

# INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN ENERGIA SOCIAL DE LA COSTA S.A. ESP



Libertad y Orden

**Prosperidad  
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA DE ENERGÍA Y GAS  
COMBUSTIBLE**

**DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA**

**Bogotá, agosto de 2013**

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN**  
**ENERGIA SOCIAL DE LA COSTA S.A. ESP**  
**ANALISIS AÑO 2012**

**AUDITOR: DELOITTE ASESORES Y CONSULTORES LTDA**

**1. DESCRIPCION GENERAL DE LA EMPRESA**

TIPO DE SOCIEDAD	Anónima Comercial
RAZON SOCIAL	Energía social de la Costa S.A E.S.P
ACTIVIDAD QUE DESARROLLA	Comercializacion de Energía Electrica
FECHA DE CONSTITUCION	9 de octubre de 2003
NOMBRE DEL GERENTE	Miguel Angel Santesteban Vives

**2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS**

**2.1 Balance General**

*Tabla 2.1 Balance General*

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
<b>Activo</b>	<b>\$101.943.615.393</b>	<b>\$62.995.431.435</b>	<b>61,83%</b>
Activo Corriente	\$101.943.615.393	\$62.995.431.435	61,83%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$0	\$0	# DIV/0!
Inversiones	\$203.408.849	\$7.052.363.215	-97,12%
<b>Pasivo</b>	<b>\$97.040.180.632</b>	<b>\$80.766.338.522</b>	<b>20,15%</b>
Pasivo Corriente	\$96.674.621.132	\$80.766.338.522	19,70%
Obligaciones Financieras	\$0	\$0	0,00%
<b>Patrimonio</b>	<b>\$4.903.434.761</b>	<b>(\$17.770.907.087)</b>	<b>-127,59%</b>
Capital Suscrito y Pagado	\$1.055.751.993	\$1.055.751.993	0,00%

*Fuente: SUI*

Para el año 2012 los Activos de la Empresa ascienden a \$101.944 millones, presentando una variación de 61,83% con respecto al año anterior, producida principalmente en deudores, cuenta que se ubica en \$99.619 millones, la cual presentó un aumento de \$44.633 millones, como consecuencia del incremento en los deudores por concepto de energía eléctrica, los cuales pasaron de \$105.656 a \$175.122 millones. Esto como consecuencia al plan de mejora establecido por parte de la compañía, en el cual se incluyó la estrategia de incremento valor mínimo a pagar, estrategia que incluye incrementar en la factura el valor mínimo a pagar por cada usuario, la cual estaba en un promedio de \$15.000 en diciembre de 2011 y paso a \$20.000.

En cuanto a los subsidios de energía se presentó un aumento, el cual corresponde al giro pendiente por parte del estado de los subsidios asignados en el último trimestre del año. De igual forma se presenta un incremento en la provisión para deudores por \$24.020 millones, de acuerdo a las notas a los estados financieros.

Las inversiones presentan una reducción de 97,12% ubicándose en \$203 millones, esta corresponde a la disminución en inversiones administración de liquidez en renta fija en \$6.849 millones, por los retiros realizados en la cartera colectiva con Corficolombiana, al mismo tiempo se constituyó una cartera colectiva fonval con Correval.

Por otra parte la cuenta de efectivo ascendió a \$2.121 millones al presentar un incremento de 124,98% con respecto a 2011, esto como consecuencia del aumento en cuenta corriente bancaria por \$1.178 millones, los cuales corresponden a mayores ingresos recibidos por concepto FOES y subsidios por parte del Ministerio de Minas y Energía.

La cuenta de propiedad planta y equipo, presenta un saldo de \$0 en los dos años de análisis, la Empresa solo cuenta con equipos de comunicación por \$8 millones, los cuales ya fueron depreciados en su totalidad, por tal motivo el saldo de la cuenta es \$0

El Activo Corriente corresponde al 100% de los Activos Totales de la Empresa en los dos años de análisis, esto se debe a que la Empresa no tiene Activos fijos, todos sus Activos están registrados en el corto plazo.

Los Pasivos aumentaron un 20,15% ubicándose en \$97.040 millones, variación producida principalmente por el aumento presentado por \$15.212 millones en las cuentas por pagar, de los cuales \$5.045 corresponden a adquisición de bienes y servicios, estos corresponden principalmente a la compra de energía a generadores y a la bolsa de energía, otros costos y gastos indirectos necesarios hasta su comercialización, uso del sistema de transmisión nacional, pago de restricciones y contratos de conexiones; y \$9.910 a otras cuentas por pagar a vinculados económicos, en las cuales \$66 millones deben ser pagadas a la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. Y \$10 millones a Energía Empresarial de la costa S.A. E.S.P.

Por otra parte los Pasivos estimados y provisiones aumentaron 28,27% equivalente a \$1.041 millones, como consecuencia del incremento en la cuenta de provisiones diversas.

El patrimonio presentó un incremento de \$22.674 millones con respecto a 2011, ascendiendo a \$4.903 millones en 2012, soportado en el aumento de los resultados del ejercicio por \$40.989 millones a pesar de la reducción en \$18.315 millones en los resultados de ejercicios anteriores.

El capital autorizado de la compañía está representado por \$4.313.000.000 acciones comunes con un valor nominal de \$4,50 cada una, de las cuales se encuentran suscritas y pagadas al 31 de diciembre de 2012 y 2011 234.611.554 acciones.

En la Asamblea Extraordinaria de accionistas celebrada el 23 de septiembre de 2011 se estableció un aumento del capital suscrito y pagado en la suma de \$6,7 millones de pesos, al igual que capitalizar acreencias a favor de Electricaribe S.A. E.S.P., por \$14,5 millones; reducir el capital suscrito y pagado de la compañía sin reembolso efectivo de aportes, de acuerdo a lo expuesto en las notas a los estados financieros presentadas por parte de la empresa.

Con relación a la estructura de capital de la Empresa, el 4,81% de los fondos son propios y los 95,19% restantes son aportados por acreedores.

De acuerdo con el análisis realizado por el Auditor de acuerdo con las proyecciones financieras, se resalta que éste evidencia un deterioro en la cuenta del patrimonio para todo el período de proyección comprendido entre los años 2013 a 2017, debido a la acumulación de pérdidas generadas en la operación. Adicionalmente los pasivos son cada año superiores al activo, comportamiento explicado por tipo de clientes que conforman su mercado y el origen de sus recursos para su atención.

## 2.2 Estado de Resultados

*Tabla 2.2 Estado de Resultados*

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$217.973.683.730	\$118.823.168.156	83,44%
COSTOS OPERACIONALES	\$165.696.060.122	\$102.943.101.644	60,96%
GASTOS OPERACIONALES	\$29.293.926.678	\$34.423.393.726	-14,90%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$22.983.696.930	(\$18.543.327.214)	-223,95%
OTROS INGRESOS	\$374.674.648	\$383.868.803	-2,40%
OTROS GASTOS	\$684.029.730	\$155.187.709	340,78%
GASTO DE INTERESES	\$3.142.050	\$1.982.592	58,48%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$22.674.341.848	(\$18.314.646.120)	-223,80%

Fuente: SUI

Los ingresos operacionales corresponden a la facturación de usuarios de los barrios subnormales, estos para el 2012 fueron de \$217.974 millones, presentando un incremento del 83,44% con respecto al 2011, impulsado en su mayoría por el aumento de 80,44% en la venta del servicio de energía, equivalente a \$98.077 millones por el concepto de comercialización de energía; por otra parte se presentó una reducción por \$1.065 millones en la cuenta de devoluciones, rebajas y descuentos en la venta de servicios.

De acuerdo con el informe del Auditor, el prestador advierte que la venta de energía a su mercado presentará un decrecimiento para los años 2013 y 2014 ya que la compañía espera reducciones en la demanda de alrededor del 3,08% en la cantidad de energía suministrada debido al traslado de clientes previsto por las inversiones en los planes de normalización del Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE).

Esta variación en los ingresos operacionales es consecuencia del aumento en el número de clientes y del incremento en la energía suministrada en 2012, la cual presentó un aumento del 62%, debido al traslado de fronteras comerciales de barrios subnormales de Electricaribe a Energía Social de la Costa, de acuerdo a lo expuesto en las notas a los estados financieros presentados por la empresa.

La compañía efectuó un plan de mejora en el cual incluyó la estrategia de "Incremento valor mínimo a pagar", la cual consistió en el establecimiento de una senda de incremento de la factura mínima a pagar por cada usuario, la cual estaba en un promedio de \$15.000 en diciembre de 2011 y pasó a \$20.000 en el mes de diciembre de 2012, de acuerdo al informe del auditor.

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 76,02% de los Ingresos Operacionales, estos aumentaron un 60,96% con respecto al año anterior, pasando de \$102.943 a \$165.696, como consecuencia del incremento de \$37.603 millones en las compras de energía en bloque y/o a largo plazo, \$18.799 millones en uso de líneas, redes y ductos y \$4.695 millones en manejo comercial y financiero del servicio, se incluyen peajes y cargos de conexión.

Los gastos operacionales disminuyeron 14,90%, pasando de \$34.423 a \$29.394 millones, de los cuales \$4.977 millones corresponden a gastos de administración y \$24.317 millones a depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento, con una reducción del 8,85% y 16,04% respectivamente.

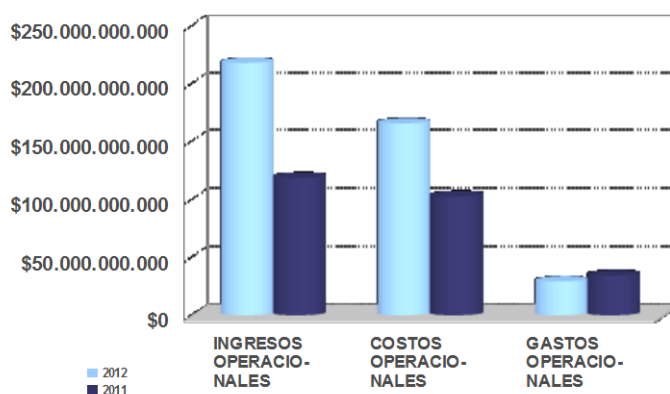
Los gastos de administración disminuyeron \$483 millones, de los cuales \$253 millones corresponden a impuestos, contribuciones y tasas; y \$228 millones a gastos generales, los cuales incluyen comisiones, honorarios, arrendamiento y servicios públicos.

La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento disminuyó \$4.646 millones, descendiendo a \$24.317 millones, como consecuencia de la reducción en la provisión para deudores; en ninguno de los dos periodos de análisis se registra depreciación ya que la Empresa no cuenta con propiedad planta y equipo que no esté depreciada.

En 2012 la Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$22.984 millones, a diferencia de 2011, año en el que obtuvo pérdidas operacionales de \$18.543 millones, esto como consecuencia del fuerte incremento en los ingresos operacionales y la reducción de los gastos operacionales a pesar del aumento presentado en los costos operacionales.

Los Ingresos no operacionales fueron de \$374 millones presentando una disminución del 2,40%, debido a la reducción en ingresos extraordinarios en reintegros de vigencias anteriores por \$19 millones; y al aumento por \$10 millones en ingresos financieros, cuenta en la cual los intereses sobre depósitos en instituciones financieras aumentaron \$190 millones, el recargo por mora disminuyó \$31 millones, al igual que otros ingresos financieros presentaron una reducción por \$151 millones.

*Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales*



Fuente SUI

Los Gastos No Operacionales en 2012 ascendieron a \$684 millones, aumentando 60,96% con respecto al año anterior, como consecuencia del incremento en gastos extraordinarios por \$446 millones, por concepto de Otros Gastos Extraordinarios.

La Empresa presenta en 2012 utilidades netas por \$22.674 millones, puesto que los ingresos y gastos operacionales no representan un valor significativo con respecto a la utilidad operacional presentada, por lo cual esta se mantiene con una pequeña variación como utilidad neta; al contrario en el año 2011 se presentó una pérdida neta por \$18.315 millones debido al elevado monto de los costos y gastos operacionales.

### 2.3 Indicadores Financieros

Tabla 2.3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
<b>INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN</b>		
Razón Corriente – Veces	1,1	0,8
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	293,2	324,6
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	27,8	26,9
Activo Corriente Sobre Activo Total	100,00%	100,00%
<b>INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO</b>		
Nivel de Endeudamiento	95,2%	128,2%
Patrimonio Sobre Activo	4,8%	-28,2%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	99,6%	100,0%
Cobertura de Intereses – Veces	7.314,9	-9.353,1
<b>INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD</b>		
Ebitda	22.983.696.930	-18.543.327.214
Margen Operacional	10,5%	-15,6%
Rentabilidad de Activos	22,5%	-29,4%
Rentabilidad de Patrimonio	469,0%	104,3%

Fuente: SUI

#### Liquidez

La razón corriente de la Empresa para el año 2012 es 1,1 veces, indicador que presenta un incremento de 0,3 veces con respecto anterior, esto indica que la Empresa cuenta con los recursos para cumplir con sus obligaciones a corto plazo, comprometiendo la totalidad de sus Activos, puesto que la Empresa no tiene Activos fijos. Es importante aclarar que los Activos corrientes con los que cuenta la Empresa en su mayoría están concentrados en deudores.

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó una reducción de 32 días pasando de 325 días en 2011 a 293 días en 2012, aunque esta rotación presentó una mejoría con respecto al año anterior sigue siendo muy elevada; la variación presentada en el indicador es consecuencia del aumento en las ventas del servicio de energía, no a la disminución en la cuenta de deudores, ya que esta presentó un incremento con respecto a 2011.

La Empresa tarda 28 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando 1 día con respecto al año anterior, en el cual se tardaba 27 días, variación que no es significativa y se presenta como resultado del aumento en las cuentas por pagar con respecto a 2011.

El activo corriente corresponde al 100% del total de los Activos. La Empresa no cuenta con Activos fijos.

#### Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 95,2%, en el cual se evidencia una disminución de 33% con respecto al año anterior, el cual se ubicaba en 128,2%, como consecuencia del aumento en los Activos totales de la Empresa, a pesar que el monto de las cuentas por pagar aumentaron con respecto al año anterior.

Por otro parte el 4,81% de los recursos con los que cuenta la Empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que aumento con respecto al 2011, debido a la reducción en el nivel de endeudamiento en 2012. En el año 2012 la totalidad de los fondos con los que contaba la Empresa eran aportados por acreedores.

El Pasivo corriente representa el 99,62% del total de los Pasivos, el 0,38% restante pertenece a Pasivos de largo plazo. En 2011 la totalidad de los Pasivos estaban registrados como corrientes.

#### Rentabilidad

El EBITDA para el año 2012 fue de \$22.984, el cual presento un incremento de \$41.527 millones con respecto al año anterior, en el cual el EBITDA fue negativo, como consecuencia del fuerte incremento de los ingresos operacionales, de acuerdo con lo señalado por el Auditor, por directriz de los accionistas de la empresa a partir de 2012 el EBITDA se calcula sin disminuir la provisión, lo que permite que el resultado no sea negativo. Esto permite a la empresa cubrir sus gastos financieros en 2012.

El margen operacional en 2012 fue de 10,5%, presentando un incremento de 26,15% con respecto al año 2011, como resultado del aumento de la utilidad operacional de la Empresa con respecto al 2011, año en el cual el margen operacional fue de -15,6%.

La rentabilidad de los Activos aumento 51,98% con respecto al año anterior ubicándose en 22,5%, la rentabilidad del patrimonio presentó un incremento de 364,69% con respecto a la vigencia anterior, siendo de 469% para el año 2012.

### 3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

La empresa desarrolla la actividad de comercialización, sin operar redes de distribución, razón por la cual no se realiza diagnostico en este sentido.

### 4. ASPECTOS COMERCIALES

#### Cantidad de suscriptores

*Tabla 4.1.1. Número de suscriptores 2012*

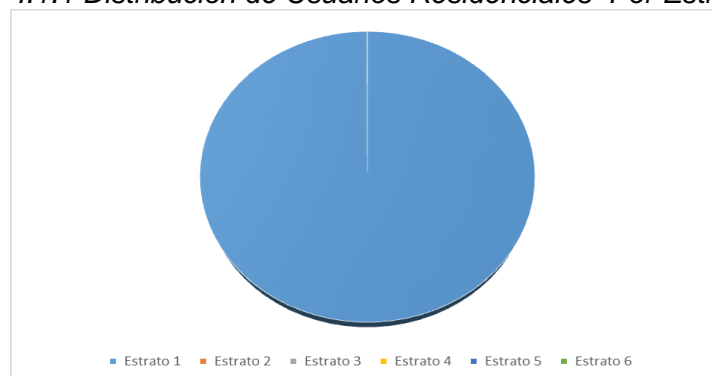
Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	2.455	100,00%
Total No Residencial	0	0,00%
Total Suscriptores	2.455	100,00%

*Fuente: SUI*

En la Tabla 4.1.1 se observa que el número de suscriptores de la empresa Energía Social de la Costa para el año 2012 es de 2.455, todos correspondientes al sector

residencial, lo que se explica porque la empresa solo atiende usuarios de los barrios subnormales es decir del estrato 1.

*Gráfica 4.1.1 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012*



Fuente: SUI

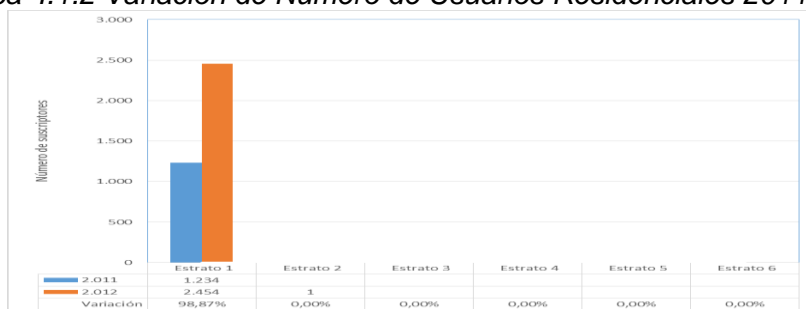
*Tabla 4.1.2 Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012*

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	2.454	99,96%
Estrato 2	1	0,04%
Estrato 3	0	0,00%
Estrato 4	0	0,00%
Estrato 5	0	0,00%
Estrato 6	0	0,00%

Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.1 y Tabla 4.1.2, se concluye que la totalidad de los usuarios excepto 1 pertenece al estrato 1.

*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, el estrato 1 que contempla todos los usuarios, casi duplicó este número, con relación al año 2011.

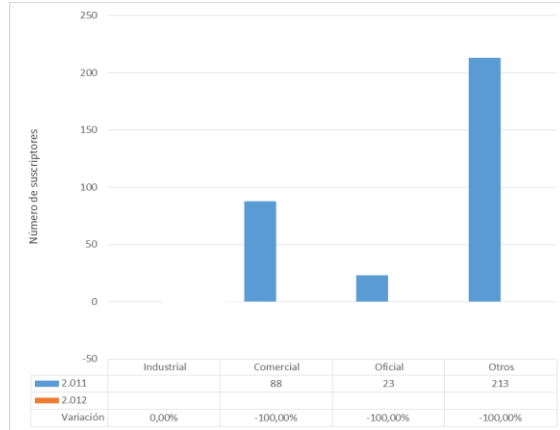
*Tabla 4.1.3 Número De Usuarios No Residenciales Por Sector 2012*

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	0	#DIV/0!
Comercial	0	#DIV/0!
Oficial	0	#DIV/0!
Otros	0	#DIV/0!

Fuente: SUI



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



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.4 no hay datos para el año 2012, por lo cual no se puede establecer la variación con respecto al año anterior.

Tabla 4.1.4 Distribución De Usuarios Por Departamento

Departamento	USUARIO	AÑO	
		2.012	Participación
ATLANTICO	Total Residencial	467	19,02%
	Total No Residencial		
BOLIVAR	Total Residencial	351	14,30%
	Total No Residencial		
CESAR	Total Residencial	292	11,89%
	Total No Residencial		
CORDOBA	Total Residencial	177	7,21%
	Total No Residencial		
LA GUAJIRA	Total Residencial	154	6,27%
	Total No Residencial		
MAGDALENA	Total Residencial	884	36,01%
	Total No Residencial		
SUCRE	Total Residencial	130	5,30%
	Total No Residencial		
Total Total Residencial		2.455	100,00%
Total Total No Residencial			

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.4 se observa que la empresa tiene usuarios en 7 departamentos, de los cuales el Magdalena posee la mayor participación con el 36% del total, seguido por el departamento del Atlántico con el 19%.

Tabla 4.1.5 Número De Usuarios Comparado Con Colombia

	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Estrato 1	2.737.327	2.454	0,09%
Estrato 2	4.317.969	1	0,00%
Estrato 3	2.375.182	0	0,00%
Estrato 4	746.906	0	0,00%
Estrato 5	290.667	0	0,00%
Estrato 6	181.398	0	0,00%
Industrial	46.971	0	0,00%
Comercial	627.674	0	0,00%
Oficial	53.919	0	0,00%
Otros	39.970	0	0,00%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.5 se observa que el número de usuarios con relación al total no es significativo.

## Consumos

*Tabla 4.1.6 Consumo De Kwh Por Sector*

Sector	Kw H	Participación
Total Residencial	535.499.988	100,00%
Total No Residencial	0	0,00%
Total Suscriptores	535.499.988	100,00%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.6 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la empresa Energía Social de la Costa para el año 2012 es de 535.499.988 Kwh, de los cuales el 100% corresponde al sector residencial.

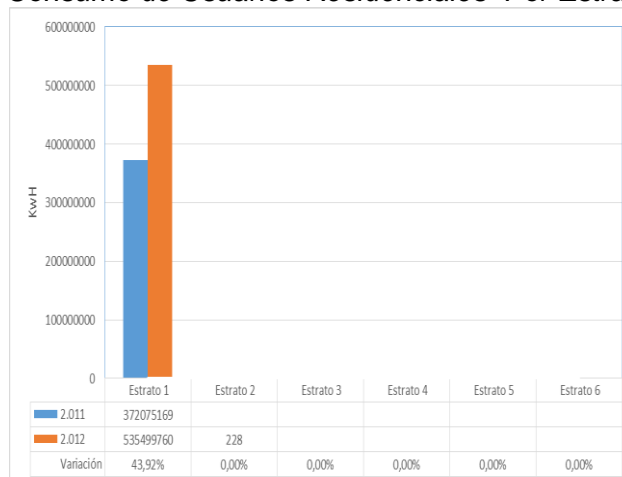
*Tabla 4.1.7 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato*

Estrato	Kw H	Participación
Estrato 1	535.499.760	100,00%
Estrato 2	228	0,00%
Estrato 3	0	0,00%
Estrato 4	0	0,00%
Estrato 5	0	0,00%
Estrato 6	0	0,00%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.7 se observa que el 100% del consumo de energía corresponde a usuarios del estrato 1.

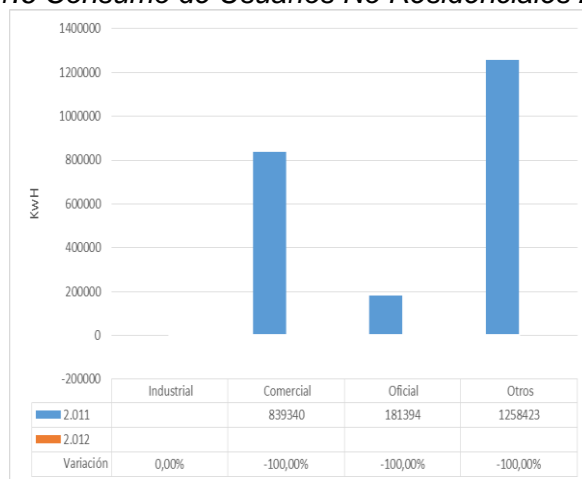
*Gráfica 4.1.5 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato 2011 - 2012*



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.5 se observa que el consumo, correspondiente al estrato 1 se incrementó en el 43.9% con relación al año anterior.

Gráfica 4.1.6 Consumo de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.6 no se puede observar la variación en el consumo por cuanto no existen datos para el año 2012.

Tabla 4.1.8 Consumo de Kwh de Usuarios Por departamento

Departamento	USUARIO	2.012	Participación
ATLANTICO	Total Residencial	145.639.972	27,20%
	Total No Residencial		
BOLIVAR	Total Residencial	82.611.355	15,43%
	Total No Residencial		
CESAR	Total Residencial	50.518.340	9,43%
	Total No Residencial		
CORDOBA	Total Residencial	25.622.365	4,78%
	Total No Residencial		
LA GUAJIRA	Total Residencial	20.444.478	3,82%
	Total No Residencial		
MAGDALENA	Total Residencial	196.321.417	36,66%
	Total No Residencial		
SUCRE	Total Residencial	14.342.061	2,68%
	Total No Residencial		
Total Total Residencial		535.499.988	100,00%
Total Total No Residencial			

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.8 se observa que la empresa tiene usuarios en 7 departamentos, teniendo los mayores consumos de energía los departamentos del Magdalena con el 36.7% y el Atlántico con el 27.2%.

Tabla 4.1.9 Consumo de Kwh Comparado Con Colombia

	Total Consumo Colombia	Consumo Empresa	Participación
Total - Estrato 1	4.407.223.508	535.499.760	12,15%
Total - Estrato 2	6.109.402.080	228	0,00%
Total - Estrato 3	3.964.116.282	0	0,00%
Total - Estrato 4	1.453.637.917	0	0,00%
Total - Estrato 5	710.278.398	0	0,00%
Total - Estrato 6	680.918.417	0	0,00%
Total - Industrial	10.065.526.292	0	0,00%
Total - Comercial	7.060.243.373	0	0,00%
Total - Oficial	1.079.445.070	0	0,00%
Total - Otros	1.984.751.818	0	0,00%

Fuente: SUI

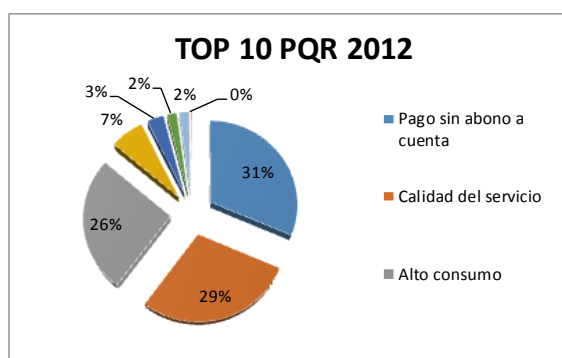
## Número de puntos de atención y recaudo

De acuerdo con lo informado en la página Web de la Empresa, se cuenta con los siguientes puntos de atención:

Departamento	Ciudad	Localización
Bolívar	Cartagena	Cra. 3B # 26-78 piso 3 Edificio Inteligente - Chambacú
Guajira	Riohacha	Km. 1 Salida a Maicao Sede Planta
Magdalena	Santa Marta	Calle 26A No.3-55 Edificio Prado Plaza Piso 3
Cesar	Valledupar	Calle 16 No.8-39 Ofic.309 Edificio Banco de Bogotá
Sucre	Sincelejo	Carrera 15 No.30-32 Sede Majagual
Córdoba	Montería	Carrera 2 Calle 48 Esquina Sede Planta
Atlántico	Barranquilla	Calle 30 No.10-117
Bolívar	Magangué	Calle 16 No 33-58 Barrio San Mateo

Detalle de las causales por las cuales el usuario se presenta en la empresa. (pareto).

AÑO 2012	
CAUSAL	CANTIDAD
Pago sin abono a cuenta	116
Calidad del servicio	106
Alto consumo	96
cobro multiple	24
tarifa cobrada	12
Terminación de contrato	7
cobro de otros cargos de la empresa	7
Entrega y oportunidad de la factura	1
TOTAL	369



## Pérdidas

De acuerdo con lo informado por la Empresa para el para el 2012, el indicador de pérdidas corresponde al 24,3%.

### 4.2. Análisis tarifario

#### 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 estableció 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 y 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 señala 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 a las empresas que presenten estudio de pérdidas de nivel de tensión 1 como a 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  $IPR_{STNm-1}$  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 la 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.

### Solicitud de Revisión Tarifaria

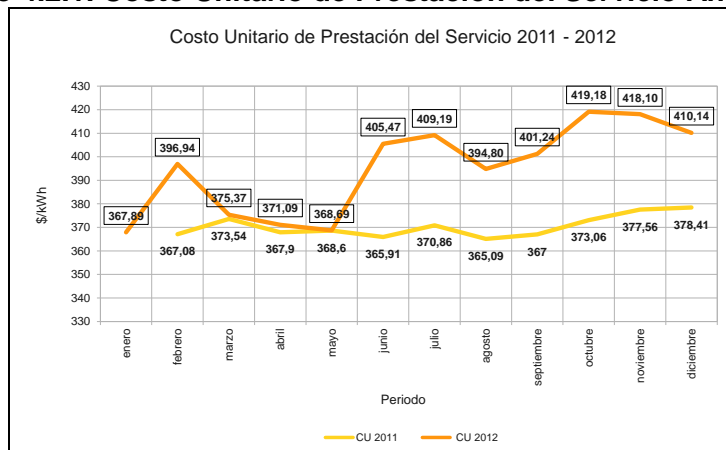
El informe del auditor reportado al SUI; señala los siguientes aspectos con respecto a la expedición de la Resolución CREG 096 de 2011, mediante la cual se resuelve una solicitud de revisión tarifaria presentada por la Empresa Energía Social de la Costa S.A. E.S.P.

*"(...) La Res. CREG 096 de 2011 tiene efectos a partir del año 2012 hasta el 2015. No se modifica la metodología de cálculo del factor de riesgo de cartera (Res. 101 de 2006). Sólo actualiza la senda de recaudo para calcular dicho factor.*

*Como acciones a desarrollar, la empresa reconoce que debe continuar gestionando la inclusión de la remuneración de los riesgos de recaudo de las zonas especiales, incluidos los barrios subnormales atendidos por Energía Social en la metodología de remuneración de la actividad de comercialización, y también gestionar a nivel de Gobierno la problemática de Energía Social, con base en la aprobación de la mejora tarifaria que otorga la Res. CREG 096/2011 para la empresa. (...)"*

### Información Costo Unitario de Prestación del Servicio

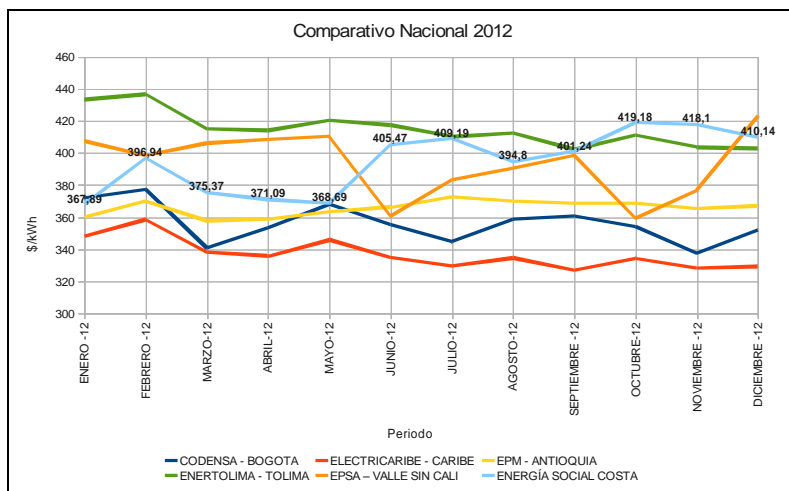
**Grafico 4.2.1. Costo Unitario de Prestación del Servicio Año 2011 - 2012**



Fuente: Publicación de tarifas de ESP

Como se observa en la Gráfica anterior (Gráfica 4.2.1.), en términos generales el Costo unitario de prestación del servicio, en relación con el 2011, en 2012 muestra un crecimiento progresivo a una razón media de 4,18 \$/kWh aproximadamente, resultado de un crecimiento en la de compra de energía y el aumento del costo de comercialización de acuerdo con el IPC.

*Gráfica 4.2.2. Comparativo Costo Unitario de Prestación del Servicio Energía Social y otras ESP Año 2011 – 2012*

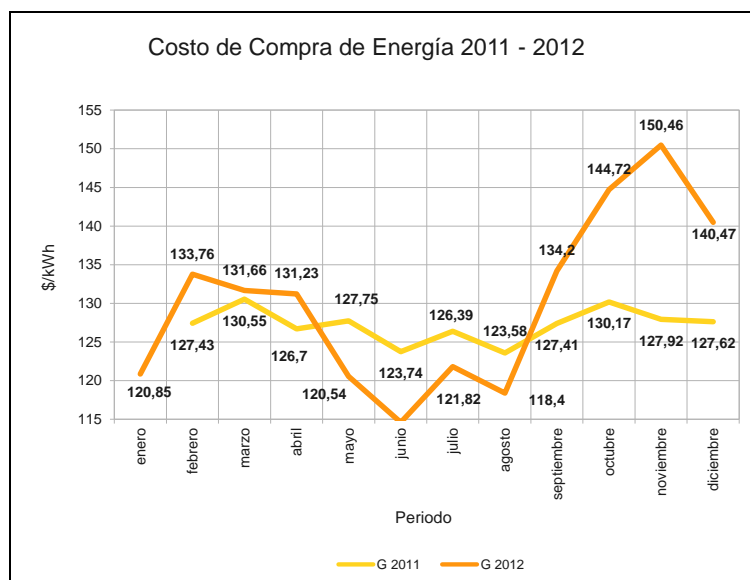


Fuente: *Publicación de tarifas de ESP*

De acuerdo con la gráfica anterior, la empresa Energía Social de la Costa, entre los meses de enero y mayo su costo unitario de prestación del servicio presentó un valor promedio comparado con los comercializadores más representativos del país, así mismo, se observa que a partir de junio su CU se incrementa llegando a estar entre los más costos con una diferencia promedio de 57,8 \$/kWh con su empresa filial Electricaribe. Lo anterior, teniendo en cuenta que la empresa sirve a 1.366 suscriptores del estrato 1, sin embargo, estos costos son subsidiados con recursos de los fondos FSSRI y FOES.

### Componente Generación, G

Gráfico 4.2.3. Componente de Generación Año 2011 – 2012



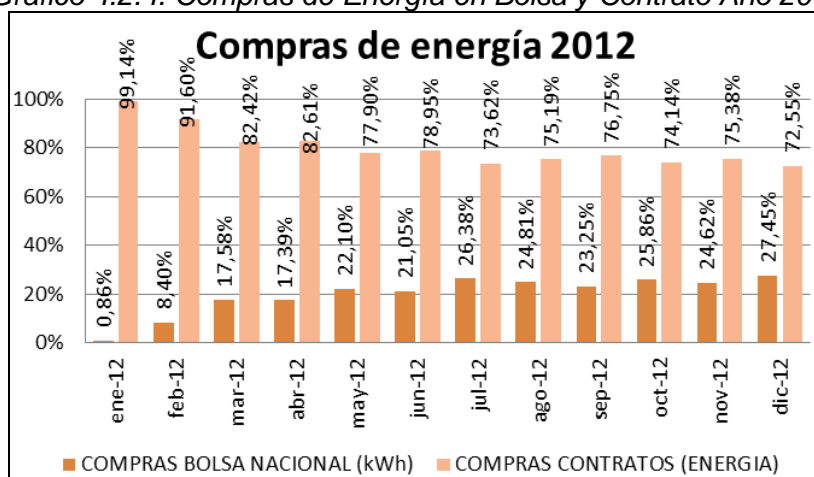
Fuente: *Publicación de tarifas de ESP*

La componente de generación representa el costo de compra de energía que realiza el comercializador en mercado mayorista, la variación de la misma esta dado especialmente a los precios de Bolsa de Energía como a los precios de los contratos bilaterales de suministro de largo plazo que tiene la empresa.

En la siguiente gráfica se puede apreciar que la componente de generación estuvo entre un valor máximo de 150,46 \$/kWh y un mínimo de 114,61 \$/kWh, es decir que el rango de variación estuvo entre los 36 \$/kWh, así mismo, se nota un aumento considerable a partir de octubre hasta diciembre de 2012 que representó en promedio una variación de 13% en relación con el 2011.

El anterior comportamiento está directamente ligado con la compra de energía en contratos y bolsa que se relaciona a continuación:

Gráfico 4.2.4. Compras de Energía en Bolsa y Contrato Año 2012



Fuente: Información XM S.A. E.S.P.

La empresa en el año 2012 estuvo expuesta a bolsa en un promedio de 20% de su demanda y en contratos en un 80%.

### Componente de Transmisión, T

El cargo por uso del Sistema Nacional de Transmisión, componente T, es un valor único para todos los comercializadores, a través del cual se paga el transporte de energía de las plantas de generación hasta las redes de Transmisión Regional STR, la gráfica 4.2.5., muestra el valor de T empleado por el prestador dentro del CU, valor que se actualiza con el Índice de Precios al Productor y varía mensualmente por la demanda nacional.

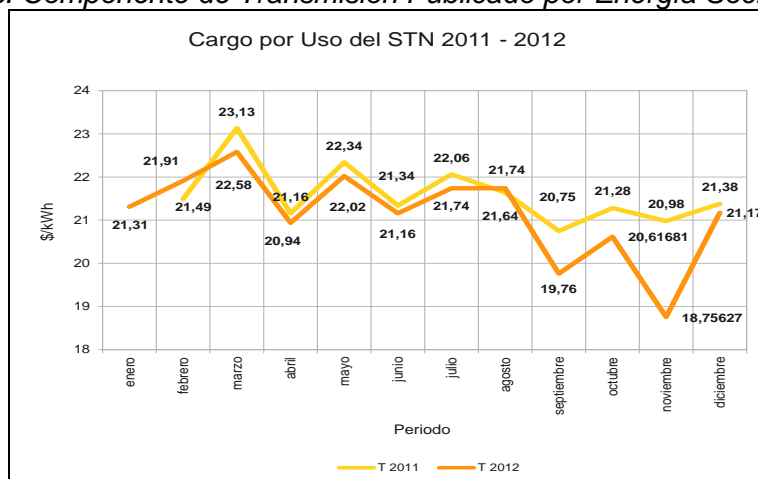
Se señala nuevamente, que a partir de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 157 de 2011 y de acuerdo con lo publicado por el LAC, en Julio de 2012, el LAC cambió la fecha de publicación de los cargos del STR donde el insumo para el cálculo es la mejor información disponible, esto es la información de los cargos propios del mes donde se calculan las tarifas.

En términos generales el valor del componente T, durante el año 2012, tuvo una tendencia a la baja, con respecto a los valores que calculó el LAC para el año 2011. De acuerdo con lo anterior, se observan que para los meses de julio y agosto, el prestador empleo el valor de 21,74 \$/kWh, y para el mes de septiembre empleo un menor valor compensando la diferencia de lo cobrado en los meses de julio y agosto, situación que está siendo objeto de evaluación por parte de esta Superintendencia.

El valor del componente T, empleado por el prestador durante los meses de los años 2011 y 2012, se muestran en la siguiente gráfica:



Gráfica 4.2.5. Componente de Transmisión Publicado por Energía Social de la Costa



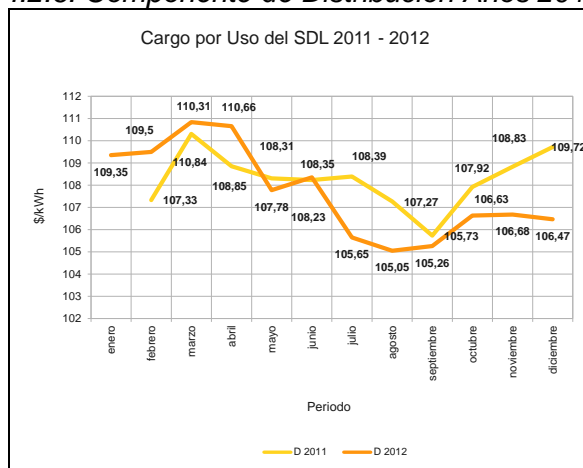
Fuente: Publicación de tarifas de ESP

### Componente de Distribución, D

Esta componente corresponde al costo por uso del Sistema de Transmisión Regional STR, el cual está compuesto por los transformadores de conexión al STN y las líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4 y Sistema de Distribución Local SDL, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional.

A continuación se muestra la evolución de la componente de distribución para el año 2012, en la gráfica 4.2.6.:

Gráfica 4.2.6. Componente de Distribución Años 2011 – 2012



Fuente: Publicación de tarifas de ESP

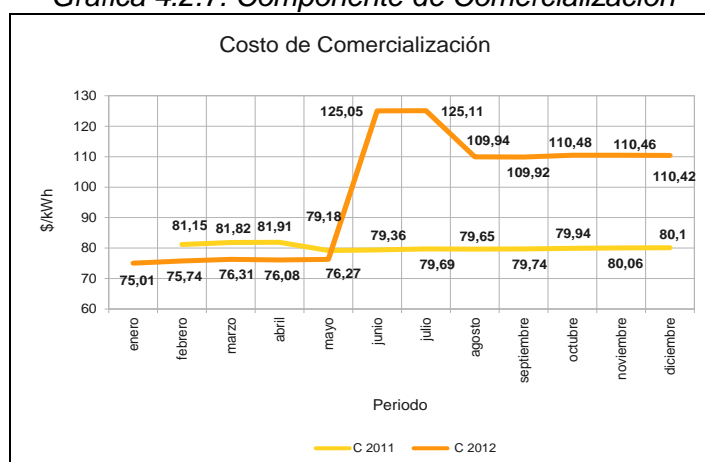
Energía Social de la Costa S.A. E.S.P. atiende el mercado de caribe el cual no se encuentra integrado dentro de un área de distribución, por lo tanto, para esta componente, según la aplicación de la Resolución CREG 097 de 2008, varía anualmente con la actualización del porcentaje de administración operación y mantenimiento reconocido PAOMR, y mensualmente por los índices de precios al productor IPP, esto se traduce en cierta estabilidad a través del tiempo. Por lo anterior y teniendo en cuenta que esta variable representa aproximadamente el 31,4% del costo unitario final, aporta una estabilidad general al CU.

## Componente de Comercialización, C

La componente de Comercialización incluye entre otros, los costos por concepto del margen de la actividad, el riesgo de cartera, pagos al Administrador del Mercado, al Centro Nacional de Despacho CND, así como las contribuciones a la CREG y SSPD y los costos de atención comercial del usuario del servicio de energía eléctrica.

Como se mencionó anteriormente, la empresa solicitó ante la CREG ajustar la senda de recaudo del puesto al cobro utilizada para el cálculo del Factor Riesgo de Cartera, de forma tal que se garantice el cumplimiento del principio de suficiencia financiera, esto porque la empresa no había logrado el 95% de los ingresos proyectados con el CFM real y la cual venía asumiendo un riesgo de cartera superior al 5% de sus ingresos por facturación.

Gráfica 4.2.7. Componente de Comercialización



Fuente: Publicación de tarifas de ESP

De lo anterior, la CREG resolvió mediante resolución CREG 096 de 2011, la cual quedo en firme a partir de agosto de 2011, lo cual se puede evidenciar de la siguiente gráfica en donde claramente se ve un aumento de un promedio de 40 \$/kWh respecto del año 2011.

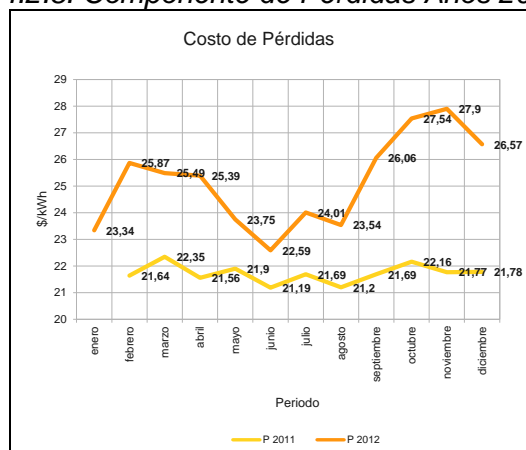
Así mismo, se puede observar que entre enero y mayo de 2012 mantuvo una tendencia constante con un promedio de 76 \$/kWh, a partir de junio la componente de comercialización presentó un crecimiento hasta de un 57% en relación con el 2011, donde su valor alcanzó los 125,11 \$/kWh, y continúa constante hasta diciembre con un promedio de 114,5 \$/kWh.

En un análisis del peso relativo de la componente de comercialización respecto al costo unitario de prestación del servicio, CU, permite establecer que ésta componente ha representado en promedio un 24,8% del CU predominantemente.

## Componente de Pérdidas, Pr

Esta componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, en la gráfica 4.2.8., se observa los incrementos parciales evidenciados durante el año en estas variables, que resultan en una variación promedio de 5,31 \$/kWh, alcanzando un máximo de 27,9 \$/kWh y un mínimo de 22,59 \$/.

Gráfica 4.2.8. Componente de Pérdidas Años 2011- 2012



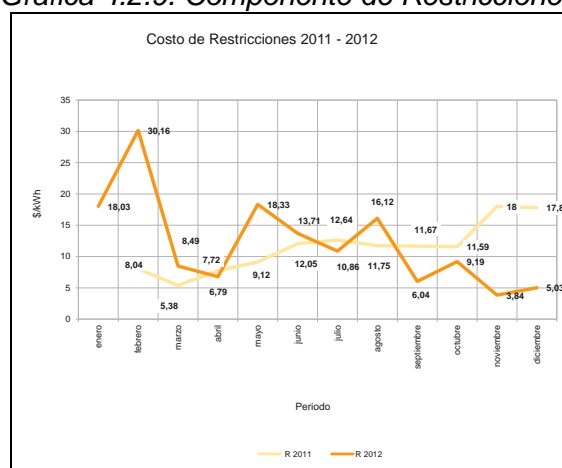
Fuente: *Publicación de tarifas de ESP*

### Componente de Restricciones, R

De acuerdo con la metodología tarifaria, las restricciones son limitaciones que presenta el Sistema Interconectado Nacional - SIN, para atender los requerimientos de energía (líneas de transmisión fuera de servicio, limitaciones técnicas, etc.), esto da lugar a generaciones con energía forzada que pueden estar fuera de mérito, por lo tanto resultan más costosas que la generación de energía en condiciones ideales, estos costos por restricciones son trasladadas al usuario final.

La mayor variación presentada estuvo entre enero y febrero con un 67% y para los siguientes meses la componente de restricciones fluctuó en un rango de 14,5 \$/kWh con valores entre los 3,84 \$/kWh hasta 30,16 \$/kWh, tal como se observa en la gráfica 4.2.9.

Gráfica 4.2.9. Componente de Restricciones.



Fuente: *Publicación de tarifas de ESP*

### Tarifas

#### Evolución de las tarifas 2012

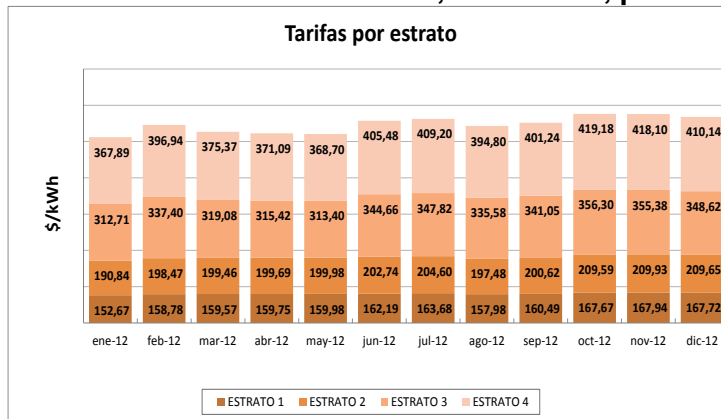
Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas en los años 2011 y 2012 por las empresas comercializadoras de energía eléctrica, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la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

## Evolución de las tarifas 2012 del prestador

En la gráfica 4.2.10., podemos observar la tarifa aplicada por la Energía Social 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 refleja en el límite inferior.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 367,89 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 152,67 \$/kWh, asignado un subsidio del 58,5% para este periodo.

**Gráfica 4.2.10. Tarifas 2012, mes a mes, por estrato**



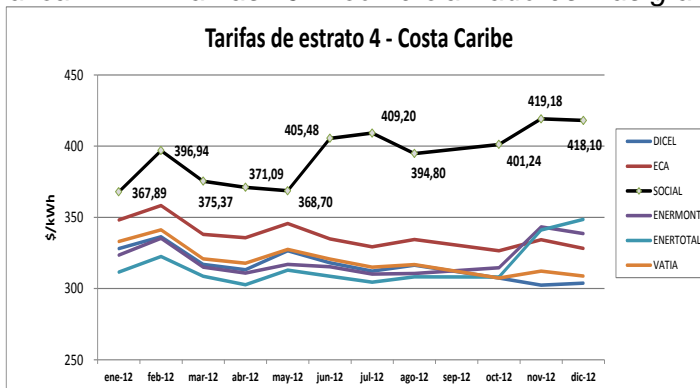
Fuente: Publicación de tarifas de ESP

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue un aumento del 11,48% en la tarifa, que para enero fue de 367,89 \$/kWh y para diciembre de 410,14 \$/kWh.

## Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores más grandes del mercado.

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 Unico por Nivel de Tensión por cada ADD.

*Gráfica 4.2.11. Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país*



Fuente: Publicación de tarifas de ESP

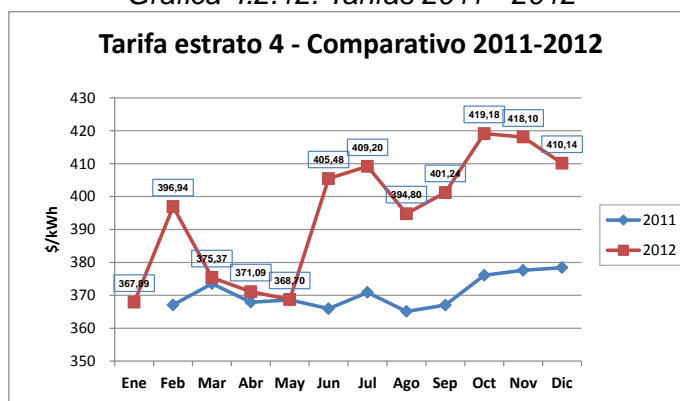
Lo que busca la integración de las ADD es normalizar la componente de distribución - D de la tarifa regulada (Resoluciones CREG 119/07 y 097/08), debido a que para regiones relativamente cercanas geográficamente, se presentaban variaciones considerables en la tarifa influenciadas por esta componente.

Teniendo en cuenta que para el área de prestación de Energía Social no hay una ADD conformada se hace una comparación de su tarifa en relación a los demás comercializadores y distribuidores del mercado Costa Caribe, comparación que se presenta en la gráfica:

Observamos que para el mercado costa caribe la empresa tiene la tarifa más alta.

### Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador

Gráfica 4.2.12. Tarifas 2011 - 2012



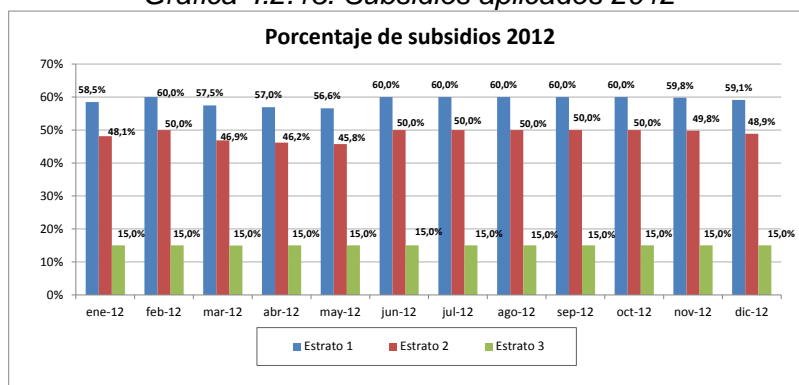
Fuente: Publicación de tarifas de ESP

De la gráfica anterior podemos concluir que la empresa en 2011 contaba con una tarifa relativamente estable, mientras que en 2012 su comportamiento fue bastante oscilatorio y concluyó con un alza significativa.

### Consumos de Subsistencia Vigentes.

La Resolución UPME1 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.

Gráfica 4.2.13. Subsidios aplicados 2012



Fuente: Publicación de tarifas de ESP

<sup>1</sup> UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

En la gráfica se presenta el porcentaje de subsidios al consumo de subsistencia, para los estratos 1, 2, y 3.

#### 4. 2. 4. Subsidios y Contribuciones

En la tabla 4.2.1., 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 4.2.1.*

*Subsidios y Contribuciones 2011-2012*

Estrato/Sector	2011	2012
Estrato 1	119.407.188.101	189.351.000.613
Estrato 2	0	34.103
Total Subsidios	119.407.188.101	189.351.034.716
Comercial	51.322.052	85.375.043
Total Contribución	51.322.052	85.375.043
Déficit	-119.355.866.049	-189.265.659.674

Fuente: SUI - Cálculos DTGE

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador se incrementó en 60%, cerca de \$70.000 millones de pesos entre los años 2011 y 2012. La empresa otorgó durante el año 2012 subsidios cercanos a \$189.350 millones de pesos, facturó contribuciones por un valor total de \$ 85 millones los cuales fueron en su totalidad del sector comercial. Al final de la vigencia el déficit fue de \$189.266 millones de pesos.

La tabla 4.2.2. detalla las conciliaciones efectuadas por el Ministerio, entre los años 2011 y 2012, donde se observa lo siguiente:

*Tabla 4.2.2. Conciliaciones MME 2011-2012*

Concepto	2011	2012
Subsidios	68.285.994.847	120.828.616.974
Contribuciones	67.028.857	100.697.895
Déficit / Superávit	- 68.218.965.990	- 120.727.919.079
Giros	Presupuesto Nal	98.410.727.195
	FSSRI	1.458.908.325
		1.702.000.000

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 \$121.000 millones, los cuales son cubiertos con recursos del FSSRI por un monto de \$1.702 millones y con recursos del Presupuesto Nacional por un monto de \$109.150 millones.

## 5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

Indicadores de Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	27,37%	10,54%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	7.314,9	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	53	293,2	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	37	27,8	Cumple
Razón Corriente – Veces	1,38	1,1	Cumple

Fuente: SUI

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, Energía Social de la Costa S.A. E.S.P., cumple con 3 de los indicadores de gestión financieros planteados para las Empresas comercializadoras del servicio de energía eléctrica.

La Empresa no explica las razones por las cuales incumple los indicadores de gestión, simplemente expone el comportamiento que presentan los indicadores con respecto a la vigencia anterior. El concepto del Auditor Externo de Gestión y Resultados sobre la explicación del prestador es que encuentran razonables las explicaciones de la compañía y hace la aclaración que la variación en los indicadores que tienen el resultado a veces fueron explicados por parte de la Empresa de forma porcentual, pero debían ser expresadas en veces.

En cuanto al margen operacional, la Empresa explica que la mejora de este indicador se debe al incremento del EBITDA en un 223.95% producto del aumento en los ingresos por ventas de bienes y servicios y la disminución de los Gastos operacionales de administración y las provisiones y agotamientos; mientras que el incremento de los ingresos operacionales fue de 83.44% comparado con el año anterior.

La cobertura de intereses es uno de los referentes con los cuales cumple la Empresa, la mejora de este indicador se debe al incremento del EBITDA en un 223.95% y que el incremento de los gastos financieros fue menor 58.48% comparado con el año anterior, de acuerdo a las explicaciones dadas por la Empresa.

La rotación de cuentas por cobrar se encuentra fuera del referente establecido, la Empresa expone que el deterioro de este indicador en un 31.31% obedece a que los ingresos operacionales se incrementaron en un 83.44% con relación al año anterior, superando el incremento de las cuentas por cobrar que aumentaron en un 65.75% comparado con el año anterior.

Con respecto a la rotación de cuentas por pagar, la empresa indica que el aumento de este indicador con relación al año anterior en un 0.93% es debido al incremento de las cuentas por pagar en un 66.55% generado básicamente por el aumento en las compras de bienes y servicios que supera el incremento del costo de ventas que fue de un 60.96% comparado con el año anterior.

Finalmente en lo relacionado a la razón corriente la Empresa indica que la mejora de este indicador en un 0.27% obedece al incremento del activo corriente en un 62.86% debido al aumento en el disponible, producto de los ingresos recibidos por concepto de FOES y subsidios y que el incremento del Pasivo corriente fue de un 19.70%.

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

### Oportunidad de reporte

La empresa Energía Social de la Costa S.A E.S.P, presenta reportes de información fuera de la fechas establecidas por las Resoluciones SSPD en 23 formatos, y tiene indisponibilidad de la información actualmente en el SUI para 5 formatos. Sin embargo, la extemporaneidad de la información no permite la consolidación en reportes para que las empresas usuarias de la misma realicen el análisis respectivo a tiempo.

### Calidad de la información comercial reportada.

La información comercial de la empresa analizada no es buena presenta variaciones significativas de un mes a otro y se encuentra solamente atendiendo usuarios de los

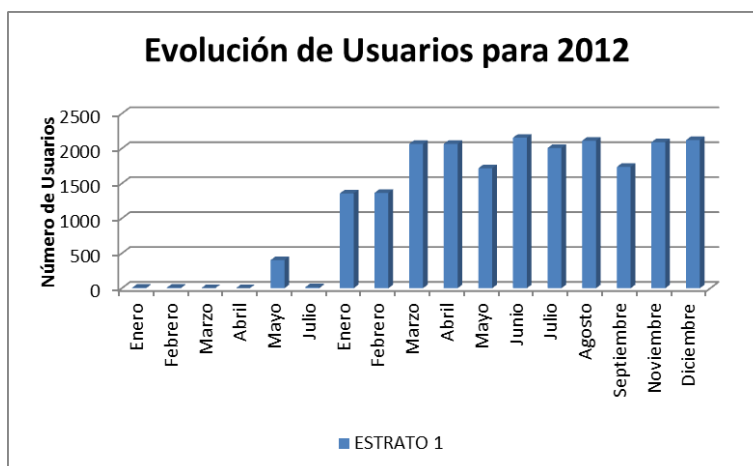
estratos 1 y 2, siendo su mayor número en estrato 1. La información se encuentra en período de transición con la Electrificadora del Caribe en cuanto a la atención de este estrato.

*Tabla 6.1. Oportunidad de información reportada al SUI. Fuente SUI*

FORMATO	RESOLUCIÓN	ESTADO FINAL	PERIODO	PERIODICIDAD	AÑO
FORMATO 11	20121300017645	PENDIENTE	Noviembre	Mensual	2012
FORMATO 17	20102400008055	PENDIENTE	Enero	Anual	2012
FORMATO 20	20102400008055	PENDIENTE	Abril	Trimestral	2012
FORMATO 2 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	20121300017645	PENDIENTE	Octubre	Mensual	2012
FORMATO 3 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	20121300017645	PENDIENTE	Octubre	Mensual	2012
FORMATO 2	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Mayo	Mensual	2012
FORMATO 2	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Febrero	Mensual	2012
FORMATO 2	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Marzo	Mensual	2012
FORMATO 3	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Febrero	Mensual	2012
FORMATO 3	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Marzo	Mensual	2012
FORMATO 11	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Agosto	Mensual	2012
FORMATO 11	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Octubre	Mensual	2012
FORMATO 14	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Enero	Mensual	2012
FORMATO 15	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Diciembre	Mensual	2012
FORMATO 15	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Enero	Mensual	2012
FORMATO 15	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Septiembre	Mensual	2012
FORMATO 15	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Octubre	Mensual	2012
FORMATO 20	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Marzo	Trimestral	2012
FORMATO 20	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Enero	Trimestral	2012
FORMATO 21	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Marzo	Mensual	2012
FORMATO 21	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Abril	Mensual	2012
FORMATO 21	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Febrero	Mensual	2012
FORMATO 21	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Julio	Mensual	2012
COSTOS Y GASTOS ENERGIA	20102400008055	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Enero	Anual	2012
FORMATO 2 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	20121300017645	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Diciembre	Mensual	2012
FORMATO 2 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	20121300017645	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Noviembre	Mensual	2012
FORMATO 2 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	20121300017645	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Septiembre	Mensual	2012
FORMATO 2 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	20121300017645	CERTIFICADO EXTEMPORÁNEO	Julio	Mensual	2012

Fuente: SUI

Sin embargo, en las revisiones realizadas para las zonas especiales se han detectado duplicado de información lo que representa baja calidad sobre la misma y no permite la consolidación eficiente para la liquidación de los subsidios.



*Gráfica 6.1 Evolución de los Usuarios en 2012. Fuente SUI.*

## 7. ACCIONES DE LA SSPD

Dada la información suministrada por la Dirección de Investigaciones de Energía y Gas, a continuación se relacionan las acciones de Vigilancia y Control desarrolladas por la Superintendencia Delegada para Energía y Gas, en la vigencia 2012 fueron:



- Resolución sanción con radicado SSPD Nro 20122400014785 por falta de calidad en la información reportada fecha 15/05/2012.

## **8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

La Empresa presentó una mejora en la gestión financiera de la Empresa, generó utilidades operacionales y netas en 2012, pasando de pérdidas operacionales y netas presentadas en el año 2011.

Se presentó una disminución en el nivel de endeudamiento, el cual sigue siendo muy elevado, es necesario implementar medidas que conduzcan a la reducción de este. En cuanto a la rotación de las cuentas por cobrar, este indicador es alto, la empresa debe mejorar la gestión de cobro de cartera, para reducir esta rotación.

Aunque la Empresa tiene capacidad de cubrir sus obligaciones a corto plazo, es necesario que la razón corriente de la empresa aumente, debido a que la totalidad de los activos de la empresa se encuentran registrados en activos corrientes, si se cubren las obligaciones a corto plazo con todos los activos corrientes se estarían agotando por completo los activos totales de la compañía.

De acuerdo a las proyecciones de la compañía para 2013 y 2014 se espera una disminución en los ingresos que recibirá la empresa, debido a la reducción en la demanda; los resultados del ejercicio para los periodos de proyección son negativos, no se refleja viabilidad financiera de acuerdo a las proyecciones, a pesar del escenario conservador planteado para realizar estas.

La determinación de la CREG de ajustar la senda de recaudo del puesto al cobro utilizada para el cálculo del Factor Riesgo de Cartera mediante resolución CREG 067 de 201, se vio reflejada en la componente de comercialización, la cual aumentó de forma positiva para garantizar la suficiencia financiera de la empresa

El prestador continúa presentando un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y sobrepagos. 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 \$189 mil millones.

Se recomienda hacer mayor seguimiento a la empresa en la cual se contemple también la información comercial de la misma y se minimicen los errores en cuanto a re facturaciones y consumos reportados. Se propondrá informe de investigación por calidad y oportunidad de la información.