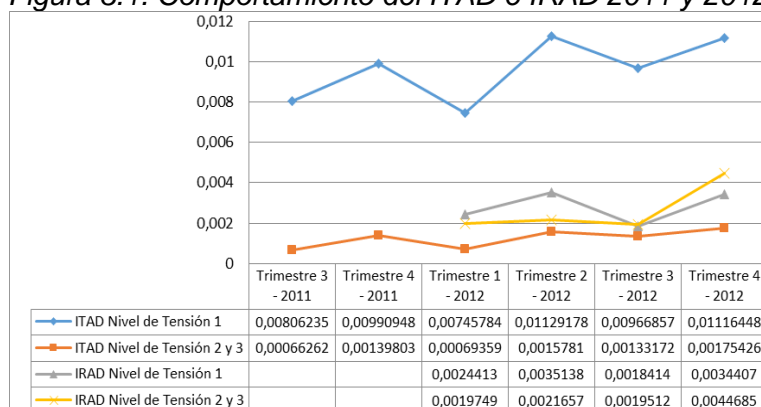
Fuente: AEGR

Calidad del servicio

La Empresa de Energía de Cundinamarca ingreso al nuevo esquema de calidad el día 1 de Julio de 2011.

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** presenta el comportamiento del Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad para los trimestres 3 y 4 del año 2011 y los 4 trimestres del año 2012 reportados por la empresa en el SUI, así mismo se presentan los valores de índices de referencia de acuerdo con la resolución 018 de 2012, tanto para el nivel de tensión 1 como para los niveles 2 y 3.

Figura 3.1. Comportamiento del ITAD e IRAD 2011 y 2012.



Fuente: AEGR

Vale la pena resaltar que mientras que el valor del ITAD correspondiente al niveles de tensión 2 y 3 se ubicó por debajo del índice de referencia durante los 4 trimestres del 2012, el índice correspondiente al nivel 1 se encontró siempre por encima del valor de referencia.

Calidad de la potencia

La firma auditora KPMG reporto en su informe de auditoría externa de gestión y resultados que para el año 2012 la Empresa de Energía de Cundinamarca realizó mediciones de calidad de la potencia empleando equipos Scan Power + i, y que así mismo la EEC realizó un contrato de medida y reporte de calidad de la potencia con el Centro Internacional de Física (CIF) de la Universidad Nacional.

4. ASPECTOS COMERCIALES

Cantidad de suscriptores

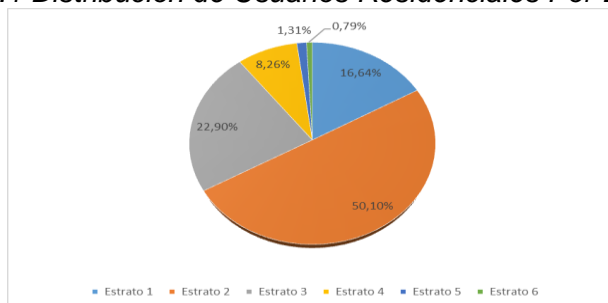
Tabla 4.1.7. Número de suscriptores 2012

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	225.983	90,35%
Total No Residencial	24.127	9,65%
Total Suscriptores	250.110	100,00%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.1 se observa que el número de suscriptores de la Empresa de Energía de Cundinamarca para el año 2012 es de 250.110, de los cuales el 90.3% corresponde al sector residencial.

Gráfica 4.1.1 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012



Fuente: SUI

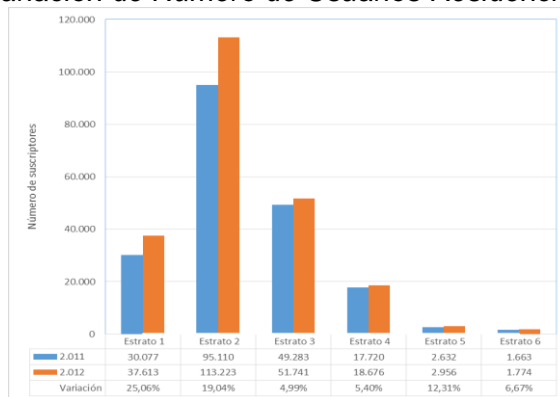
Tabla 4.1.8 Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	37.613	16,64%
Estrato 2	113.223	50,10%
Estrato 3	51.741	22,90%
Estrato 4	18.676	8,26%
Estrato 5	2.956	1,31%
Estrato 6	1.774	0,79%

Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.1 y Tabla 4.1.2, se concluye que el 89.6% de los usuarios pertenece a los estratos 1, 2 y 3, y el 8.3% al estrato 4.

Gráfica 4.1.2 Variación de Número de Usuarios Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

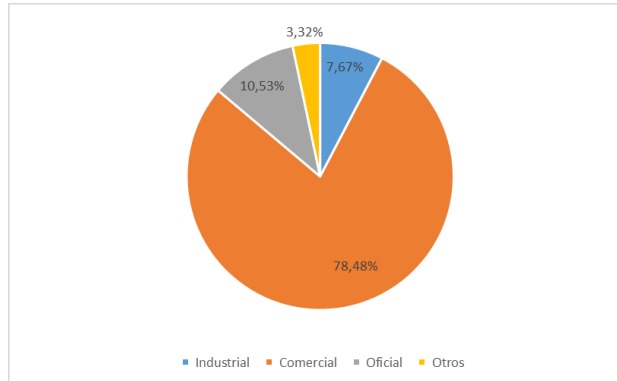
En la Gráfica 4.1.2 puede verse que en el año 2012 ha habido incrementos en el número de usuarios residenciales comparados con el año anterior. Los mayores incrementos se presentaron en los estratos 1 y 2, con incrementos anuales del 25.1% y el 19% respectivamente.

Tabla 4.1.9 Número De Usuarios No Residenciales Por Sector 2012

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	1.851	7,67%
Comercial	18.935	78,48%
Oficial	2.540	10,53%
Otros	801	3,32%

Fuente: SUI

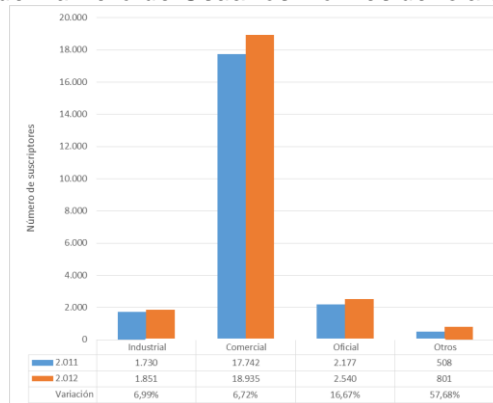
Gráfica 4.1.3 Distribución de Usuarios No Residenciales Por Sector 2012



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.3 y Gráfica 4.1.3 puede verse que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 78,5% corresponde al sector comercial, seguido del sector oficial, con el 10,5%, y el sector industrial con el 7,7%.

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



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.4 se observa que en todos los sectores se incrementó el número de usuarios, con relación al año anterior. Los mayores incrementos ocurren en Otros, con el 57.7%, y el sector oficial, con incremento anual del 16.7%.

Tabla 4.1.4 Distribución De Usuarios Por Departamento

Departamento	USUARIO	AÑO	
		2.012	Participación
CUNDINAMARCA	Total Residencial	216.453	95,78%
	Total No Residencial	23.592	97,78%
D.C	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	1	0,00%
META	Total Residencial	1.365	0,60%
	Total No Residencial	102	0,42%
NARIÑO	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	1	0,00%
TOLIMA	Total Residencial	8.165	3,61%
	Total No Residencial	430	1,78%
VALLE	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	1	0,00%
Total Total Residencial		225.983	100,00%
Total Total No Residencial		24.127	100,00%

Fuente: SUI

Aunque en la Tabla 4.1.4 se observa que la empresa tiene usuarios en 6 departamentos, el porcentaje de usuarios en el sector residencial en el departamento de Cundinamarca es del 95.8%.

Tabla 4.1.5 Número De Usuarios Comparado Con Colombia

	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Estrato 1	2.737.327	37.613	1,37%
Estrato 2	4.317.969	113.223	2,62%
Estrato 3	2.375.182	51.741	2,18%
Estrato 4	746.906	18.676	2,50%
Estrato 5	290.667	2.956	1,02%
Estrato 6	181.398	1.774	0,98%
Industrial	46.971	1.851	3,94%
Comercial	627.674	18.935	3,02%
Oficial	53.919	2.540	4,71%
Otros	39.970	801	2,00%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.5 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al sector oficial con el 4.7%, el sector industrial con el 3.9% y a los estratos 1 y 2, con el 3.3% y el 2.9% respectivamente.

Consumos

Tabla 4.1.6 Consumo de Kwh Por Sector

Sector	Kw H	Participación
Total Residencial	299.698.450	59,09%
Total No Residencial	207.453.314	40,91%
Total Suscriptores	507.151.764	100,00%

Fuente: SUI

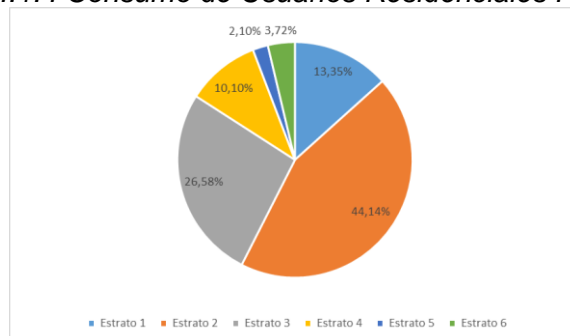
En la Tabla 4.1.6 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la Empresa de Energía de Cundinamarca para el año 2012 es de 507.151.764 Kwh, de los cuales el 59.1% corresponde al sector residencial, y el restante 40.9% corresponde al no residencial.

Tabla 4.1.7 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato

Estrato	KwH	Participación
Estrato 1	40.016.508	13,35%
Estrato 2	132.295.093	44,14%
Estrato 3	79.669.666	26,58%
Estrato 4	30.275.610	10,10%
Estrato 5	6.284.144	2,10%
Estrato 6	11.157.429	3,72%

Fuente: SUI

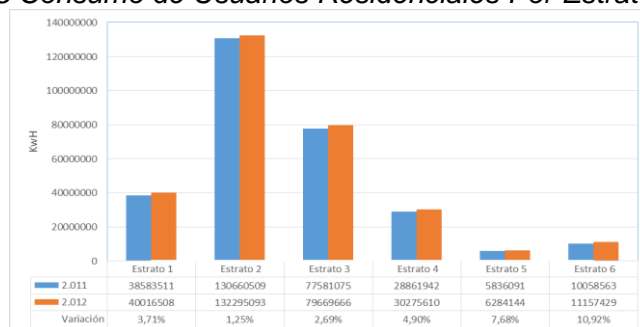
Gráfica 4.1.4 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.4 y Tabla 4.1.7, se concluye que el 84% del consumo de energía corresponde a usuarios de los estratos 1, 2 y 3, y el 10.1% al estrato 4.

Gráfica 4.1.5 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato 2011 - 2012



Fuente: SUI

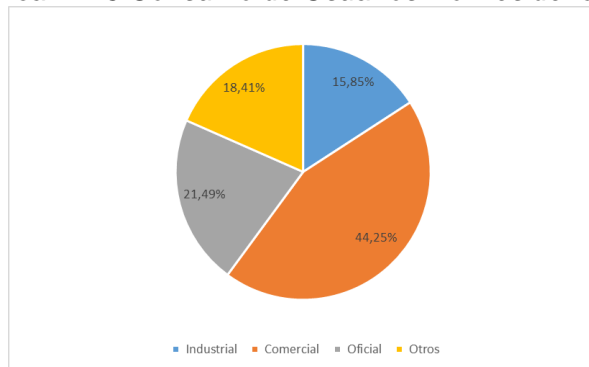
En la Gráfica 4.1.5 se observa que en todos los sectores se incrementó el consumo de energía en el año 2012 en comparación con el año anterior. Se destacan los mayores incrementos, los cuales ocurrieron en el estrato 6 con el 10.9% y el estrato 5 con el 7.7% de incremento anual.

Tabla 4.1.8 Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

Sector	Kw H	Participación
Industrial	32.890.632	15,85%
Comercial	91.794.040	44,25%
Oficial	44.580.694	21,49%
Otros	38.187.948	18,41%

Fuente: SUI

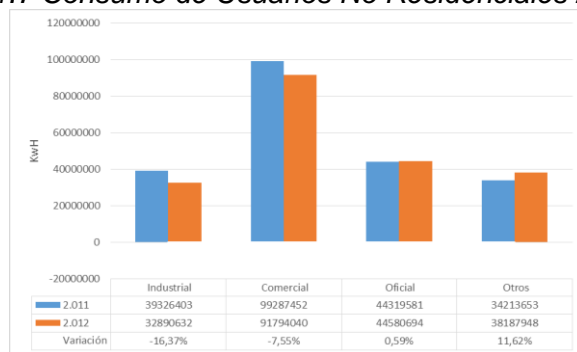
Gráfica 4.1.6 Consumo de Usuarios No Residenciales



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.8 y Gráfica 4.1.6 puede verse que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 44.2% corresponden al sector comercial, seguido del sector oficial con el 21.5%. Los menores porcentajes corresponde al sector industrial con el 15.9%, y otros con el 18.4%.

Gráfica 4.1.7 Consumo de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.7 se observa que en los sectores oficial y otros se incrementó el consumo de los usuarios, con relación al año anterior. Por el contrario, los sectores industrial y comercial disminuyeron el consumo en el 16.4% y el 7.6% respectivamente.

Tabla 4.1.9 Consumo de Kwh de Usuarios Por departamento

Departamento	USUARIO	AÑO	
		2.012	Participación
CUNDINAMARCA	Total Residencial	286.586.599	95,62%
	Total No Residencial	190.739.625	91,94%
D.C	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	6.794.594	3,28%
META	Total Residencial	746.826	0,25%
	Total No Residencial	1.118.614	0,54%
NARIÑO	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	161.734	0,08%
TOLIMA	Total Residencial	12.365.025	4,13%
	Total No Residencial	6.850.196	3,30%
VALLE	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	1.788.551	0,86%
Total Total Residencial		299.698.450	100,00%
Total Total No Residencial		207.453.314	100,00%

Fuente: SUI

Aunque en la Tabla 4.1.9 se observa que la empresa tiene usuarios en 6 departamentos, el porcentaje de consumo en el sector residencial en el departamento de Cundinamarca es del 95.6.

Tabla 4.1.10 Consumo de Kwh Comparado Con Colombia

	Total Consumo Colombia	Consumo Empresa	Participación
Total - Estrato 1	4.407.223.508	40.016.508	0,91%
Total - Estrato 2	6.109.402.080	132.295.093	2,17%
Total - Estrato 3	3.964.116.282	79.669.666	2,01%
Total - Estrato 4	1.453.637.917	30.275.610	2,08%
Total - Estrato 5	710.278.398	6.284.144	0,88%
Total - Estrato 6	680.918.417	11.157.429	1,64%
Total - Industrial	10.065.526.292	32.890.632	0,33%
Total - Comercial	7.060.243.373	91.794.040	1,30%
Total - Oficial	1.079.445.070	44.580.694	4,13%
Total - Otros	1.984.751.818	38.187.948	1,92%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 10 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al sector oficial con el 4.1%, y a los estratos 2, 3 y 4 con el 2.1%.

Atención al Usuario

Puntos de atención y recaudo

De acuerdo con la información obtenida de la página Web de EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P., se cuenta con 15 puntos de atención permanentes, ubicados en diversos municipios del departamento, los cuales se indican a continuación:

Tabla 4.1.11 Municipios don oficinas de atención

Municipios con oficinas de atención
Agua de Dios
Anapoima
Apulo
Bogotá
Cáqueza Choachí
Facatativá
Fusagasugá
Gachetá
Girardot
Guaduas
La Mesa
Pacho
Puerto Salgar
Tocaima
Villeta

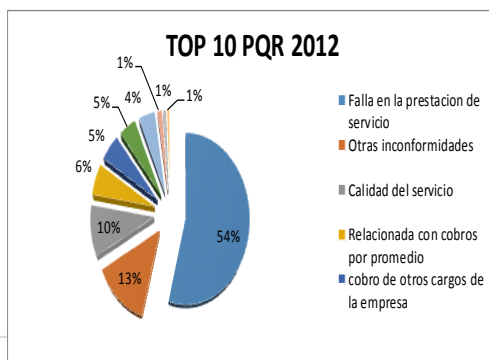
Fuente: SUI

Para el 2011, se registraba la misma información respecto de puntos de atención para el público y para usuarios.

De acuerdo con lo informado en la página Web de la Empresa, para los municipios que no son atendidos con oficina permanente, se cuenta con un programa de Atención personal Móvil (APM), a través del cual fue posible atender a 14.011 clientes y realizar talleres informativos en colegios, instituciones y comunidades de los diferentes municipios atendidos.

PQR.

AÑO 2012	
CAUSAL	CANTIDAD
Falla en la prestación de servicio	46.913
Otras inconformidades	11.380
Calidad del servicio	8.327
Relacionada con cobros por promedio	5.189
cobro de otros cargos de la empresa	4.546
Error de lectura	3.829
Alto consumo	3.693
Pago sin abono a cuenta	1.030
Cobros inoportunos	730
tarifa cobrada	613
TOTAL	86.250



Pérdidas

Según lo indicado en el Informe de Gestión 2012 de EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P., el control de pérdidas se centró en acciones tendientes a reducir las pérdidas no técnicas, así como en la gestión integral de la medida, orientada a garantizar el registro completo de la energía consumida por los clientes, lo cual, según lo expresado se refleja en la evolución del índice de pérdidas y la recuperación de la energía no facturada.

Al respecto, para identificar y gestionar fuentes generadoras de pérdidas de energía, la Empresa adelantó acciones de focalización (instalación de 204 macromedidores), censo de alumbrado público (a través de la actualización del catastro de alumbrado público, se recuperaron 3,2 Gwh), consumos no registrados (se adelantaron 1245 actuaciones administrativas, que equivalen a la facturación de 1.6 GWh/año, o alrededor de \$ 781 millones, nuevos suministros (se matricularon 9649 cuentas), inspecciones a instalaciones (se realizaron 28058 inspecciones a cerca del 10% de los usuarios residenciales y a cerca del 80% de los grandes consumidores).

A continuación se presenta el comportamiento del índice de pérdidas de energía del Operador de Red durante el 2012

Mes	Valor
Enero	12,60%
Febrero	12,12%
Marzo	12,23%
Abril	12,80%
Mayo	12,65%
Junio	12,69%
Julio	12,90%
Agosto	12,92%
Septiembre	12,96%
Octubre	12,64%
Noviembre	12,73%
Diciembre	12,34%

Fuente: SUI

4.2. Análisis tarifario (grupo tarifas)

4.2.1. Cambios Regulatorios en el año 2012

Componente de Pérdidas

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

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

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

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

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

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

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

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

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

estas resoluciones remplazarán los valores vigentes a la expedición de la Resolución CREG 173 de 2011.

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

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

Componente de Transmisión

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

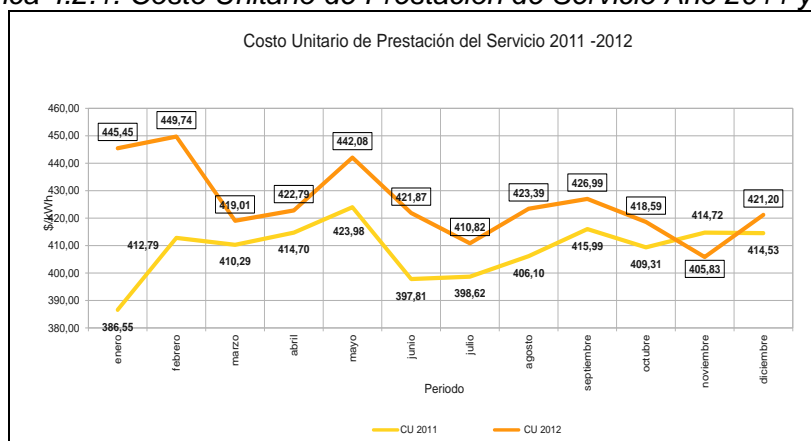
"(...) Artículo 28. Publicación de cargos estimados. A más tardar el sexto día calendario de cada Mes, el LAC deberá suministrar a los comercializadores el valor de los Cargos por Uso del STN y del STR y demás cargos que deba liquidar y facturar, estimados para ese Mes con la mejor información disponible.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

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

4.2.2. Información del Costo Unitario de Prestación del Servicio

En la gráfica 4.2.1., se observa la evolución del costo unitario de prestación del servicio mes a mes para los años 2011 y 2012.

Gráfica 4.2.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio Año 2011 y 2012



Fuente: Información Publicada por la ESP

Al finalizar los años 2011 y 2012, se presenta una variación del CU del 1,6%, motivado por el incremento en las componentes de generación y pérdidas de un 13,07% y 9,16% respectivamente, y una reducción de las restricciones del 75,70%.

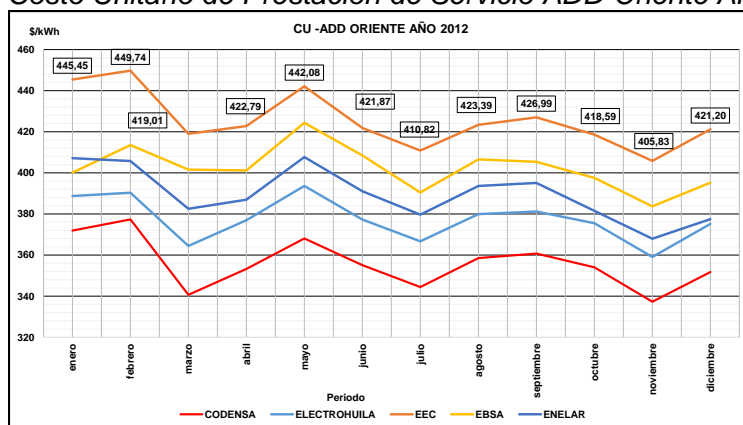
Las componentes de generación, distribución y comercialización dentro del CU, tienen una participación que alcanza el 87.57%, hecho que se muestra a continuación:

G	T	D	C	PR	R
31.95%	5.03%	31.78%	23.84%	6.07%	1.33%

Información sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio para el ADD Oriente

El Costo Unitario de Prestación del Servicio para el año 2012 se muestra en el gráfico 4.2.2, donde puede observarse que la EEC S.A. E.S.P., presenta el CU más alto en todos los meses dentro de las empresas que conforman la ADD Oriente (Resolución 18096 del Ministerio de Minas y Energía).

Gráfica 4.2.2. Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD Oriente Año 2012



Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD Oriente

Componente Generación

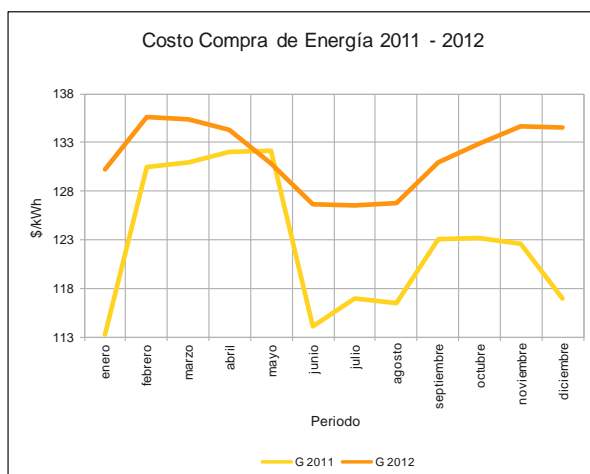
A continuación se muestra la tabla comparativa (Tabla 4.2.1.) de la componente G del Cu para los años 2011 y 2012, con su respectiva gráfica (Gráfica 4.2.3):

Tabla 4.2.1. Valores Componente G (\$/kWh)

PERIODO	G 2011	G 2012
enero	113.22	130.18
febrero	130.45	135.67
marzo	130.93	135.40
abril	131.99	134.27
mayo	132.15	130.82
junio	114.07	126.67
julio	116.93	126.55
agosto	116.52	126.72
septiembre	123.07	130.97
octubre	123.17	132.81
noviembre	122.56	134.64
diciembre	116.99	134.57

Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

Gráfica 4.2.3. Componente de Generación Año 2011 - 2012



Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

Como puede observarse, para el año 2012 la componente G presenta un comportamiento mucho más estable que en 2011, en el cual hubo variaciones más significativas en las compras en bolsa. Para 2012, las variaciones se deben más a los precios de bolsa.

Componente de Transmisión

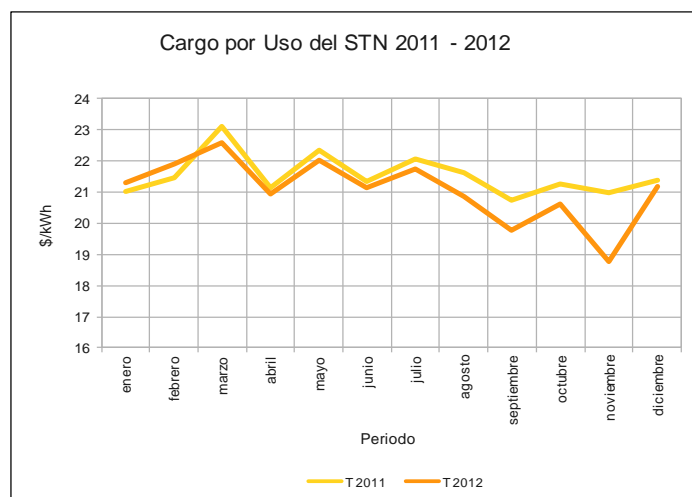
A continuación se muestra la tabla 4.2.2., donde detallan los valores de la componente T del Cu para los años 2011 y 2012 y la gráfica 4.2.4 donde se observan las respectivas variaciones:

Tabla 4.2.2. Valores Componente T (\$/kWh)

PERIODO	T 2011	T 2012
enero	21.02	21.31
febrero	21.49	21.91
marzo	23.13	22.58
abril	21.16	20.94
mayo	22.34	22.02
junio	21.34	21.16
julio	22.06	21.74
agosto	21.64	20.87
septiembre	20.75	19.76
octubre	21.28	20.62
noviembre	20.98	18.76
diciembre	21.38	21.17

Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

Gráfica 4.2.4. Componente de Transmisión Año 2011 – 2012



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

Esta es una de las componentes con menos variabilidad en el CU. Las pequeñas oscilaciones son similares para los dos años.

Componente de Distribución

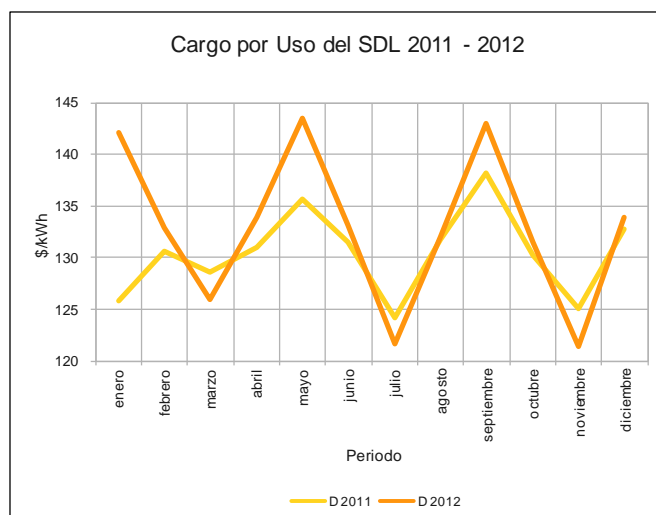
La tabla 4.2.3., detalla los valores de la componente D del Cu para los años 2011 y 2012 y la gráfica 4.2.5 donde se observan las respectivas variaciones:

Tabla 4.2.3. Valores Componente D (\$/kWh)

PERIODO	D 2011	D 2012
enero	125.78	142.07
febrero	130.62	132.90
marzo	128.63	125.98
abril	130.98	133.92
mayo	135.70	143.55
junio	131.48	133.07
julio	124.21	121.59
agosto	131.74	132.03
septiembre	138.20	143.03
octubre	130.21	131.52
noviembre	125.11	121.44
diciembre	132.75	133.85

Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

Gráfica 4.2.5. Componente de Distribución Año 2011 – 2012



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

Las oscilaciones bimensuales de esta componente, son consecuencia de la metodología de cálculo del DtUN. En los dos años se observa un comportamiento muy similar de este fenómeno.

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

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

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

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

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

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

Al respecto, los gastos anuales por concepto de AOM se suman a la tarifa que la CREG reconoce y se calculan como un porcentaje (Porcentaje de AOM a reconocer - PAOMR) a partir de los gastos contables demostrados por el agente y condicionado a que los indicadores de calidad del servicio no se deterioren, siendo cubiertos dichos gastos en su totalidad por el usuario final vía tarifa.

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

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

Componente de Comercialización

La tabla 4.2.4., contiene los valores de la componente C del Cu para los años 2011 y 2012, con su respectiva gráfica, (Gráfica 4.2.6.) donde se observan las variaciones de la misma:

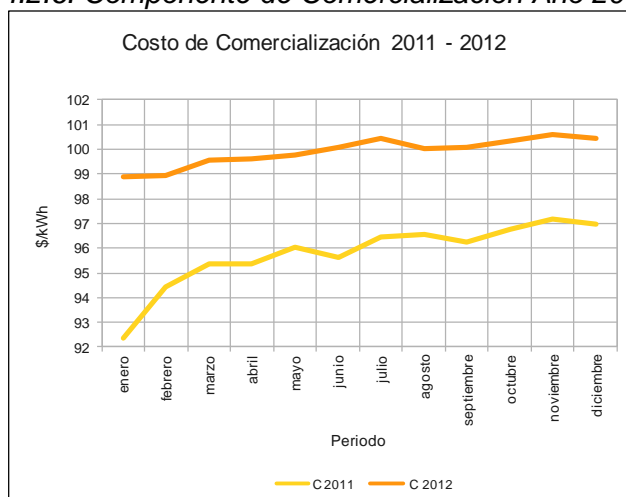
Tabla 4.2.4. Valores Componente C (\$/kWh)

PERIODO	C 2011	C 2012
enero	92.38	98.87
febrero	94.44	98.94
marzo	95.35	99.58
abril	95.39	99.61
mayo	96.06	99.79
junio	95.63	100.09
julio	96.47	100.43
agosto	96.56	100.03
septiembre	96.24	100.11
octubre	96.76	100.32
noviembre	97.16	100.59
diciembre	96.97	100.42

Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

Como se observa, esta componente tiene un comportamiento creciente, pero sin mayores variaciones en los dos años.

Gráfica 4.2.6. Componente de Comercialización Año 2011 - 2012



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

Componente de Pérdidas

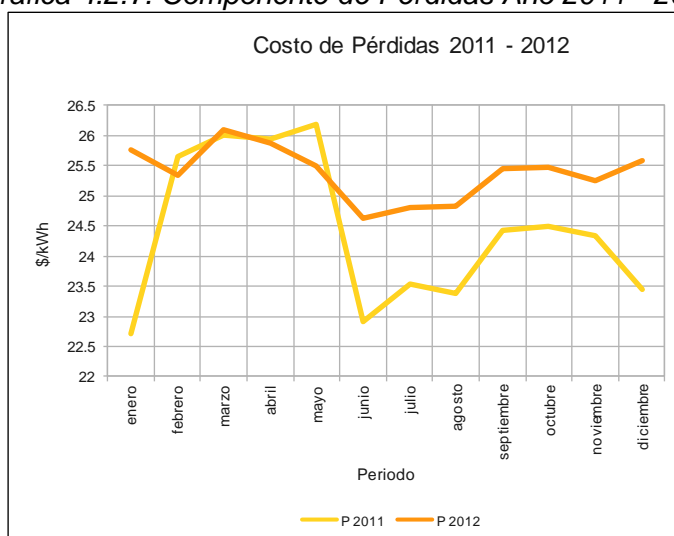
A continuación se muestra una tabla comparativa de la componente PR del Cu para los años 2011 y 2012, con su respectiva gráfica, Tabla 4.2.5 y Gráfica 4.2.7.:

Tabla 4.2.5. Valores Componente PR (\$/kWh)

PERIODO	P 2011	P 2012
enero	22.72	25.76
febrero	25.66	25.34
marzo	26.02	26.11
abril	25.95	25.87
mayo	26.19	25.49
junio	22.92	24.63
julio	23.54	24.80
agosto	23.39	24.82
septiembre	24.42	25.44
octubre	24.50	25.49
noviembre	24.34	25.26
diciembre	23.44	25.59

Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

Gráfica 4.2.7. Componente de Pérdidas Año 2011 - 2012



Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

Para 2012, se reduce significativamente la variación que puede observarse para 2011 en esta componente, mostrándose bastante estable en los periodos finales.

Componente de Restricciones

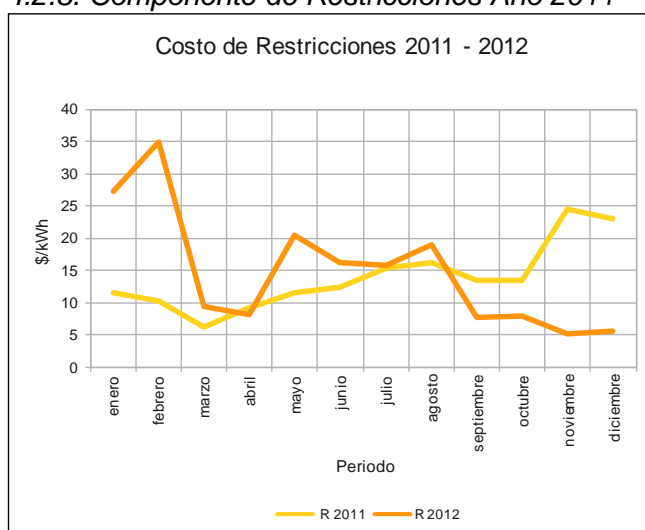
A continuación se muestran la tabla 4.2.6. y la gráfica 4.2.8., que contienen los valores de la componente R del Cu para los años 2011 y 2012 respectivamente.

Tabla 4.2.6. Valores Componente R (\$/kWh)

PERIODO	R 2011	R 2012
enero	11.44	27.27
febrero	10.13	34.99
marzo	6.24	9.47
abril	9.22	8.19
mayo	11.55	20.42
junio	12.39	16.24
julio	15.41	15.70
agosto	16.23	18.91
septiembre	13.31	7.68
octubre	13.39	7.85
noviembre	24.56	5.15
diciembre	23.00	5.59

Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

Gráfica 4.2.8. *Componente de Restricciones Año 2011 – 2012*



Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

Salvo la situación que se presentó en los primeros meses de 2012 (de hecho esto se presentaba desde finales de 2011), el comportamiento de esta componente se ha estabilizado, y ha tendido a reducirse. Por supuesto, esta tendencia está sujeta a condiciones del mercado.

4.2.3. Evolución de las tarifas 2012

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

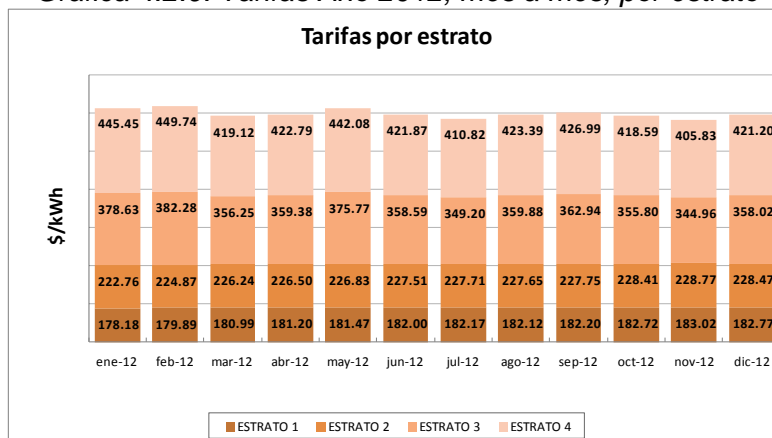
Evolución de las tarifas 2012 del prestador

En la gráfica 4.2.9., se observa la tarifa aplicada por la Empresa de Energía de Cundinamarca a cada estrato durante el año 2012; en el límite superior se reflejan las tarifas de estrato 4 y van descendiendo hasta el estrato 1, las cuales se reflejan en el límite inferior.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 445,45 \$/kWh en estrato 4 mientras que

en estrato 1 fue de 178,18 \$/kWh, asignado un subsidio del 60% para este periodo.

Gráfica 4.2.9. Tarifas Año 2012, mes a mes, por estrato



Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue una disminución del 5,44% en la tarifa, que para enero fue de 445,45 \$/kWh y para diciembre de 421,20 \$/kWh.

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

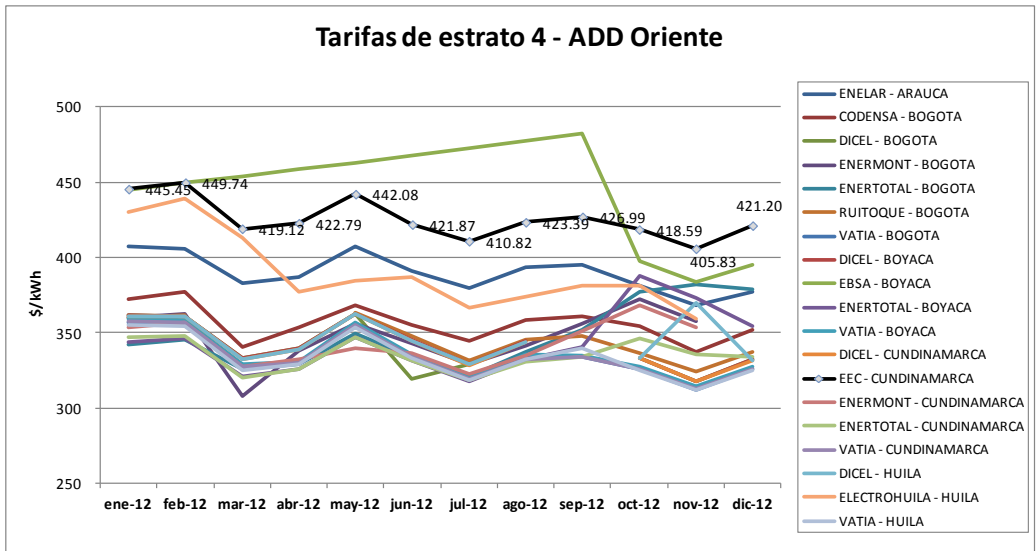
Mediante el Decreto 388 de 2007 se ordenó a la Comisión Reguladora de Energía y Gas -CREG conformar, dentro de la metodología que establezca la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, áreas de distribución -ADD, las cuales se definen como el “Conjunto de redes de Transmisión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

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

Por lo anterior, vale la pena observar las tarifas aplicadas por las diferentes empresas que conforman el ADD Oriente, para los años 2011 y 2012 objeto de esta evaluación en la gráfica 4.2.10:

De la gráfica 4.2.10., se concluye que la Empresa de Energía de Cundinamarca pasó de ocupar la segunda posición como empresa con la tarifa aplicada más costosa a la primera a partir de octubre de 2012, a pesar que la tarifa disminuyó a lo largo del año.

Gráfica 4.2.10. Tarifas 2012 ADD Oriente

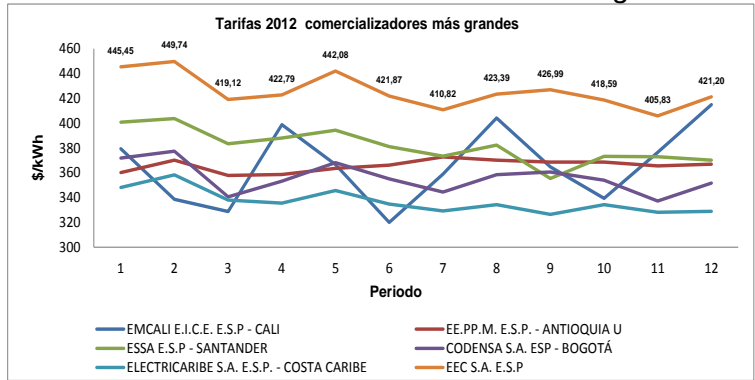


Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas de las ESPs

Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores más grandes.

La gráfica 4.2.11., se observa un comportamiento similar al del ADD, toda vez que el prestador frente a los comercializadores (caso de operadores de red) más grandes del país también tiene la tarifa más alta.

Gráfica 4.2.11. Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país

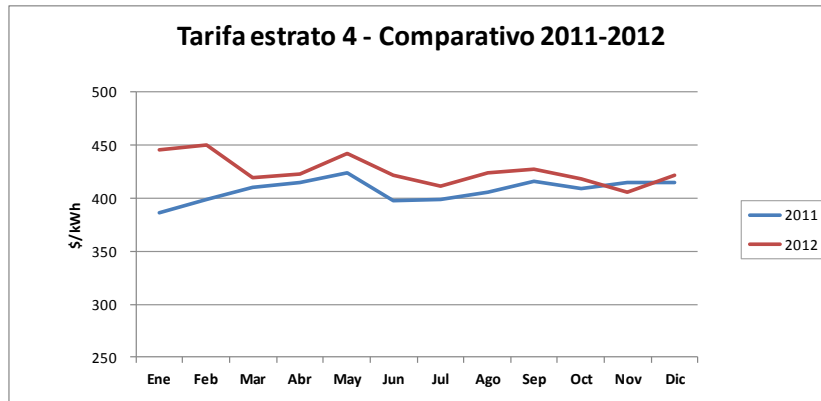


Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas de las ESPs

Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador

En la gráfica 4.2.12 se observa que entre marzo y diciembre de 2011 e igual periodo de 2012, las tarifas del prestador han tenido un comportamiento similar. La empresa culminó el 2012 con una tarifa muy cercana a la de 2011.

Gráfica 4.2.12. Tarifas de EEC Años 2011 - 2012



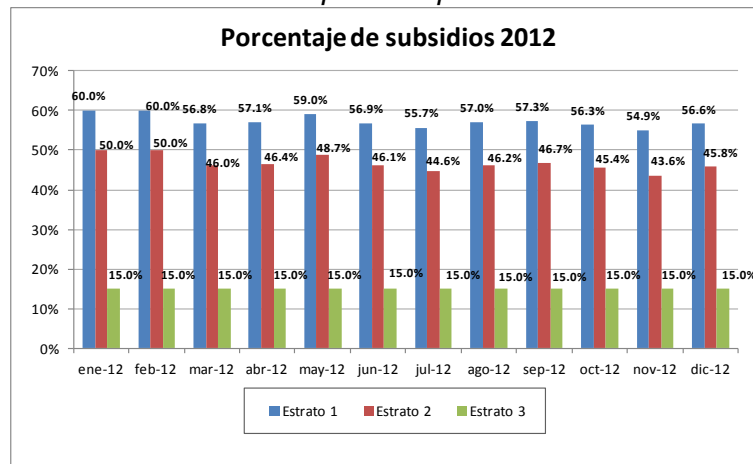
Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

Consumos de Subsistencia Vigentes.

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

La gráfica 4.2.13 presenta el porcentaje de subsidios al consumo de subsistencia, para los estratos 1, 2, y 3, el informe de AEGR informa que efectuó una revisión de las tarifas publicadas y que en las mismas se aplica lo dispuesto por la Comisión de Regulación de Energía y Gas en la Resolución CREG 186 de 2010.

Gráfica 4.2.13. *Subsidios Aplicados por E.E.C. Años 2011 - 2012*



Fuente: *Cálculos SSPD*

4. 2. 4. Subsidios y Contribuciones

En la tabla 4.2.7., se presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2011 y 2012, de acuerdo con la información reportada al SUI por parte del prestador.

Tabla 4.2.7. *Subsidios y Contribuciones 2011-2012*

Estrato/Sector	2011	2012
----------------	------	------

Estrato 1	7.828.373.276	8.060.796.051
Estrato 2	20.153.057.285	20.318.146.988
Estrato 3	3.531.067.159	3.701.317.650
Total Subsidios	31.512.497.720	32.080.260.689
Estrato 5	448.685.018	508.760.513
Estrato 6	742.694.519	870.855.444
Industrial	2.601.874.001	2.437.952.917
Comercial	6.767.402.351	7.347.422.968
Total Contribución	10.560.655.889	11.164.991.842
Déficit	-20.951.841.831	-20.915.268.847

Fuente: SUI

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

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador disminuyó 0.17%, cerca de \$37 millones de pesos entre los años 2011 y 2012. La empresa otorgó durante el 2012 subsidios cercanos a \$ 32.000 millones de pesos, de los cuales el 63% (\$20.318 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2 , el 25% al estrato 1 (\$8.061 millones) y por último un 11% a los usuarios del estrato 3 (\$3.701 millones), además facturó contribuciones por un valor total de \$11.165 millones los cuales fueron en su mayoría del sector comercial (\$7.347 millones), los aportes de los usuarios del estrato 5 y 6 representan cerca del 11% de los aportes totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$20.915 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$32.080 millones y recaudar un total de \$11.165 millones por concepto de contribución.

De otra parte, de acuerdo con lo estipulado en el Decreto 201 de 2004 en el cual se reglamenta la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia de servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física, para el último trimestre de 2012, el Ministerio de Minas y Energía presentó objeciones a la conciliación del cuarto trimestre pero no se allegó la validación final.

Se consolida en la Tabla 4.2.8, el reporte de conciliaciones de la empresa efectuada por el Ministerio, entre el año 2011 y 2012, se observó lo siguiente:

Tabla 4.2.8 Conciliaciones MME 2011-2012

Concepto	2011	2012
----------	------	------

Subsidios	31.459.991.078	33.276.469.700
Contribuciones	15.907.922.395	14.028.863.219
Déficit / Superávit	- 15.552.068.683	- 19.247.606.481
Giros de	Presupuesto Nal	20.182.238.714
	FSSRI	1.014.198.719
		18.930.555.000
		1.068.000.000

Fuente: MME

Para el año 2012, el Ministerio de Minas y Energía MME, efectúa el cálculo de las conciliaciones determinando un déficit del orden de \$19.247 millones, los cuales son cubiertos con recursos del FSSRI por un monto de \$1.068 millones y con recursos del Presupuesto Nacional por un monto de \$18.931 millones.

5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

Indicadores de Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2010	Resultado	Observación
Margen Operacional	27,37%	19,39%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	550,4	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	53	94,2	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	36,72	63,6	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,38	0,5	No cumple

Fuente: SUI

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, la Empresa de Energía de Cundinamarca solo cumple con 1 de los indicadores de gestión financieros planteados para las empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica.

El único indicador en el cual la empresa cumple el referente establecido, es el de cubrimiento de intereses; la empresa indica que el nivel de gastos financieros es bajo, debido a la cancelación de préstamos a corto plazo que había adquirido para cancelar los anticipos de ADDS con el vinculado económico Codensa.

En cuanto a la rotación de cuentas por cobrar, la empresa no cumple el referente establecido, a pesar de la mejoría del indicador con respecto al año anterior, la empresa argumenta que el aumento presentado en la cuenta de deudores se debe al reconocimiento en los estimado de facturación de áreas de distribución y a la diferencia en la contabilización de los subsidios con respecto a 2011.

Por otra parte, el indicador de cuentas por pagar se encuentra fuera del referente establecido, la explicación de la empresa a este incumplimiento, es que se presenta un aumento en las cuentas por pagar, las cuales son impulsadas por el incremento en las obligaciones con terceros en compras de energía, costos, gastos y ejecución de proyectos de inversión.

La razón corriente de 0,53, indica que la empresa no puede cumplir con sus obligaciones de corto plazo, debido a que estos superan los activos corrientes, esta variación en el indicador es explicado por parte de la empresa como el resultado de la variación negativa en los corrientes, la cual es provocada por la utilización de los

recursos de la fiducia Fongobierno, para obras de electrificación rural correspondientes al convenio con la Gobernación de Cundinamarca.

El margen operacional de la empresa es positivo pero no se encuentra en los referentes establecidos, la empresa indica el incremento en los ingresos operacionales es ocasionado por el crecimiento en la demanda y en el precio promedio de los sectores residencial y comercial.

El concepto emitido por parte del Auditor Externo de Gestión de resultados sobre el comportamiento de los indicadores y la explicación del cumplimiento o incumplimiento de los mismos, es que la justificación dada sobre el resultado del indicador es coherente, pero no realiza ningún pronunciamiento específico para cada indicador.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Para la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP se habilitaron 313 formatos el año 2012, de los cuales 94 se certificaron como “No aplica”, dos de ellos de forma extemporánea. Hasta la fecha de verificación (24 de Mayo de 2013) tiene 201 formatos cargados y certificados, 25 fuera de las fechas límite y presenta los siguientes faltantes de información:

Tabla 6.1. Oportunidad de la información reportada al SUI.

Formato	Periodicidad	Periodo	Estado	Cargue - Fecha límite	Resolución
Accidentes de origen eléctrico	Anual	1	Pendiente	15/07/2012	Resolución SSPD 20102400008055
Formato 12 - Información áreas rurales de menor desarrollo	Mensual	8	Pendiente	25/12/2012	Resolución SSPD 20121300017645
		9	Pendiente	25/10/2012	
		10	Pendiente	25/11/2012	
		11	Pendiente	25/12/2012	
		12	Pendiente	25/01/2013	
Formato 4	Mensual	6	Pendiente	31/07/2012	Resolución SSPD 20121300017645
Formato 5	Mensual	6	Pendiente	31/07/2012	Resolución SSPD 20121300017645
Formato 19	Trimestral	2	Pendiente	15/07/2012	Resolución SSPD 20121300017645

Fuente: SUI

Vale la pena mencionar que el Formato 12 - Información áreas rurales de menor desarrollo cuenta con un nuevo código de formato a partir de agosto de 2012, y que esta empresa continúa certificando como “No aplica” el formato antiguo, por lo cual el nuevo sigue pendiente.

A continuación se muestran la cantidad de usuarios reportados mes a mes por estrato, y su consumo relacionado:

Tabla 6.2. Usuarios reportados mes a mes al SUI.

Usuarios						
Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
ene	26.057	80.912	43.145	16.983	2.422	1.671
feb	27.549	79.467	48.729	18.050	2.739	1.702
mar	27.716	90.593	48.931	17.951	2.753	1.710
abr	27.653	79.913	48.846	18.092	2.761	1.708
may	27.807	91.016	49.127	18.020	2.768	1.725
jun	27.816	81.127	48.731	17.750	2.647	1.713
jul	27.644	89.163	48.561	17.970	2.761	1.724
ago	28.046	82.881	49.734	18.226	2.781	1.721
sep	27.875	89.567	48.777	18.084	2.776	1.724
oct	28.512	83.462	49.911	18.337	2.803	1.721
nov	28.353	90.237	48.993	18.166	2.802	1.727
dic	28.750	84.051	50.163	18.481	2.820	1.724

Fuente: SUI

Tabla 6.3. Consumos reportados mes a mes al SUI.

Consumo (GWh)						
Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
ene	3,38	11,26	6,45	2,72	0,60	1,38
feb	3,18	10,67	6,55	2,46	0,51	0,95
mar	3,36	11,24	6,54	2,33	0,47	0,75
abr	3,31	10,64	6,80	2,67	0,56	0,90
may	3,46	11,62	6,67	2,46	0,51	0,96
jun	2,98	9,88	6,11	2,31	0,46	0,81
jul	3,43	11,40	6,80	2,62	0,56	1,06
ago	3,27	10,90	6,83	2,56	0,55	0,97
sep	3,53	11,50	6,73	2,55	0,54	0,86
oct	3,40	11,22	6,94	2,64	0,51	0,89
nov	3,50	11,41	6,74	2,56	0,55	0,92
dic	3,22	10,56	6,51	2,41	0,48	0,70

Fuente: SUI

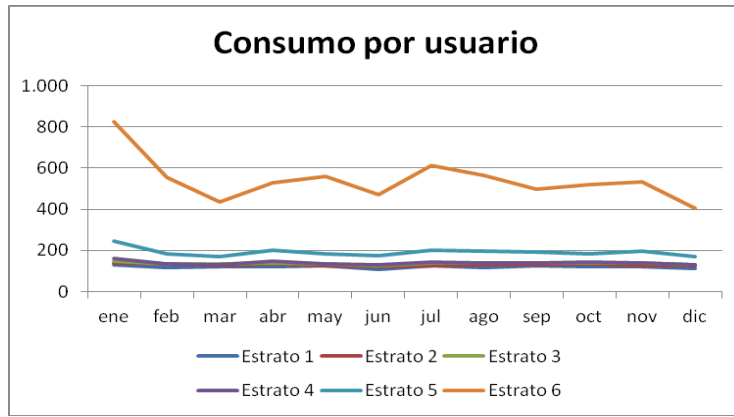
Con lo anterior, podemos construir los indicadores de facturación y consumo por usuario, encontrando buena calidad de información pues guardan relación como se puede apreciar en los gráficos correspondientes.

Tabla 6.4. Consumos por usuario reportados al SUI.

Consumo por usuario (kWh)						
Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
ene	129,83	139,11	149,47	159,91	245,87	824,45
feb	115,31	134,27	134,45	136,37	185,52	557,22
mar	121,23	124,05	133,69	129,83	169,66	436,66
abr	119,81	133,14	139,21	147,70	201,21	528,14
may	124,27	127,72	135,86	136,44	184,16	559,37
jun	106,99	121,83	125,42	129,86	174,10	473,23
jul	124,06	127,80	139,94	145,72	202,61	613,65
ago	116,70	131,50	137,26	140,47	197,10	565,20
sep	126,51	128,35	137,99	140,83	194,58	498,60
oct	119,41	134,42	139,07	143,74	182,24	518,85
nov	123,38	126,44	137,52	141,06	197,62	535,29
dic	112,00	125,69	129,78	130,30	168,46	405,72

Fuente: SUI

Gráfica 6.1. Consumos por usuario



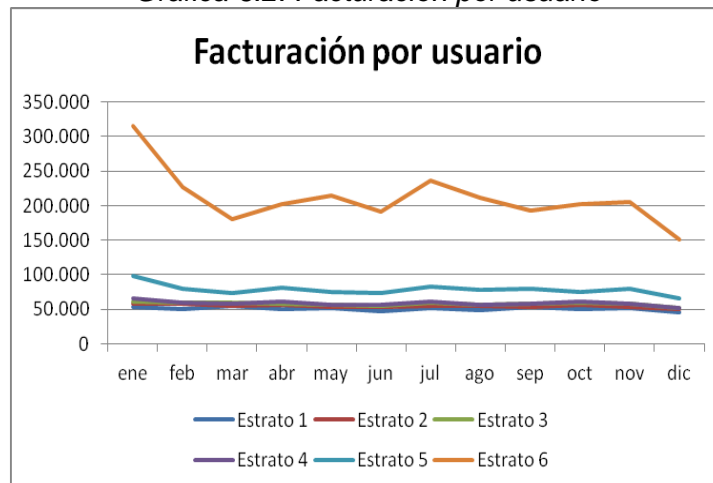
Fuente: SUI

Tabla 6.5. Facturación por usuario reportado al SUI.

Facturación por usuario (\$)						
Mes	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
ene	53.803,29	57.501,24	61.639,05	65.321,30	98.635,57	315.624,70
feb	50.552,56	58.516,28	58.867,76	59.495,86	79.076,33	227.403,91
mar	54.274,10	55.346,25	59.718,36	57.449,19	73.819,69	180.687,14
abr	50.674,00	56.373,90	58.555,87	61.231,78	81.998,19	202.522,65
may	52.283,80	53.583,31	57.008,60	56.698,98	75.078,92	215.323,28
jun	46.791,53	53.086,97	54.760,76	56.452,85	74.166,07	191.763,74
jul	52.592,09	54.303,94	59.255,13	60.694,99	83.015,58	236.600,87
ago	48.210,85	54.242,79	56.417,39	57.017,91	78.516,90	212.211,98
sep	53.125,27	53.727,11	57.771,12	58.520,32	79.385,50	193.441,38
oct	50.815,11	57.080,33	58.992,60	60.454,63	75.143,37	202.586,17
nov	51.943,28	53.152,91	57.562,26	58.275,90	80.262,63	204.816,91
dic	45.521,42	51.073,71	52.616,42	52.205,50	66.186,86	150.841,61

Fuente: SUI

Gráfica 6.2. Facturación por usuario



Fuente: SUI

Las altas variaciones que se pueden observar tanto en usuarios como en facturación son debido a las modificaciones de información comercial que adelanta la empresa analizada, razón por la cual los valores pueden no estar ajustados aún.

7. ACCIONES DE LA SSPD

De conformidad con la información que reposa en la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas, esta Superintendencia no adelantó investigaciones EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. ESP

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El prestador tiene una tarifa significativamente alta, no sólo en su mercado sino también en el ADD Oriente (donde fue la mayor a finales de 2012), y frente a otros comercializadores grandes del país.

El prestador viene aplicando las Resoluciones CREG 186 de 2010, CREG 157 de 2011 y CREG 173 de 2011.

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

No obstante lo anterior, y a diferencia de otros sectores los déficit de la estructura tarifaria de la empresa son atendidos a través del Presupuesto Nacional. Para el 2012, la empresa presentó un déficit de \$21 mil millones.

El análisis de la información realizada indica que se le debe hacer seguimiento a la empresa, mejorar sus reportes en calidad y oportunidad de la información comercial y técnica. Además de proponer investigar la empresas por inconsistencias en la información.

La Empresa de energía de Cundinamarca presenta un comportamiento estable en gestión financiera, de acuerdo al análisis financiero realizado, a pesar que la empresa presenta problemas de liquidez debido a que sus activos corrientes no son suficientes para cubrir las obligaciones a corto plazo; se encuentra que esta presenta un nivel aceptable de rentabilidad, a pesar de la reducción presentada con respecto a la vigencia anterior.

En 2012 las utilidades fueron positivas, a pesar que estas presentaron un decrecimiento, este no fue significativo. La empresa debe tomar acciones para frenar el crecimiento de los gastos operacionales los cuales impidieron que la utilidad de 2012 fuera mayor.

Para afrontar los problemas de liquidez la empresa debe disminuir sus pasivos de corto plazo para que estos puedan ser atendidos en su totalidad con los recursos corrientes con los que cuenta la empresa.