

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN  
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P. - EDEQ**



**Libertad y Orden**

**Prosperidad  
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS  
DIRECCION TÉCNICA DE GESTION DE ENERGÍA  
Bogotá D.C., Diciembre de 2012**

VG-F-004

Página 1 de 20

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN OPERADOR DE RED**  
**EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P. - EDEQ S.A. E.S.P.**  
**ANÁLISIS 2011**

**Auditor Externo de Gestión y Resultados: MONTES & ASOCIADOS**  
**AUDITORES CONSULTORES**

**DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA**

En este capítulo se presenta un breve resumen de los aspectos generales de la empresa evaluada, como antecedentes de la constitución, objeto social, capital, organigrama y composición accionaria de la empresa.

**Conformación de la empresa**

Tipo de Sociedad	Sociedad Anónima
Razon Social	Empresa de Energía del Quindio
Sigla	EDEQ
Area de Prestación	Departamento del Quindio
Actividad que desarrollada	Distribución y Comercialización
Fecha de Constitución	22 de Diciembre de 1988
Nombre del Gerente	CESAR AUGUSTO VELAZCO OCAMPO
Estructura del Mercado	Muniicipios atendidos 12, 4.732 Kmt de red, 7622 transformadores, 12 Subestaciones,

**Objeto Social**

El objeto social de la empresa EDEQ S.A. E.S.P. es la prestación del servicio de energía eléctrica, para lo cual realiza las actividades previstas en la Ley 142 y 143 de 1994, entre otras las que se encuentran:

Compra y venta en bloque y distribución de energía eléctrica y otras fuentes de energía.

Construcción y explotación de centrales y/o plantas de generación

Construcción y adquisición de subestaciones y en general de toda clase de elementos e instalaciones relacionadas con la compra y venta de energía eléctrica.

## **Antecedentes de Constitución**

La sociedad EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P., EDEQ S.A. E.S.P. fue constituida por Escritura Pública 2.584 el 22 de diciembre de 1988, notaria segunda.

A partir del 1 de enero de 1989, emprende labores al Empresa atendiendo el servicio en todo el Departamento de Quindío con excepción de la Zona urbana de Armenia. Posteriormente se adelantaron las gestiones correspondientes para llevar a cabo el traspaso de la División Electrica de Empresas Públicas de Armenia a EDEQ S.A. ESP. De esta manera a partir del 1 de julio del mismo año, se amplió la prestación del servicio en todo el departamento.

EDEQ SA ESP, es una sociedad por acciones mixta, que en su condición de prestador del servicio público de energía eléctrica se rige por la Ley 142 de 1994 y lo no comprendido en ella por el Código del Comercio en lo referente a las sociedades anónimas. Además la empresas se rige por lo establecido en la Ley 143 de 1994 y en lo que aplique, según lo establecido mediante disposiciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.

El 17 de junio de junio de 2011 se aprobó la reforma de estatutos reformando el artículo 5, objeto social, adicionando la actividad de comercialización de red de fibra óptica y prestación de servicio y actividades de comunicaciones asociadas a este o cualquier otro medio tecnológico de transmisión de voz y datos.

## **Junta directiva**

### **Principales**

LUIS CARLOS RUBIANO ORTEGON  
Acciones de EPM ESP  
y EPM Inversiones

LUIS FERNANDO ARBLELÁEZ SIERRA  
Acciones de EPM ESP  
y EPM Inversiones

GLORIA HAIDEE ISAZA VELAZQUEZ  
Acciones de EPM ESP  
y EPM Inversiones

CARLOS MARIO VALENCIA AGUDELO  
Acciones de EPM ESP  
y EPM Inversiones

CARLOS ALBERTO SALDARRIAGA A  
Acciones de EPM ESP  
y EPM Inversiones

### **Suplentes**

CARMEN HELENA MARÍN OSPINA  
Acciones de EPM ESP  
y EPM Inversiones

JAIME VÉLEZ BOTERO  
Acciones de EPM ESP  
y EPM Inversiones

HUGO VÉLEZ MELGUIZO  
Acciones de EPM ESP  
y EPM Inversiones

LUIS GONZALO GÓMEZ GÓMEZ  
Acciones de EPM ESP  
y EPM Inversiones

OSCAR JARAMILLO GARCÍA  
Acciones de EPM ESP  
y EPM Inversiones

## Accionistas

EPM Inversiones S.A.  
Empresas Públicas de Medellín ESP.  
Empresas Públicas de Armenia ESP.  
Comité Departamental de Cafeteros  
Municipio de Armenia

## Organigrama de la empresa

### ORGANIGRAMA VIGENTE A DICIEMBRE 31 DE 2011



## ASPECTOS FINANCIEROS

### Hechos Relevantes del último año:

- Las utilidades netas obtenidas descendieron 18,1%. Por su parte, el Ebitda para este periodo presentó un leve aumento de \$173 millones.
- La gestión operativa de la compañía se mantuvo estable, al presentar una relación de costos e ingresos operacionales en 74%.
- Los pasivos se incrementaron 30,6%, evidenciándose mayor variación en el pasivo corriente, principalmente, en las cuentas por pagar las cuales crecieron 17,7%.
- otros a consideración del analista.

### Balance General

En el año 2011 la estructura de capital de la empresa presenta un apalancamiento propio de la actividad, correspondiente al 63,3%. Los Activos ascienden a \$185.952 millones, presentando una variación del 3,2% respecto al año anterior, destacándose

los valores obtenidos en el disponible y otros activos como bienes entregados a terceros e intangibles, principalmente.

En la composición del Activo se observa una participación del 23,1% de los Activos corrientes y un valor de \$113.543 millones en los activos de infraestructura.

La cartera correspondiente al servicio asciende a \$21.109 millones, arrojando un indicador de rotación de cuentas por cobrar de 57 días.

**Tabla 2.1 Balance General**

<b>BALANCE GENERAL</b>	2011	2010	Var
<b>Activo</b>	<b>\$185.951.636.698</b>	<b>\$180.243.603.065</b>	<b>3,17%</b>
<b>Activo Corriente</b>	<b>\$42.912.220.576</b>	<b>\$44.099.372.969</b>	<b>-2,69%</b>
<b>Pasivo</b>	<b>\$68.328.323.721</b>	<b>\$52.329.218.705</b>	<b>30,57%</b>
<b>Pasivo Corriente</b>	<b>\$37.310.357.598</b>	<b>\$29.550.254.280</b>	<b>26,26%</b>
<b>Patrimonio</b>	<b>\$117.623.312.977</b>	<b>\$127.914.384.360</b>	<b>-8,05%</b>

Fuente: SUI

Los pasivos de 2011 ascienden a \$68.328 millones, representando un nivel de endeudamiento del 36,7%. Con respecto al año 2010, éstos presentaron una variación de 30,6%. Los pasivos corrientes se ubican en \$37.310 millones, es decir que la concentración de la deuda en el corto plazo es equivalente al 54,6%.

Los pasivos financieros de la compañía ascienden a \$15.903 millones, con una concentración en el corto plazo del 19,6%. Las cuentas por pagar del servicio ascienden a \$27.745 millones, arrojando un indicador de rotación de cuentas por pagar de 63 días.

El patrimonio del último año presentó una variación de -8,1%, ubicándose en \$117.623 millones. En su composición los resultados netos del ejercicio tienen una participación del 10,4%, es decir \$12.216 millones.

El capital suscrito y pagado reportado es de \$55.985 millones.

## **ESTADO DE RESULTADOS**

Los ingresos operacionales de la compañía presentan un crecimiento del 5,2% con respecto al año anterior, ubicándose en \$143.474 millones.

**Tabla 2.2 Estado de Resultados**

ESTADO DE RESULTADOS	2011	2010	var
INGRESOS OPERACIONALES	\$143.473.944.497	\$136.425.821.784	5,17%
COSTOS OPERACIONALES	\$106.371.329.906	\$100.594.008.065	5,74%
GASTOS OPERACIONALES	\$27.871.311.192	\$10.799.640.737	158,08%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$9.231.303.399	\$25.032.172.982	-63,12%
OTROS INGRESOS	\$4.888.297.745	\$5.190.477.771	-5,82%
OTROS GASTOS	\$1.903.746.091	\$318.425.101	497,86%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$12.215.855.053	\$14.911.318.807	-18,08%

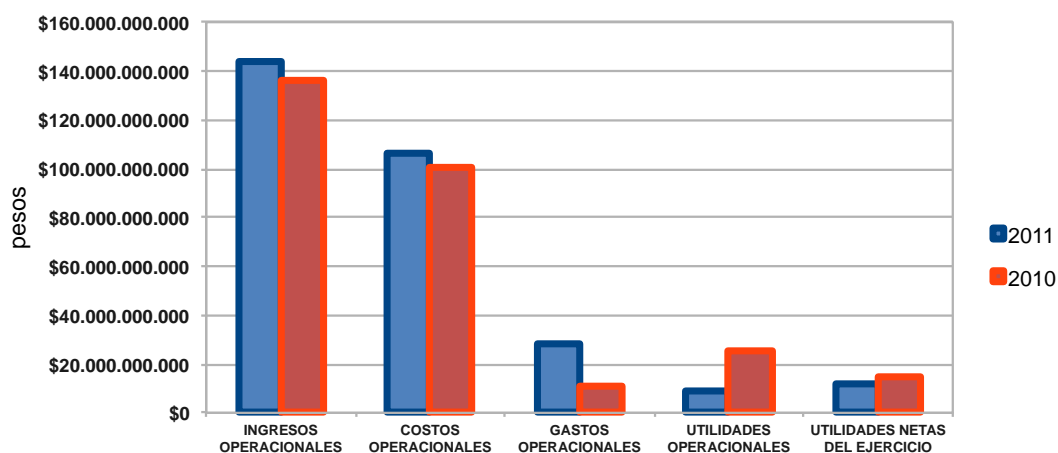
Fuente: SUI

Los egresos operacionales totales del año 2011 representan el 74,1% de los ingresos, equivalentes a \$106.371 millones, siendo los más importantes: Las compras de energía por valor de \$58.487 millones, de las cuales el 11,2% se negociaron en el mercado spot; Los gastos administrativos por \$16.351 millones y los gastos de depreciaciones, amortizaciones y provisiones por \$11.521 millones. La utilidad operativa del último año asciende a \$9.231 millones.

Los ingresos y gastos no operativos se ubicaron en \$4.888 millones y \$1.904 millones, respectivamente. Los gastos financieros de la deuda ascienden a \$918 millones.

Las utilidades netas del ejercicio presentaron una variación del -18,1%, al pasar de \$14.911 millones a \$12.216 millones.

**Gráfica 2.1 Flujo Operativo**



Fuente: SUI

## Indicadores Financieros

La Delegada de Energía y Gas seleccionó los siguientes indicadores para evaluar el desempeño financiero de la compañía en el último año:

### Rentabilidad Operacional

INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD	2011	2010
Ebitda	27,529.250.726	27.356.019.522
Margen Operacional	19,2%	20,1%
Rentabilidad de Activos	14,8%	15,2%
Rentabilidad de Patrimonio	25,2%	23,0%

### Liquidez

INDICADORES DE LIQUIDEZ	2011	2010
Activo Corriente Sobre Activo Total	23,40%	22,50%
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	56,8	62,7
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	62,6	60,5
Ciclo operacional	-5,8	2,1
Razón Corriente – Veces	1,15	1,49
Capital de trabajo	\$14.874.086.745	\$19.337.934.423

### Deuda

INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO	2011	2010
Nivel de Endeudamiento	36,7%	29,0%
Apalancamiento	63,3%	71,0%
Cobertura de Intereses – Veces	30,0	69,3

○

## ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

El proceso de redes de distribución del área de influencia de EDEQ ha establecido para el año 2011 un programa de mantenimiento el cual ha estado cumpliendo de manera permanente.

Además ha implementado varios indicadores de gestión que le permiten hacer seguimiento a cada una de las actividades y medir desde el punto de vista la efectividad el cumplimiento de ellos.

Se aprecia que el indicador del cumplimiento del plan de mantenimiento del año 2011 se ha venido comparando con los años anteriores específicamente con el año 2010 y para el período Enero-Julio de este año se presentaron dos picos negativos correspondientes a Mayo debido a la fuerte ola invernal lo que conllevó a utilizar los recursos disponibles para realizar normalización del servicio de energía eléctrica y en el mes de Julio debido a los compromisos con la Alcaldía para realizar actividades en el estadio de Armenia por el mundial de fútbol sub 20. Igualmente el resto del semestre estuvo por debajo de la meta fijada debido a la ola invernal.

La auditoría ha observado que respecto al año anterior el proceso de mantenimiento ha mejorado el cumplimiento de las actividades a desarrollar y se puede evidenciar a través de los indicadores de gestión, cumplimiento plan de mantenimiento, impacto en la ejecución del mantenimiento, tiempo promedio de reparación, porcentaje de atención de reclamos y evolución órdenes correctivas.

Se ha venido cumpliendo con la revisión de PCB's en los transformadores de distribución teniendo en cuenta el impacto ambiental y el manejo de desechos contaminantes. Los transformadores son llevados al Almacén General de la empresa y es allí donde se toman las muestras y los transformadores que resulten contaminados se envían a una planta para su disposición final.

Se ha observado que no se contó con un ente certificador del cumplimiento del RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas) para construcción nueva, ampliación y/o remodelación en el Sistema de Distribución cuyos porcentajes están definidos en el reglamento y son de estricto cumplimiento.

Se observó en el proceso de mantenimiento de redes que durante el I semestre del año 2011 se presentó el hurto de transformadores de distribución en la zona rural con un total de 40, de los cuales los municipios de mayor afectación fueron Calarcá y Quimbaya, cada uno con 10 unidades. Se observó que se fue incrementando cada mes. En el mes de Junio el total de transformadores hurtados ascendió a 13. La auditoría recomienda implementar acciones de tipo técnico y legal; hacer seguimiento y medir la efectividad. Acercar los transformadores a las viviendas, instalar los transformadores por encima de la red primaria, instalar mecanismos de fijación que sean difíciles de abrir, etc.

Las intervenciones en transformadores y equipos asociados se realizan de acuerdo a la frecuencia dada y las actividades a desarrollar son las siguientes:

- Inspección general (INGRA)
- Inspección termográfica a subestación (INTES)
- Mantenimiento de campos e interruptores (MACAMP)
- Pruebas a los campos e interruptores (PCAMP)
- Hidrolavado de patio y andenes (HIPAT)
- Inspección y seguimiento

Con el fin de controlar la ejecución del Plan de Mantenimiento Preventivo y predictivo diseñado para las subestaciones de potencia y la línea de 115 Kv, EDEQ ha establecido el indicador de Cumplimiento al Plan de Mantenimiento Preventivo que mide el porcentaje de las actividades que se han ejecutado dentro de lo que se ha programado en el plan de mantenimiento.



Para evaluar el Impacto de las salidas no programadas por mantenimiento de equipos de subestación se establece el indicador de Impacto, que mide el grado de participación de la causa de la apertura de mantenimiento de equipos en subestaciones del tipo no programado sobre la frecuencia total de las suspensiones por la misma causa

La empresa posee 11 subestaciones y una compartida con CHEC, donde las bahías de 115 Kv y cuatro módulos de 33 Kv son propios. Todavía se utiliza el sistema SCALA donde se registra todos los eventos de las acciones preventivas y correctivas y la tendencia es a desaparecer.

El mantenimiento predictivo se realiza a través de pruebas que se realizan con equipos de propiedad de EDEQ como el SFRA que permite inyectar una señal de frecuencia variable para determinar problemas de tipo mecánico. Se utiliza solamente en transformadores de potencia. Se cuenta igualmente con un medidor de impedancia utilizado en los bancos de baterías de las subestaciones.

Se tiene un equipo denominado el CPC100 que se utiliza fundamentalmente para realizar pruebas de aislamiento y otras adicionales.

EDEQ realiza también el diagnóstico de sus transformadores y equipos asociados a través de termografía para detectar puntos calientes que induzcan a posibles fallas y realizar mantenimiento preventivo con anticipación previniendo la salida de los circuitos atendidos por las subestaciones.

Este diagnóstico predictivo se realiza semestralmente Una vez al año EDEQ contrata una coronografía UV que permite detectar efecto corona y realizar acciones correctivas.

EDEQ realiza el mantenimiento en su línea 115 Kv con recorridos una vez por mes donde se realiza diagnóstico y mantenimiento preventivo y correctivo, revisión de las franjas, servidumbres, y problemas en general que se presenten en éste activo. Para ello se cuenta con una cuadrilla conformada por un jefe de grupo, dos linieros y un vehículo con conductor.

Cumpliendo con la protección del medio ambiente EDEQ ha realizado el chequeo y pruebas encontrando que los transformadores de potencia están limpios de PCB's. (bifenilos policlorados) los cuales son altamente tóxicos y contaminantes.

Se ha cumplido con todo el protocolo correspondiente y las certificaciones de las pruebas reposan en el área de Gestión Ambiental.

El plan de Mantenimiento se llevó a cabo realizando las siguientes actividades: Mantenimiento en Subestaciones alcanzando el 98%, en la línea 115 Kv el porcentaje alcanzado fue del 97%, las contrataciones realizadas durante la vigencia del año 2011 alcanzaron su ejecución del 95%, el acompañamiento realizado al plan de inversiones en Subestaciones y Líneas se ejecutó en el 100%, y finalmente la capacitación y entrenamiento se cumplió en el 90%. El ponderado total del plan de mantenimiento alcanzó un porcentaje del 96%.

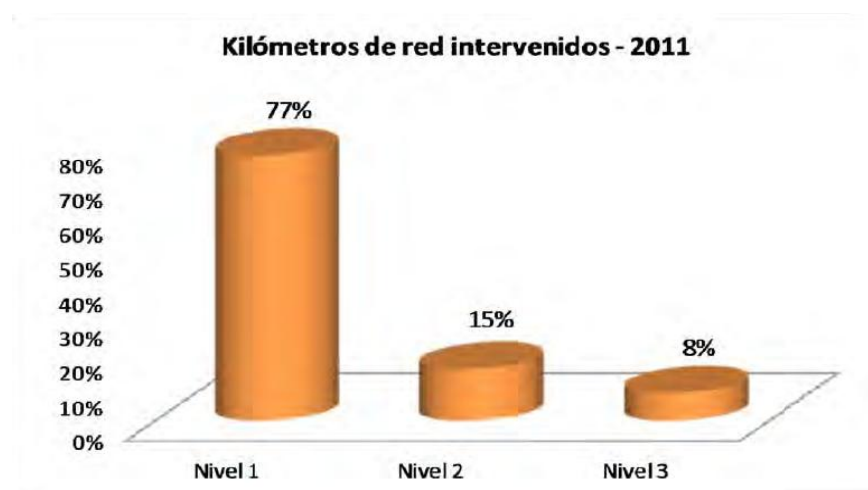
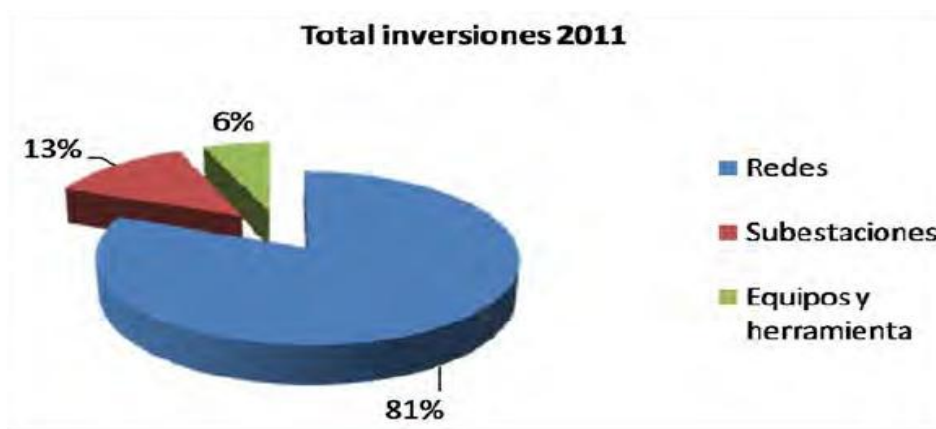
Con el fin de salvaguardar el medio ambiente el subproceso de subestaciones y líneas durante la auditoria interna llevada a cabo durante el 2011, detectó la necesidad de

identificar en detalle los elementos o materiales que se utilizan periódicamente durante las actividades de mantenimiento que impactan el medio ambiente y no se encuentran debidamente documentados en la matriz de impactos ambientales del subproceso.

El AEGR concluye que EDEQ tiene una actividad de mantenimiento clara y cumple con sus objetivos y metas a través de la periodicidad en la ejecución de los trabajos para mantener en perfectas condiciones de operación los transformadores y equipos, garantizando a sus usuarios la confiabilidad, continuidad y oportunidad del suministro de energía.

### Inversiones

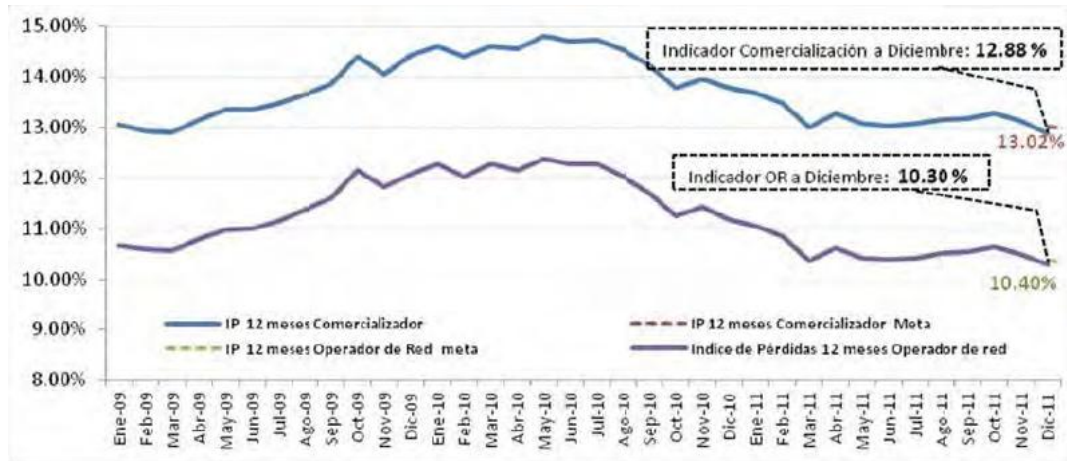
Se ejecutó el plan de inversiones en redes, subestaciones y equipos y herramientas, con proyectos que permitieron mejorar en rapidez y precisión en la respuesta a los clientes y calidad en la prestación del servicio. El valor total invertido en los doce municipios del departamento ascendió a la suma de \$8,857 millones, permitiendo generar 141 empleos directos e indirectos, intervenir 148.2 kilómetros de red, ejecutar 299 peticiones de modificación de infraestructura solicitadas por usuarios y ejecutar 51 proyectos de nuevas conexiones.



Fuente EDEQ

Las acciones para control de pérdidas de energía ejecutadas representaron un valor de \$3,032.9 millones entre inversión y costo, lo que permitió una reducción en la pérdidas de energía del Operador de Red de 3.47 GWh, manteniéndose la tendencia decreciente del indicador. Al finalizar el año, el indicador de pérdidas de energía como Comercializador se ubicó en 12.88% y como Operador de Red en 10.30%.

### Evolución Indicador de Perdidas.



Indicador de pérdidas 2011. Fuente EDEQ

### Acciones Control Perdidas

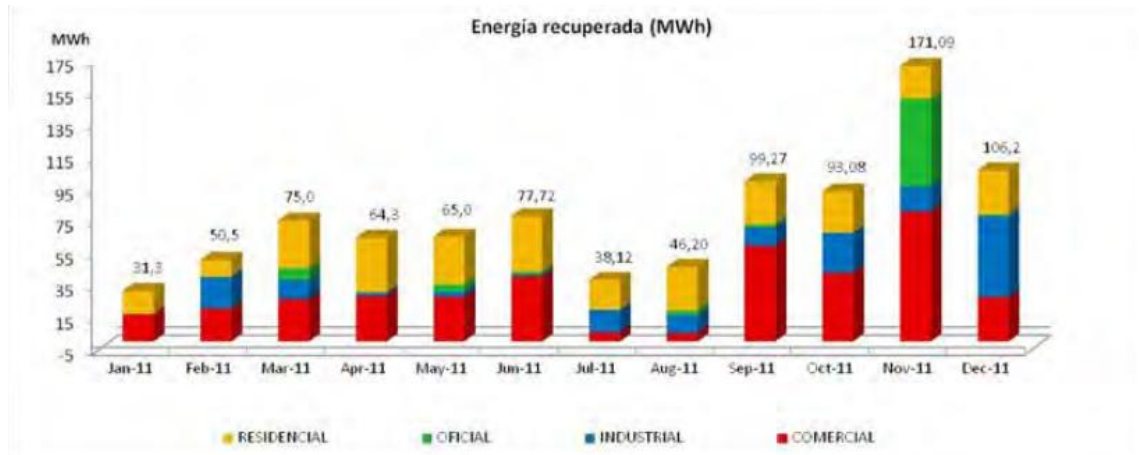
Las acciones desarrolladas dentro del Plan Pérdidas permitieron recuperar energía por procesos administrativos equivalente a 917.8 MWh, discriminados como se muestra en la siguiente gráfica.

Acciones Control Pérdidas INVERSIÓN	Acciones proyectadas año	Acciones ejecutadas acumuladas a diciembre 2011	% Acumulado año	Proyecto Acumulado año
Instalación macromedidores	110	188	170.9%	100%
Cable Redes (m)	6.200	3.035	49%	100%

Acciones Control Pérdidas COSTO	Acciones proyectadas año	Acciones ejecutadas acumuladas a diciembre 2011	% Acumulado año	Proyecto Acumulado año
Instalación invertidas	30.000	33.094	110%	100%
Cable acometidas (SID) (m)	53.936	61.004	113%	100%
Cambio de medidor	500	1.603	321%	100%
Revisión de clientes destacados	701	1.192	170%	100%
Mantenimiento de macromedidores	2.268	2.272	100%	100%

## Energía Recuperada

Las acciones desarrolladas dentro del Plan Pérdidas permitieron recuperar energía por procesos administrativos equivalente a 917.8 MWh, discriminados como se muestra en la siguiente gráfica.

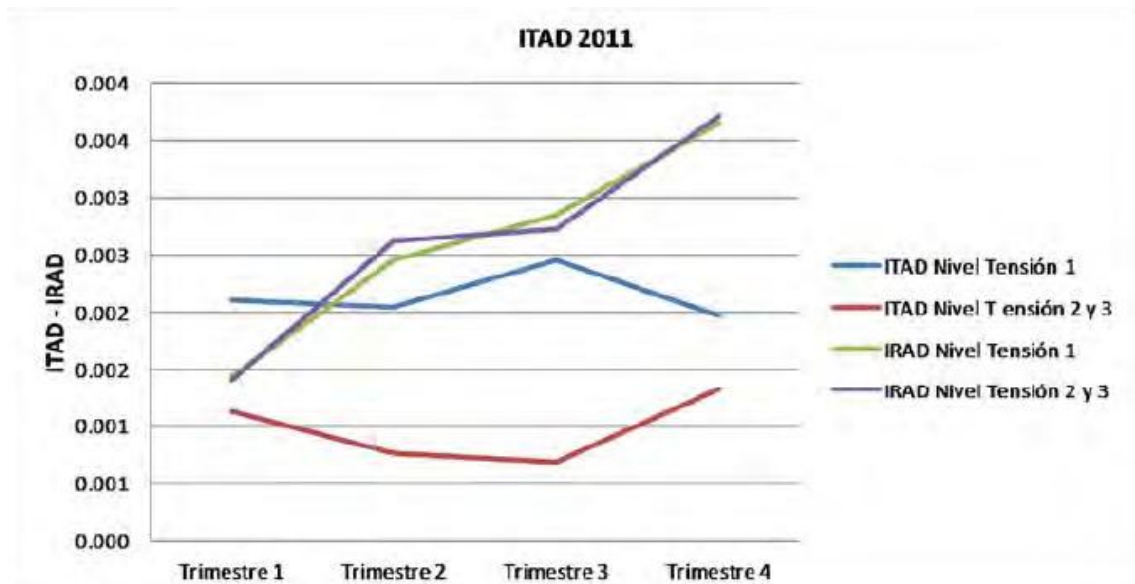


Energía Recuperada 2011, Fuente EDEQ.

Durante 2011 se emprendieron acciones para la implementación de redes eléctricas con Smart Grid, que permiten la máxima continuidad en el servicio y obtención de beneficios derivados de la aplicación de lo dispuesto en la Resolución CREG 097 de 2008 en el marco de una relación gana-gana entre empresa y usuarios.

## Compensaciones

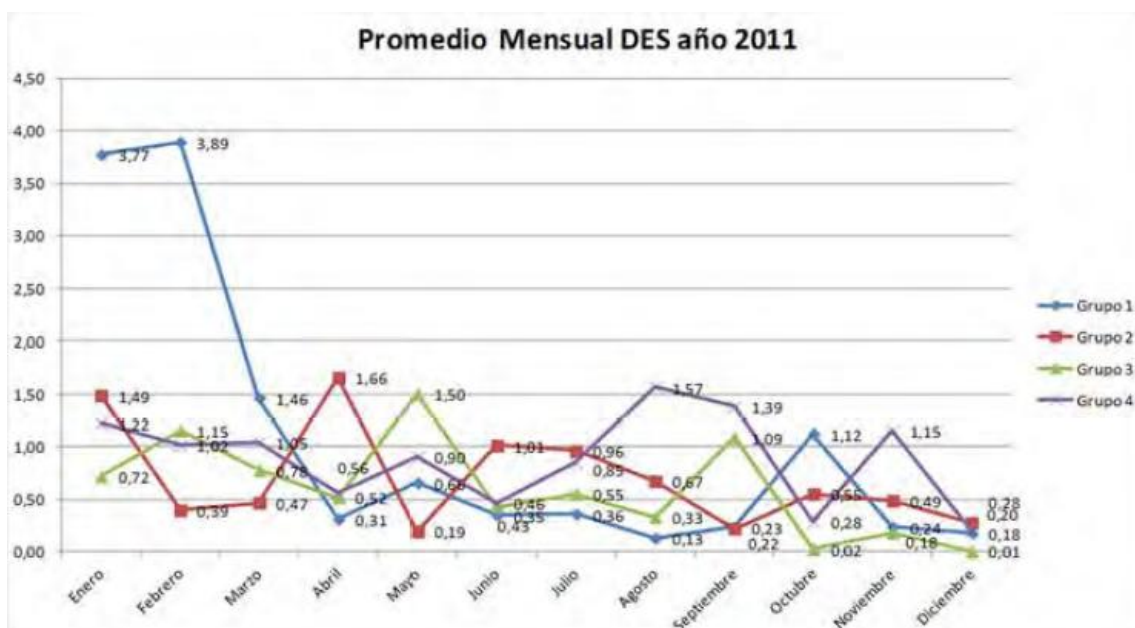
El Índice Trimestral Agrupado de Discontinuidad-ITAD se calculó a partir del tercer trimestre del año 2011, ubicándose por debajo del Índice de Referencia Agrupado de Discontinuidad IRAD en los niveles de tensión 1, 2 y 3, lo que evidencia una mejoría en la calidad del servicio suministrado a los usuarios y un superávit de las exigencias establecidas por el regulador para la empresa.

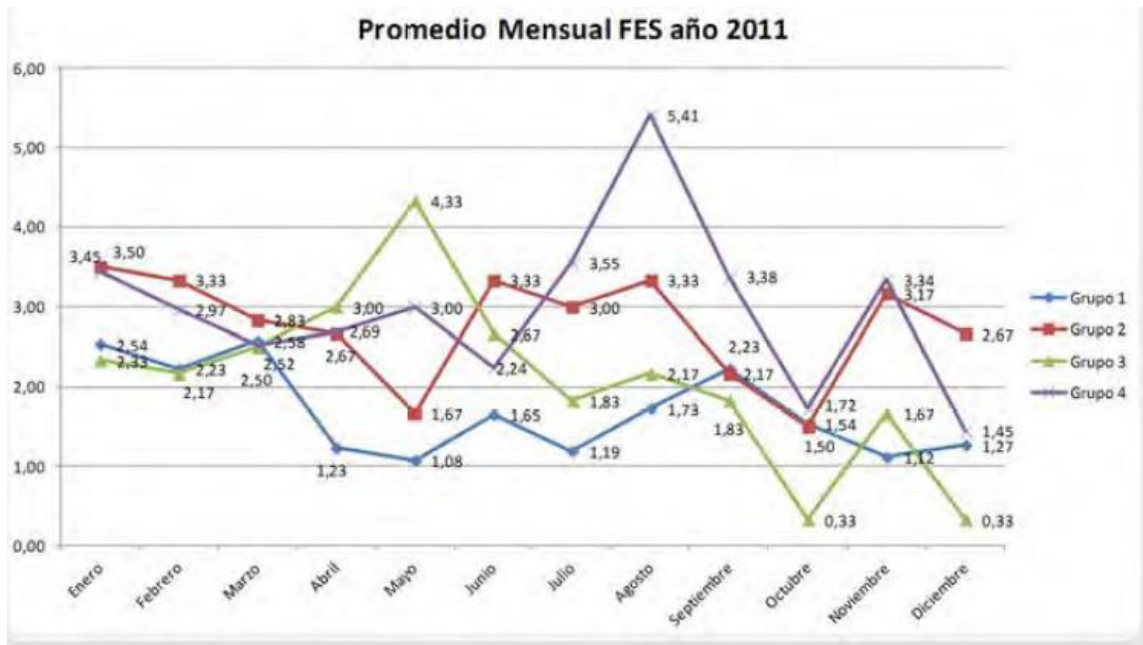


Indice trimestral Agrupado de Discontinuidad 2011 Fuente EDEQ

El índice general de disponibilidad del servicio en 2011 estuvo por encima del valor meta establecido internamente (5% por debajo de los valores reales de DES de la vigencia 2010), lo que evidencia que durante la mencionada vigencia la calidad del servicio se mantuvo dentro de estándares de mejora continua.

El comportamiento de las redes eléctricas se vio afectado por los fenómenos climatológicos presentados en el 2011 en el país, de tal forma que se logró una disminución en el tiempo de respuesta DES y un aumento en la frecuencia de interrupciones hacia la mitad del año.





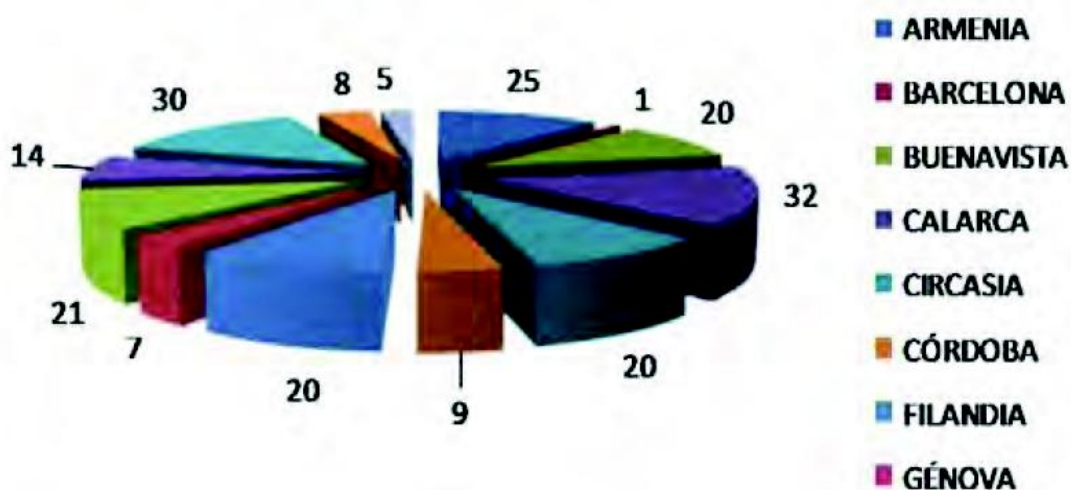
Fuente EDEQ

En 2011 se realizó la calibración de 1,406 medidores y la auditoría técnica a los sistemas de medición de las fronteras comerciales inscritas en el Sistema de Información Comercial del mercado mayorista, lo que permitió una mejora sustancial en la rapidez y precisión en la respuesta a los usuarios.

### **Mantenimiento y operación**



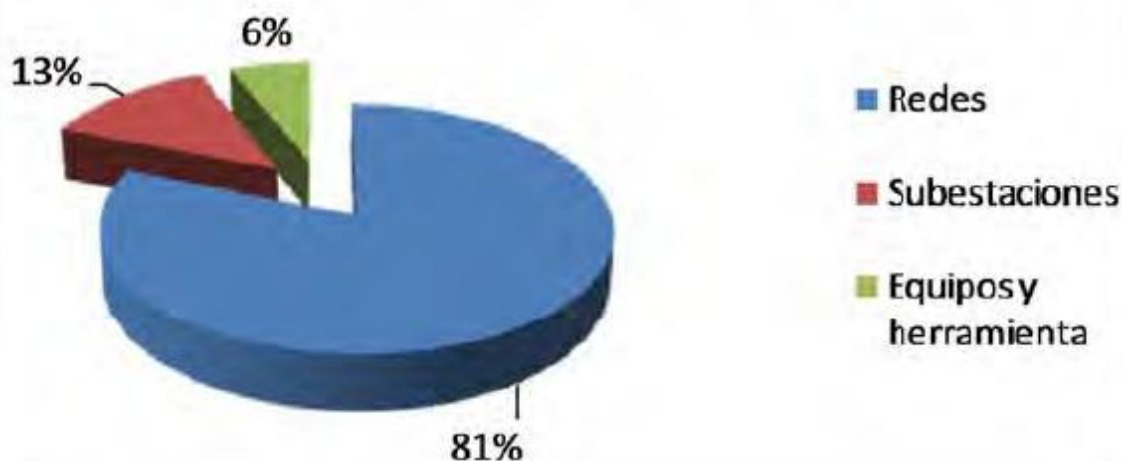
### Transformadores instalados 2011



Haciendo uso de la técnica de coronografía UV, se hicieron inspecciones técnicas en las subestaciones Armenia y Tebaida y en la línea 115kV que las conecta, para determinar las curvas de tendencia de degradación de los elementos de la línea y así plantear planes de trabajo a desarrollar en 2012 y de tal forma garantizar confiabilidad y disponibilidad del servicio de energía a los usuarios.

Se ejecutó el plan de inversiones en redes, subestaciones y equipos y herramientas, con proyectos que permitieron mejorar en rapidez y precisión en la respuesta a los clientes y calidad en la prestación del servicio. El valor total invertido en los doce municipios del departamento ascendió a la suma de \$8,857 millones, permitiendo generar 141 empleos directos e indirectos, intervenir 148.2 kilómetros de red, ejecutar 299 peticiones de modificación de infraestructura solicitadas por usuarios y ejecutar 51 proyectos de nuevas conexiones.

### Total inversiones 2011



### ASPECTOS COMERCIALES

ESTRATO	2010	2011	% variación
Estrato 1	31.278	31.869	1,89
Estrato 2	53.476	54.144	1,25
Estrato 3	34.050	34.453	1,18
Estrato 4	9.715	9.972	2,65
Estrato 5	7.275	7.465	2,61
Estrato 6	1.136	1.200	5,63
<b>TOTAL RESIDENCIAL</b>	<b>136.930</b>	<b>139.103</b>	<b>1,59</b>
Industrial	1.413	1.408	-0,35
Comercial	12.984	13.141	1,21
Oficial	768	784	2,08
Provisional	555	607	9,37
Alumbrado Publico	11	11	0
Especial Asistencial	470	487	3,62
Areas Comunes	828	845	2,05
<b>TOTAL NO RESIDENCIAL</b>	<b>17029</b>	<b>17283</b>	<b>1,49</b>
<b>TOTAL</b>	<b>153.959</b>	<b>156.386</b>	<b>1,58</b>

#### Evolución en el número de suscriptores

Fuente SUI

Entre los años 2010 y 2011 se incremento el numero de usuarios en 2427, en el sector residencia 2173 y en el no residencial en 254 usuarios. En general la empresa tuvo un incremento del 1,58% con relación al 2010.



## Número de empleados

La empresa informa 275 empleados

## Consumos

AÑO ESTRATO	2010	
	Facturación total (\$)	Consumo total (kWh)
Estrato 1	10.288.575.546 (\$)	39429660
Estrato 2	19.755.519.283 (\$)	72496186
Estrato 3	21.695.574.104 (\$)	57011466
Estrato 4	7.490.846.093 (\$)	18815361
Estrato 5	6.327.417.026 (\$)	13954181
Estrato 6	1.409.489.740 (\$)	3047077
Industrial	14.714.979.625 (\$)	28883751
Comercial	47.176.317.197 (\$)	81536600
Oficial	7.503.121.603 (\$)	14956017
Provisional	984.019.795 (\$)	1858312
Alumbrado Publico	8.357.126.415 (\$)	5706662
Especial Asistencial	3.484.965.780 (\$)	4759333
Áreas Comunes	1.591.033.500 (\$)	4111545
TOTAL	150.778.985.707 (\$)	346566151

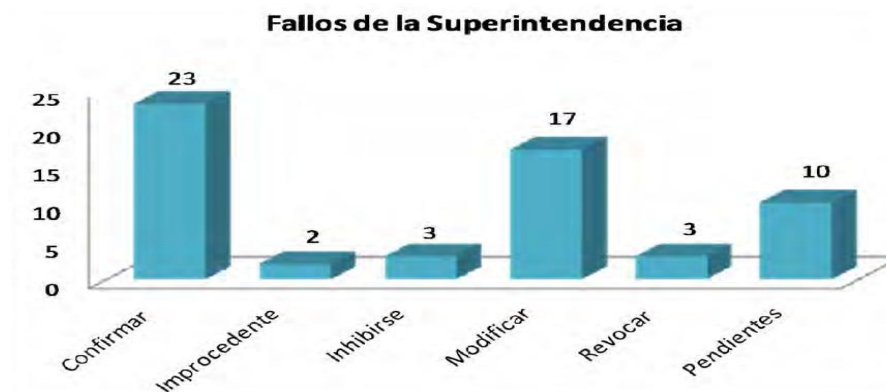
AÑO ESTRATO	2011	
	Facturación total (\$)	Consumo total (kWh)
Estrato 1	10.371.371.117 (\$)	38950128
Estrato 2	19.277.478.652 (\$)	70209356
Estrato 3	21.324.946.495 (\$)	55168896
Estrato 4	7.512.651.952 (\$)	18138065
Estrato 5	6.379.508.268 (\$)	13393892
Estrato 6	1.439.800.533 (\$)	2939153
Industrial	18.445.802.389 (\$)	32475917
Comercial	41.427.606.023 (\$)	80765199
Oficial	7.415.689.848 (\$)	15778907
Provisional	1.168.481.130 (\$)	2240869
Alumbrado Publico	3.122.175.004 (\$)	5411720
Especial Asistencial	2.789.016.900 (\$)	4603408
Áreas Comunes	1.610.341.268 (\$)	4011948
TOTAL	142.284.869.579 (\$)	344087458

En la actividad comercial, el comportamiento de las ventas de energía en el año 2011 se mantuvo prácticamente en los niveles del año 2010, con un volumen 344 GWh frente a 346 GWh facturados en el año anterior, al tanto que la demanda comercial disminuyó de 403 GWh a 399 GWh entre 2010 y 2011.

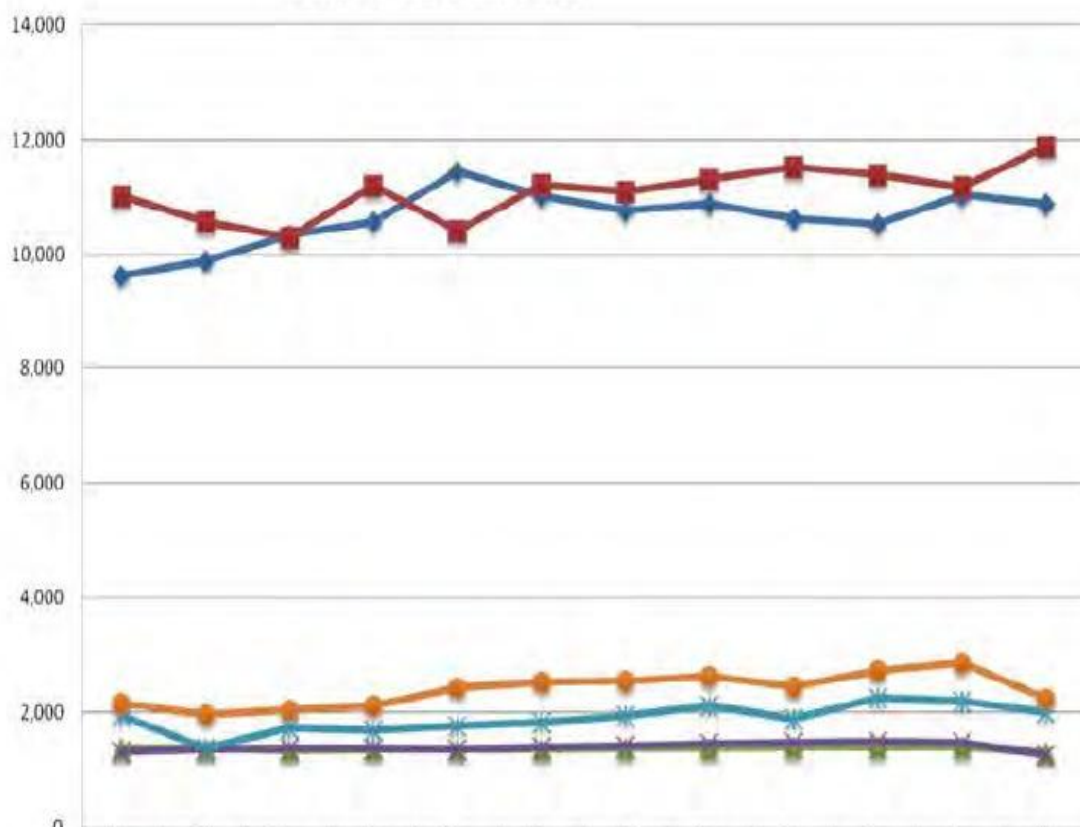
Este hecho va en congruencia con la disminución del índice de pérdidas logrado en 2011. En cuanto al total del mercado Quindío, se facturaron un total de 381.6 GWh en el año, de los cuales EDEQ S.A. ESP participa con el 90.2%.

### **Atención al cliente.**

En las actividades de control de energía se llevaron a cabo 1,699 procesos administrativos por recuperación de energía por anomalías detectadas en el medidor, recuperando un total 867,459 kWh que representaron \$317 millones.



Cartera vencida e inactiva 2011



	Ene	Feb	Mzo	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
INGRESOS 2010	9,645	9,905	10,339	10,574	11,447	11,024	10,768	10,891	10,642	10,541	11,052	10,892
INGRESOS 2011	11,028	10,575	10,313	11,201	10,418	11,220	11,105	11,327	11,542	11,389	11,183	11,893
C. INACTIVAS 2010	1,383	1,373	1,353	1,360	1,363	1,367	1,388	1,386	1,393	1,397	1,402	1,295
C. INACTIVAS 2011	1,331	1,367	1,379	1,385	1,367	1,408	1,428	1,465	1,479	1,493	1,482	1,274
C. VENCIDAS E INACTIVAS 2010	1,944	1,383	1,734	1,686	1,763	1,821	1,950	2,117	1,896	2,260	2,200	2,013
C. VENCIDAS E INACTIVAS 2011	2,167	1,971	2,048	2,125	2,429	2,539	2,547	2,621	2,449	2,718	2,867	2,231

En lo que respecta a cartera, se desarrollaron diferentes acciones de recuperación y control, logrando mantener niveles aceptables en comparación con el año inmediatamente anterior, pese a condiciones sociales que afectaron la situación económica del departamento del Quindío durante 2011, como fue la disminución de remesas, los efectos de los cambios climáticos que tuvieron una repercusión importante en la producción agropecuaria, los altos índices de desempleo y el incremento en el precio de la energía.

El promedio de cartera vencida e inactiva durante 2011 aumentó 3.7% con respecto al promedio de 2010.

## EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

### Indicadores de la gestión

Tabla 5.1 Indicadores de Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2011	Resultado	Observación
Margen Operacional	21,4%	19,2%	No Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	30,0	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	56,0	56,8	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	25	62,6	No Cumple
Razón Corriente – Veces	1,53	1,15	No Cumple

Fuente: SUI

La empresa tan solo cumple con el referente de cobertura de intereses, por lo que la empresa deberá diseñar e implementar estrategias financieras que fortalezcan los resultados de estos indicadores.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los resultados financieros operacionales de la compañía presentaron un importante descenso equivalente al 63,1%, explicado principalmente por el aumento en los gastos operacionales, las cuales pasaron de \$10.800 millones a \$27.871 millones entre 2010 y 2011.

Conjuntamente con la AEGR se recomienda contratar un ente certificador dando cumplimiento a la reglamentación. Se garantiza de ésta manera la seguridad en la infraestructura eléctrica y el cumplimiento de normas.

En el mantenimiento de redes la AEGR ha observado que no se cuenta con indicador de tiempo de restablecimiento del servicio de energía eléctrica de transformadores urbanos y rurales. Se recomienda implementarlos para hacer seguimiento y disminución del tiempo de normalización del servicio a los usuarios afectados dadas las nuevas reglamentaciones establecidas para el pago de compensación

Igualmente la se ha evidenciado que en la ejecución de algunas actividades el cumplimiento ha sido relativamente bajo así:

Mantenimiento con Línea energizada alcanzó el 20% de ejecución.

Adquisición de Equipos de Mantenimiento y Herramienta de trabajo seguro, alcanzaron cada uno el 50% de ejecución.

La contratación realizada para el movimiento de transformadores y postes tuvo una ejecución del 50%.

Mantenimiento correctivo contratado se ejecutó el 33%.

Se recomienda revisar las programaciones, los trámites y procedimientos en adquisición de materiales, recursos disponibles, etc. que permitan cumplir las actividades citadas.