

INFORME DE GESTIÓN
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

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

TABLA DE CONTENIDO

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA	4
1.1. CONFORMACIÓN DE LA EMPRESA.....	5
1.2. JUNTA DIRECTIVA.....	5
1.3. ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA	6
2. ACCIONES DE LA SSPD	7
3. ASPECTOS FINANCIEROS	7
3.1. HECHOS RELEVANTES DEL ÚLTIMO AÑO:	7
3.2. BALANCE GENERAL.....	7
3.3. ESTADO DE RESULTADOS.....	9
3.4. INDICADORES FINANCIEROS	10
3.5. ANÁLISIS Y CONCLUSIONES SOBRE EL DESEMPEÑO FINANCIERO DE LA EMPRESA.....	11
3.6. REVISORÍA FISCAL.....	12
4. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS	14
4.1. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA:	14
4.2. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	15
4.3. INVERSIONES	18
GENERADOR	20
1.1. MANTENIMIENTOS Y OPERACIÓN.....	20
4.4. MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN	22
4.5. CONFIABILIDAD	25
4.6. ASPECTOS AMBIENTALES	26
4.7. CALIDAD DEL SERVICIO.....	27
4.8. CUMPLIMIENTO AL RETIE.....	28
5. ASPECTOS COMERCIALES	28
5.1. EVOLUCIÓN EN EL NÚMERO DE SUSCRIPTORES	28
SE EVIDENCIA UN INCREMENTO MARCADO EN LOS USUARIOS DE ESTRATO 2 AUMENTANDO EL NÚMERO EN 1.229 EQUIVALENTE AL 3% SEGUIDO POR EL CRECIMIENTO EN ESTRATO 1 QUE AL CANZO 981 USUARIOS MÁS QUE EN 2010 EQUIVALENTE AL 5%; EN EL ESTRATO 3 EL NUMERO DE USUARIOS CRECIO EN 459 Y EN LOS ESTRATOS 4 AL 6 EN 1.064 USUARIOS.	30
.....	30
5.2. NÚMERO DE EMPLEADOS	30
5.3. CONSUMOS.....	31
5.4. FACTURACIÓN.....	32
5.5. ANÁLISIS TARIFARIO.....	33
5.6. SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES	40
5.7. PÉRDIDAS	40
5.8. EL NIVEL DE SATISFACCIÓN DEL USUARIO (NSU).....	42
5.9. ATENCIÓN AL CLIENTE.....	44
6. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN	45
7. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUJ	48

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 49

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN OPERADOR DE RED
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P
ANÁLISIS 2011**

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN OPERADOR DE RED
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P
ANÁLISIS 2011**

AUDITOR: Consultando Ltda

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P es una empresa de nacionalidad colombiana, constituida como sociedad por acciones con categoría mixta al encontrarse dentro de sus accionistas un porcentaje superior al 50% en cabeza de entidades de naturaleza pública, cuyo capital autorizado, suscrito y pagado asciende a la suma de \$91.841.093.060,00 equivalente a 9.184.109.306 acciones con valor nominal de \$10,00.

OBJETO SOCIAL

La Sociedad tiene como objeto principal la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica tal y como esta definido en el artículo 14.25 de la Ley 142 de 1994 y actividades complementarias de generación, comercialización, transformación, interconexión y transmisión de Energía eléctrica así como la realización de obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica y la comercialización de productos en beneficio de sus clientes. La sociedad podrá además ejecutar otras actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos en general, gestionar y operar otras empresas de servicios públicos, celebrar y ejecutar contratos especiales de gestión con otras empresas de servicios públicos y vender o prestar bienes o servicios a otros agentes económicos dentro y fuera de los países relacionados con los servicios públicos domiciliarios.

El objeto social antes referenciado, corresponde al inscrito en la Cámara de Comercio de la Ciudad de PEREIRA, E INCLUIDO EN LA ACTUALIZACIÓN DE LOS Estatutos Sociales de la empresa mediante la escritura pública N° 3429 de noviembre 11 de 2011 de la Notaria Tercera de Pereira, la cual corresponde a una modificación a los Estatutos Sociales, consistente en la compilación de las diferentes reformas realizadas en el trasegar de la compañía en un solo documento y algunos aspectos relacionados con la naturaleza jurídica de a empresa desde la entrada del socio privado.

1.1. Conformación de la empresa

TIPO DE SOCIEDAD	POR ACCIONES DE CATEGORIA MIXTA
RAZON SOCIAL	Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P
SIGLA	EEP S.A. E.S.P
AREA DE PRESTACION	Energía
ACTIVIDAD QUE DESARROLLA	Prestacion de servicio público domiciliario de energía eléctrica
FECHA DE CONSTITUCION	16 de Mayo de 1997
NOMBRE DEL GERENTE	Jaime Hernan Rey Montenegro
ESTRUCTURA DEL MERCADO	GDC Regulado=83% No Regulado=17%

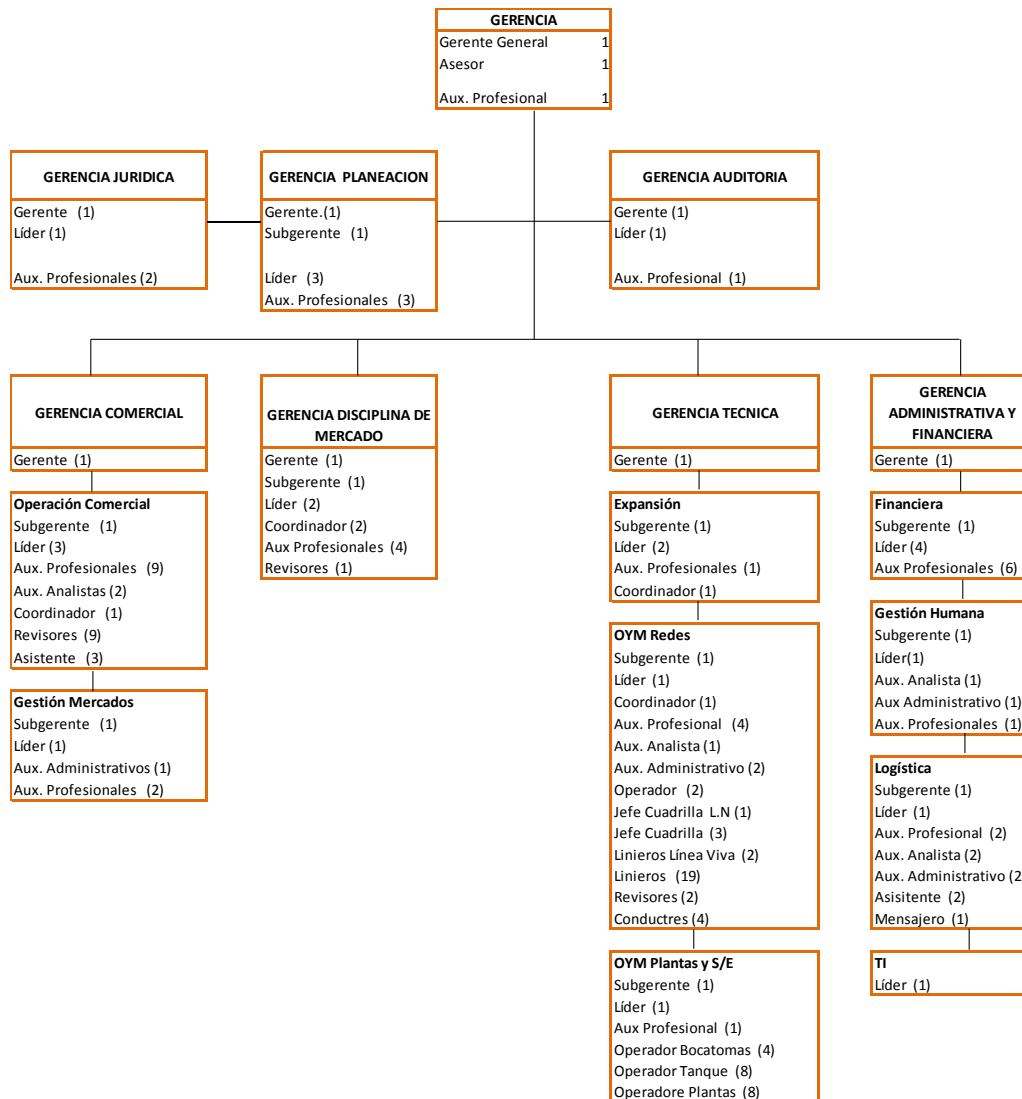
1.2. Junta directiva

REPRESENTANTES	CARGO
Israel Alberto Londoño Londoño	Presidente
Cesar Augusto Arango Isaza	Principal
Jhon Jairo Toro Rios	Principal
Alberto Rios Velilla	Principal
Louis Francois Klein	Principal
Javier Monsalve Castro	Suplentes
Jairo Ordillo Torres Moreno	Suplentes
Fernando Alexander Serrato	Suplentes
Oscar Alberto Mariño Estupiñan	Suplentes
Ivonne Maritza Aristizabal	Suplentes

1.3. Organigrama de la empresa

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

En el periodo 2011 la Empresa de Energía de Pereira no presento cambio en su Estructura Organizacional sin que se hayan presentado variaciones importantes desde el esquema adoptado en la vigencia 2009.



Durante la vigencia 2011 la Empresa de Energía de Pereira presentó algunos cambios en la planta de personal, al pasar de 77 funcionarios mediante vinculación directa a 81 de los cuales, 67 se encuentran amparados por la convención colectiva y se conservaron 57 mediante contrato al igual que en el año 2010.

En la vigencia 2011 en el mes de junio se presentó renuncia por parte de la Gerente de la Empresa por tanto la Junta Directiva asignó mediante encargo a uno de los empleados de planta. Cabe anotar que durante lo corrido del año y al cierre de la vigencia 2011, se evidenció una alta concentración de funciones en algunos colaboradores al estar bajo su dirección diferentes subgerencias tal y como se muestra a continuación:

CARGO	NOMBRE
Gerente (E)	JAIME HERNAN REY MONTENEGRO
Subgerente Comercial	JAIME HERNAN REY MONTENEGRO
Subgerente Disciplina de Mercado (E)	JAIME HERNAN REY MONTENEGRO
Subgerencia de Planeación (E)	CARLOS JAIRO BEDOYA NARANJO
Subgerencia Auditoría	CARLOS JAIRO BEDOYA NARANJO
Líder TI (E)	ZULMA CASTAÑO AGUDELO
Líder Logística	ZULMA CASTAÑO AGUDELO

Es de anotar que la concentración de actividades bajo una misma coordinación puede generar traumatismos en el desarrollo de funciones en cada una de estas áreas.

2. ACCIONES DE LA SSPD

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios sancionó a la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., mediante Resolución 20112400028815 del 26 de septiembre de 2011, la cual quedó en firme el 7 de marzo de 2012, con multa de \$21.424.000, por infringir el régimen de usuarios.

3. ASPECTOS FINANCIEROS

3.1. Hechos Relevantes del último año:

- Las inversiones temporales disminuyeron en el 20%, ubicándose en \$40.749 millones.
- Disminución de las obligaciones financieras a corto plazo, las cuales pasaron de \$24.571 millones en el año 2010 a \$210 millones en el año 2011.
- Las utilidades netas del ejercicio presentan un disminución del 50.35% al pasar de \$9.016 millones a \$4.477 millones.

3.2. Balance General

En el año 2011 la estructura de capital de la empresa presenta un apalancamiento propio de la actividad, correspondiente al 84%. Los Activos se ubican en \$368.277 millones, presentando una disminución del 10,19% respecto al año anterior, el rubro de valorizaciones corresponde al 30% del total del activo.

En la composición del Activo se observa una participación del 47% de los Activos corrientes y un valor de \$76.869 millones en los activos de infraestructura.

El Capex registrado en 2011 fue de \$1.573 millones.

La cartera correspondiente al servicio asciende a \$27.127 millones, arrojando un indicador de rotación de cuentas por cobrar de 58,5 días.

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2011	2010	Variación
Activo	\$368.277.419.781	\$410.073.372.944	-10,19%
Activo Corriente	\$171.544.578.375	\$197.990.878.492	-13,36%
Pasivo	\$58.814.099.584	\$92.341.783.003	-36,31%
Pasivo Corriente	\$30.002.185.192	\$53.183.555.149	-43,59%
Patrimonio	\$309.463.320.197	\$317.731.589.941	-2,60%

Fuente: SUI

Los pasivos de 2011 ascienden a \$58.814 millones, representando un nivel de endeudamiento del 15,97%. Con respecto al año 2010, éstos presentaron una disminución del 13,36%. Los pasivos corrientes se ubican en \$30.002 millones, es decir que la concentración de la deuda en el corto plazo es equivalente al 51,01%.

Los pasivos financieros de la compañía ascienden a \$207 millones, con una concentración en el corto plazo del 1%. Las cuentas por pagar del servicio ascienden a \$21.792 millones, arrojando un indicador de rotación de cuentas por pagar de 53,6 días.

El patrimonio del último año presentó una disminución de 2,60%, ubicándose en \$309.463 millones. En su composición los resultados netos del ejercicio tienen una participación del 1,45%, es decir \$4.477 millones.

El capital suscrito y pagado es de \$91.841 millones, el cual no presenta variación con respecto al año anterior.

3.3. ESTADO DE RESULTADOS

Los ingresos operacionales de la compañía presentan un crecimiento del 12,43% con respecto al año anterior, ubicándose en \$169.240 millones. Los ingresos por Distribución ascienden a \$3.155 millones y por Comercialización a \$160.496 millones.

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2011	2010	variación
INGRESOS OPERACIONALES	\$169.240.301.018	\$150.523.372.534	12,43%
COSTOS OPERACIONALES	\$148.512.157.708	\$129.585.969.804	14,61%
GASTOS OPERACIONALES	\$19.820.273.315	\$17.523.632.640	13,11%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$907.869.995	\$3.413.770.090	-73,41%
OTROS INGRESOS	\$13.485.579.691	\$16.949.643.524	-20,44%
OTROS GASTOS	\$9.916.771.657	\$11.347.037.139	-12,60%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$4.476.678.029	\$9.016.376.475	-50,35%

Fuente: SUI

Los costos operacionales totales del año 2011 representan el 87,75% de los ingresos, equivalentes a \$148.512 millones, siendo los más importantes: Las compras de energía por valor de \$147.448 millones. Los gastos administrativos por \$18.039 millones y los gastos de depreciaciones, amortizaciones y provisiones por \$1.782 millones. La utilidad operativa del último año se ubica en \$908 millones.

Los ingresos y gastos no operativos se ubicaron en \$13.486 millones y \$9.917 millones, respectivamente. Los gastos financieros de la deuda ascienden a \$2.939 millones.

Las utilidades netas del ejercicio presentaron una disminución del 50,35%, al pasar de \$9.016 millones en 2010 a \$4.477 millones en 2011.

3.4. 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	10.031.903.246	12.077.458.077
Margen Operacional	5,9%	8,0%
Rentabilidad de Activos	2,7%	2,9%
Rentabilidad de Patrimonio	2,2%	2,0%

Liquidez

INDICADORES DE LIQUIDEZ	2011	2010
Activo Corriente Sobre Activo Total	46,58%	48,28%
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	58,5	55,8
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	53,6	55,8
Ciclo operacional	4,9	-0,0
Razón Corriente – Veces	5,69	3,70
Capital de trabajo	\$122.518.218.249	\$136.931.608.418

Deuda

INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO	2.011	2.010
Nivel de Endeudamiento	16,0%	22,5%

Apalancamiento	84,0%	77,5%
Flujo de caja sobre servicio de la deuda	-30,8%	
Cobertura de Intereses – Veces	3,4	2,2

En los indicadores financieros de la empresa se observa un menor desempeño en los indicadores de rentabilidad y productividad, al presentar disminución en el margen de operación.

La gestión de los indicadores de liquidez es óptima, presentando un incremento en la razón corriente al pasar de 3,7 veces a 5,69 veces.

No se cuenta con una gestión eficiente en el recaudo de cartera y pago a proveedores, dado que la rotación de cuentas por cobrar muestra un resultado de 58,5 y la de cuentas por pagar de 53,6 días.

El nivel de endeudamiento disminuye al pasar de 22,5% a 16%. La cobertura de gastos financieros incrementa a 3,4 veces, al presentarse disminución del pasivo financiero.

3.5. Análisis y Conclusiones sobre el Desempeño Financiero de la Empresa

- Dentro de las variaciones más representativas observadas en el balance se encuentra la disminución del 99% de las obligaciones financieras del pasivo corriente y la disminución del 57% en las obligaciones financieras del largo plazo.
- Dentro de las variaciones más representativas observadas en el estado de resultados se encuentra la disminución de las utilidades netas, producto de que los costos, en los cuales la mayor incidencia está representada por la compra de energía, crecieron en una proporción mayor que el crecimiento de los ingresos operacionales.
- En materia de indicadores, se observa una disminución importante en el margen operacional frente al resultado del año anterior, producto del incremento de costos y gastos, encontrándose por fuera de los referentes, no obstante cumpliendo con la meta del plan de gestión.
- En cuanto a los indicadores de liquidez, la empresa registra una evolución positiva en esta materia registrando un crecimiento importante en los niveles de Capital de Trabajo creciendo en un 22%, el Flujo Operativo creciendo en un 283% y el índice de Razón Corriente creciendo en un 44%, lo cual corrobora los altos niveles de caja que maneja la empresa.

- En relación con los indicadores de endeudamiento se observa una disminución del 29%, derivado del prepago de deuda financiera realizado en el año 2011, no obstante el indicador de costo estimado de financiamiento registra un aumento alcanzando un nivel del 40,7% en razón de que durante la mayor parte de la vigencia 2011 se pago intereses sobre el monto prepago que fue del orden de \$33.474.

3.6. Revisoría Fiscal

Con respecto al último informe presentado por la Revisoría Fiscal de la EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA, el dictamen registra como notas relevantes las siguientes:

De la Opinión:

*En mi opinión, los estados financieros mencionados, auditados por mi y que fueron tomados de los libros de contabilidad de la empresa y adjuntos a este dictamen, presentan razonablemente la situación financiera, de la **EMPRESA DE ENERGIA S.A. E.S.P.** al 31 de diciembre de 2011, presentados de forma comparativa con el año de 2010; los resultados de sus operaciones, los cambios en su situación financiera, sus flujos de efectivo y los cambios en el patrimonio por los periodos que terminaron en esas fechas, de conformidad con principios de contabilidad establecidos por el decreto 2649 de 1993 y normas complementarias, aplicados uniforme con el año anterior.*

De la Viabilidad Financiera:

*Respecto a mi deber de emitir opinión sobre viabilidad Financiera de la **EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.**, me permito manifestar que:*

- *La Empresa viene cumpliendo cabalmente con sus obligaciones durante al año 2011, prueba de esto, es la disminución de \$ 33.474 millones de pesos en las obligaciones de Crédito Público y Créditos de Tesorería, al pasar de \$ 40.577 millones de pesos en el 2010, a \$ 7.103 millones de pesos a diciembre 31 de 2011.*
- *Refleja una disminución en la utilidad operacional del 73,41% y en la utilidad neta del 50.35%, frente a diciembre del año inmediatamente anterior, la disminución en el resultado es el reflejo de los registros, durante el ejercicio del 2011, del impuesto a patrimonio por valor de \$ 3.600 millones, y el saldo total, a mayo de 2011, del diferido del laudo arbitral con la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P., por valor de \$ 3.131 millones, de acuerdo a la disposición de la Superintendencia de Sociedades, documentada en el oficio 126 – 066107 del 23 de mayo de 2011.*
- *A pesar a la justificación manifestada en el párrafo anterior, y de acuerdo con el comportamiento de empresas de características similares en el sector, esta Revisoría recomienda, que se realice un estudio minucioso, sobre la estructura de costos que posee la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. y sobre la demanda futura que pueda ser atendida para incursionar en nuevos mercados, con el propósito de lograr niveles de operación más eficientes y con ello la*

obtención de resultados económicos que cumplan con las expectativas de los socios.

De las Revelaciones:

Con base en el análisis practicado a los estados financieros, con corte al 31 de diciembre de 2011, presento algunos aspectos que consideré importantes.

1. *Mes a mes se vienen presentando partidas conciliatorias bancarias generadas por aplicaciones de pagos en el área comercial y que no son identificables en tesorería; razón por la cual se hace necesario que se documente, mediante un procedimiento efectivo, acorde a las necesidades de la Empresa, la manera como se van a aplicar los pagos y así lograr que dichas aplicaciones afecten sistemáticamente las áreas involucradas (Comercial y Financiera).*

2. *De acuerdo con la información suministrada por parte de la administración de la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., existen 105 litigios en contra de la Compañía, razón por la cual y de acuerdo con el análisis de los asesores jurídicos externos, quienes manifiestan una ocurrencia probable de fallo en contra y con ello la generación de un pasivo, la Empresa expresa en su información contable un saldo en el rubro de Provisión para Contingencias de procesos jurídicos a diciembre 31 de 2011 de \$ 248 millones de pesos aproximadamente.*

De igual forma y de acuerdo con el grado de incertidumbre sobre el resultado final de algunos procesos y por no ser susceptible de valor razonable cuantificable, la organización tiene registrados en cuentas de orden por Litigios y Demandas a diciembre 31 de 2011 un valor de \$ 6.221 millones de pesos.

De acuerdo con lo expresado con la administración de la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., los valores registrados en las cuentas de orden por concepto de Litigios y Demandas, serán sujetos de registro como pasivos contingentes, en la medida que se establezca la probabilidad de ocurrencia de un fallo en contra que implique la obligación por parte de la empresa a pagar las pretensiones de cada proceso y con ello se afecte financieramente los resultados económicos de la Empresa.

Aplicando el principio de prudencia para no afectar innecesaria e injustificadamente la estructura financiera de la Empresa y basados en las opiniones provenientes de las personas idóneas, puesto que este tipo de contingencias suelen tener un fuerte impacto en los resultados económicos de la organización, recomendamos continuar con la buena práctica de actualizar periódicamente, por el valor que estimen pertinente, el saldo del pasivo por Provisiones por contingencias, en la medida que se tenga conocimiento sobre la posible obligación por fallo en contra de la Empresa.

3. *En Asamblea Extraordinaria de Accionistas, del 22 de febrero de 2012, se aprobó enjugar las pérdidas de los ejercicios anteriores por valor de \$ 39.990 millones de pesos m/cte, mediante la utilización de la prima en colocación de acciones para aplicarla a dichas pérdidas, de acuerdo con el concepto de la Superintendencia de Sociedades, Oficio 220-003212 Del 10 de Enero de 2012.*

4. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

En este capítulo se analizan los aspectos técnicos y operativos de las empresas prestadoras de servicios durante el período objeto de análisis.

GENERADOR

4.1. Descripción de la infraestructura:

La infraestructura de la Empresa de Energía de Pereira se detalla a continuación:

- Número de plantas de generación: La Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P cuenta con 2 PCH (PCH Belmonte y PCH Libaré)
- Número de unidades: La Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P cuenta con 3 unidades de generación (2 unidades en PCH Belmonte y 1 unidad en PCH Libaré).
- Tipo de tecnología: La Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P cuenta con una disposición de turbinas: Planta Libaré turbina Francis de eje vertical, y en planta Belmonte turbinas Pelton.
- Capacidad instalada (MVA,MW):

Planta	Capacidad Nominal Instalada	Potencia Nominal
Belmonte	4.7 MVA	3.76 MW
Nuevo Libaré	6.25 MVA	5.63 MW

- Heat Rate: La Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P no cuenta generación térmica.
- Factor de capacidad: Para la planta de Belmonte es de 0.6 (60%) y para la planta de Libare es de 0.6 (60%).
- Indisponibilidad histórica y embalse mínimo

La generación es a filo de agua por lo tanto la Empresa de Energía de Pereira S.A E.S.P no cuenta con embalse, en cuanto a la indisponibilidad histórica en la actualidad solo existe información 2010 y 2011.

	Ene-10	Feb-10	Mar-10	Abr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10
Tormenta	70%	48%	58%	51%	28%	60%	57%	58%	48%	52%	51%	50%
Mtto preven	25%	19%	3%	11%	0%	6%	7%	0%	7%	0%	15%	8%
Reparación	0%	32%	33%	33%	33%	33%	34%	33%	33%	31%	34%	29%
Ausencia V	0%	1%	4%	0%	0%	0%	0%	8%	2%	1%	0%	0%
Selectividad	5%	0%	0%	1%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Otros	0%	0%	2%	4%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	13%
Falla TQ o B	0%	0%	0%	0%	38%	0%	1%	0%	10%	15%	0%	0%

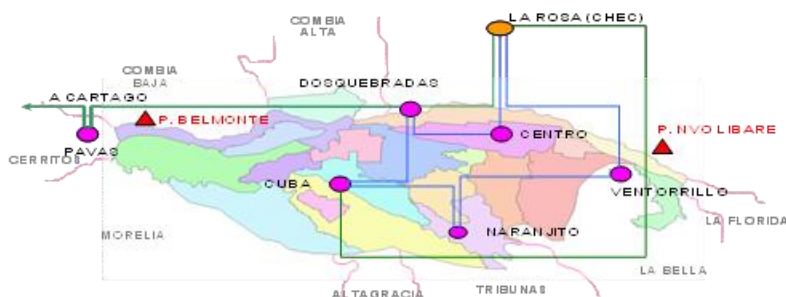
	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	Oct-11	Nov-11	Dic-11
Tormenta	11%	32%	30%	30%	26%	29%	32%	21%	18%	28%	1%	0%
Mtto preven	22%	0%	0%	1%	6%	4%	0%	4%	8%	1%	0%	0%
Reparación	18%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	32%	33%
Ausencia V	1%	0%	0%	1%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Selectividad	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	5%	1%	0%	0%
Otros	48%	67%	69%	67%	68%	67%	67%	69%	69%	67%	67%	67%
Falla TQ o B	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%

4.2. Descripción de la infraestructura

COMERCIALIZADOR

Capacidad Instalada

La Empresa cuenta actualmente con nueve (9) subestaciones de potencia en su sistema: Centro, Dosquebradas, Cuba, Naranjito, Ventorrillo, Pavas, La Popa, la Macarena y La Badea, estas tres (3) últimas no atendidas. En el mes de marzo de 2011 se realizó las actividades requeridas para efectuar la conexión a 115 kV de la Subestación Pavas mediante la construcción de la línea Cartago – Dosquebradas.



Capacidad Instalada en Transformación

El Sistema de Distribución Local de Pereira cuenta con nueve (9) subestaciones de potencia cuya capacidad total es de 417,25 MV, de los cuales 225 MVA corresponden a transformadores con relación de transformación de 115/33 kV, y 192,25 MVA, corresponden a transformadores con relación de transformación de 33/13.2 kV.

Teniendo en cuenta que la Demanda Máxima de Potencia en 2011 fue 110,41 MW se puede observar que el SDL cuenta con un alto grado de robustez y confiabilidad en su parque de transformación, lo cual permite garantizar a sus usuarios un servicio continuo y de calidad.

Km de Red	
115 kV.	8,2
33 kV.	93,84
13,2 kV.	1124,73
(*)Menor a 1 kV.	1911,19
Transformadores	
Urbano	2827
Rural	3149
Plantas y Subestaciones	
Subestaciones	9
Plantas de Generación	2

- Número de Subestaciones, nivel de tensión (kV), capacidad (MVA), Configuración, Nº de transformadores, ubicación, equipos para la medición de la calidad de la potencia (descripción) y equipos de compensación reactiva (fijos o automáticos)

NOMBRE	Nivel de Tension kV	Capacidad en MVA	Configuración	Nº Transformadores	UBICACIÓN		Calidad de la Potencia	COMPENSACION FUA EN 13,2 kV
					LONGITUD	LATITUD		
VENTORRILLO	33	30	Bp	3	75°40'36,43	4°48'19,87	Qualitrol, QWAVE LIGHT, QWAVE PREMIUM	4.004 Mvar
CENTRO	33	25	Bp	1	75°41'41,86	4°49'09,53	Qualitrol, QWAVE LIGHT, QWAVE PREMIUM	N/A
DOSQUEBRADAS 33 kV	33	25	Bp	2	75°42'39,06	4°49'17,00	Qualitrol, QWAVE LIGHT, QWAVE PREMIUM	N/A
DOSQUEBRADAS 115 kV	115	75	Bp+T	BANCO MONOFASICO	75°42'39,06	4°49'17,00	Qualitrol, QWAVE LIGHT, QWAVE PREMIUM	N/A
CUBA	115	75	Bp	BANCO MONOFASICO	75°44'10,86	4°48'14,89	Qualitrol, QWAVE LIGHT, QWAVE PREMIUM	5.043 Mvar
PAVAS	115	75	Bp+T	1	75°48'32,87	4°48'50,78	ION 7650	N/A
NARANJITO	33	25	Bs	1	75°42'20,99	4°47'26,54	ION 7650	N/A
POPA	13,2	1,5	Bs	1	75°41'05,24	4°49'13,80	N/A - Subestación Satelite	N/A
MACARENA	13,2	1	Bs	1	75°41'15,22	4°49'34,91	N/A - Subestación Satelite	N/A
BADEA	13,2	1	Bs	1	75°40'15,22	4°48'34,91	N/A - Subestación Satelite	N/A

- Número de circuitos por nivel de tensión, km de red por nivel de tensión a 2011,2010

Año	Km de Red por nivel de tensión				
	N1 (menos de 1kv)	N2 (30kv-1kv)	N3 (30kv-57.5kv)	N4 (57.5-200kv)	TOTAL
2010	2803,2054	1117,4508	91,7445	8,883	4021,2837
2011	3165,0185	1124,7321	93,8842	8,883	4392,5178

Año	Nº Circuitos por nivel de tensión				
	N1 (menos de 1kv)	N2 (30kv-1kv)	N3 (30kv-57.5kv)	N4 (57.5-200kv)	TOTAL
2010	0	34	3	0	37
2011	0	35	5	0	40

4.3. Inversiones

Inversiones realizadas durante el año y el listado de los principales proyectos de expansión en ejecución con sus fechas aproximadas de entrada.

ITEM	NOMBRE DEL PROYECTO	OBJETIVO	AVANCE %	FECHA DE ENTRADA
1	Protecciones de líneas 115 KV.	Relés de teleprotección para la subestación pavas 115Kv (Direccionales).	10%	Nov-12
2	Compra Bancos de Baterías	Compra bancos de baterías para las Subestaciones Dosquebradas 115 KV. y Centro	100%	Mar-11
3	Transformador SE Ventorrillo (10 -12,5 MVA/ 33-13,2 >KV)	Cambio Transformador T2 S/E Ventorrillo	82%	Jul-12
4	Zona Franca Caimalito	Construcción de un circuito sencillo en poste de 16 metros en cable No. 4/0 a 33 KV para alimentar sector industrial de la Zona Franca y Caimalito.	100%	Oct-12
5	Refuerzo redes de distribución rural.	Programa de remodelación de redes primarias y secundarias en el sector rural, con el fin de minimizar los costos del mantenimiento correctivo en los sectores a ser intervenidos. Remodelación CTO 1PA sector Cafelia y Andalucía.	90%	Oct-12
6	Circuito 3 de Pavas	Construcción de un circuito sencillo en poste de 12 metros en cable No. 4/0 a 13,2 KV para alimentar el sector residencial, comercial e industrial en media y baja tensión.	20%	Dic-12
7	Proyectos Generación (ESTUDIOS)	Estudio del estado actual de los canales de conducción de las plantas de generación Belmonte y Dosquebradas.	100%	Mar-11
8	Redes de distribución.	Adquisición de transformadores de distribución en diferentes capacidades con el fin de garantizar las expansiones propias del sistema.	100%	Dic-11
9	Redes de distribución.	Adquisición de redes de terceros.	42%	Dic-11
10	Redes de distribución.	Adquisición de un (1) transformador seco para servicio interno en la Subestación Cuba.	90%	Oct-11
11	Planta Belmonte	Adquisición e instalación de reguladores de voltaje para generadores 1 y 2 planta Belmonte, para disminuir generación de reactivos.	70%	Oct-12
12	Plantas, tanques y bocatomas	Instalación de circuito cerrado de televisión para las Plantas Belmonte, Libare, Bocatoma Belmonte y tanques Villa Santana y Belmonte.	10%	Mar-13

GENERADOR

1.1. Mantenimientos y operación.

- Descripción y periodicidad de las pruebas realizadas a los sistemas de servicios auxiliares de casa de máquinas y subestaciones.

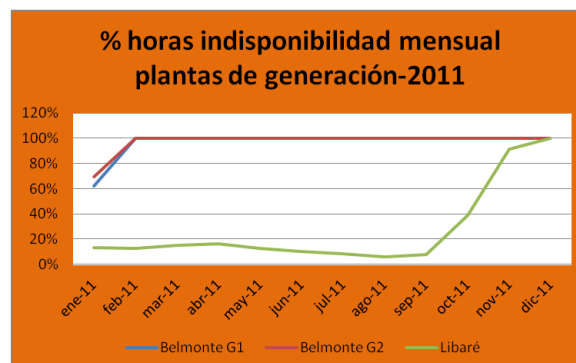
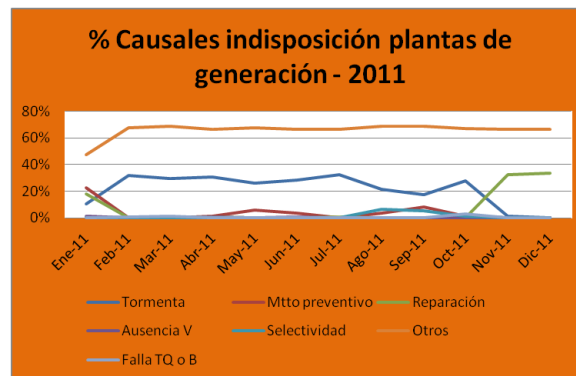
Los servicios auxiliares DC y AC se intervienen por mantenimiento y consiste en: Revisión, ajuste y limpieza con una periodicidad mensual, sin embargo no se contemplan pruebas a los equipos y barrajes en estas actividades; ya que esto implica desconexión total generando indisponibilidad en algunos circuitos.

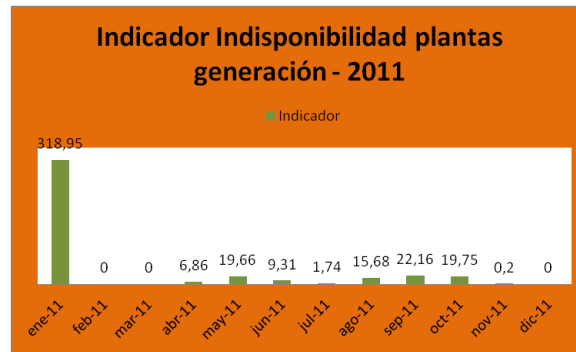
- Salidas a pruebas de las plantas.

Se evidencio que la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. realiza mantenimientos mayores con una periodicidad de 4 años, de los cuales se efectúan pruebas de vibración a la turbina y pruebas eléctricas al generador.

El ultimo mantenimiento realizado por la empresa se efectuó en la Planta de Libare se inició en el mes de noviembre. En la Planta de Belmonte no se realizó mantenimiento debido a la restricción de uso del canal impartido por la Carder.

- Indicadores de indisponibilidad por mantenimiento y salidas forzadas.





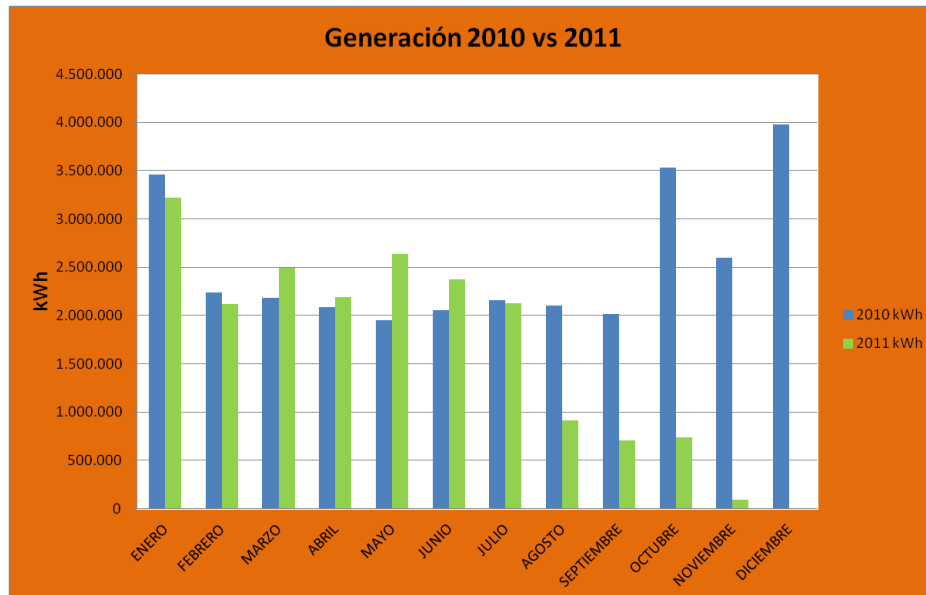
- Señalar las obligaciones de energía firme para el año de estudio.

Las obligaciones se consideran para la misma compañía. En el momento que no se cumplen se procede a la compra en bolsa. A continuación se muestran los compromisos adquiridos con la compañía.

	kWh/mes
ENERO	2.303.700
FEBRERO	2.208.300
MARZO	2.336.700
ABRIL	2.646.000
MAYO	2.789.700
JUNIO	2.691.000
JULIO	2.270.700
AGOSTO	2.303.700
SEPTIEMBRE	2.256.000
OCTUBRE	3.581.700
NOVIEMBRE	3.393.000
DICIEMBRE	3.455.700

- Energía generada en el año de estudio (mes a mes y total), hacer el comparativo con el año anterior.

	2010	2011
	kWh	kWh
ENERO	3.457.120	3.223.620
FEBRERO	2.240.170	2.120.700
MARZO	2.181.220	2.492.200
ABRIL	2.088.000	2.194.100
MAYO	1.952.110	2.635.200
JUNIO	2.054.720	2.377.700
JULIO	2.155.830	2.124.100
AGOSTO	2.102.170	917.800
SEPTIEMBRE	2.013.380	705.900
OCTUBRE	3.535.500	738.600
NOVIEMBRE	2.594.400	93.800
DICIEMBRE	3.981.850	0



Se evidencia una disminución en la generación de energía a partir del mes de agosto del año 2011, ocasionada principalmente por daño en el generador de Libare.

4.4. Mantenimiento y operación

- % de ejecución del mantenimiento realizado vs el programado. (Fuente Informe AGR 2011)

Se evidencia un porcentaje promedio del 73.62% trimestral entre el mantenimiento realizado vs el programado en el año 2011, cumpliendo en un 98.16% la meta trazada del 75% con la

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD. De acuerdo a la información entregada, esto fue debido al fuerte invierno que golpeo la región, de igual forma, al daño de la línea La Rosa-Cuba 115 kV, conllevando a que todo el personal de mantenimiento se dedicará a labores de reparación de la línea.

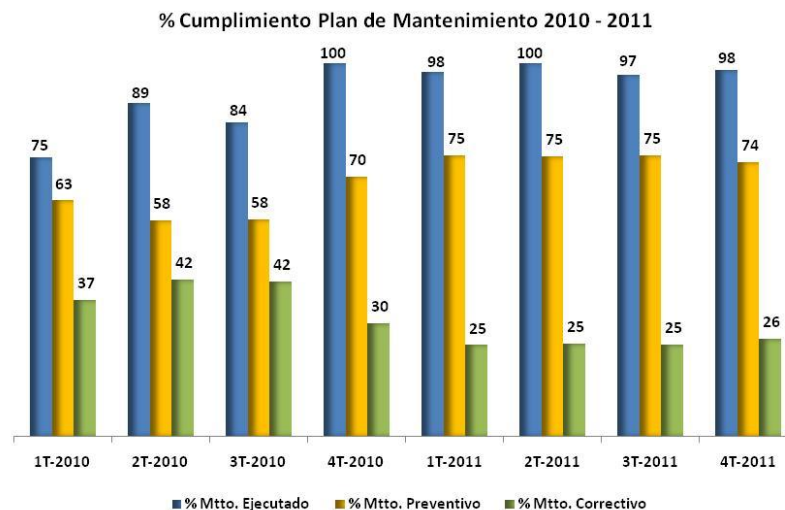
En comparación con el año 2010, el indicador mejoró y permaneció estable según la meta, para el posterior cumplimiento de este indicador se efectuó el correspondiente plan de acción para el cumplimiento de los mantenimientos programados.

- Costo del mantenimiento realizado en el año de estudio y comparación con el año anterior.

El costo de mantenimiento del año 2011 fue de \$1.427.488.653 frente al del año 2010 \$1.254.634.896 aumentando en \$172.853.756, diferencia que se ve reflejada principalmente al mantenimiento de plantas, lo anterior con base en la información AOM manejada por la Empresa.

Para el año 2011 la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P alcanzó un cumplimiento promedio trimestral del Plan de Mantenimientos del 98.25%, en comparación del año 2010, cuando se alcanzó un cumplimiento promedio trimestral del plan de mantenimientos del 87%.

Las actividades definidas fueron afectadas por diferentes eventos no previstos dentro del sistema, que volcaron la capacidad operativa de la Empresa a mantenimientos correctivos, cuya finalidad es el restablecimiento del servicio. El 25% del promedio trimestral del año 2011 del total de mantenimientos fue de carácter correctivo, mientras que en el año 2010 el promedio trimestral fue de 37.75%.



- Señalar en que elementos del sistema (subestaciones y circuitos) se realizó mayor mantenimiento correctivo, con una descripción general de los mismos.

La subestación Cuba que presentó mayor mantenimiento correctivo, ocasionadas principalmente por puntos calientes detectados a partir de una termografía que se realizó en el mes de febrero del año 2011.

Circuito 1 PAVAS

Durante el año 2011 este circuito presentó una mayor intervención en mantenimientos correctivos, principalmente a causa de líneas reventadas en nivel de tensión 2, puentes volados y fallas de aislamiento por descargas. Algunas de las actividades realizadas fueron: reparación de las líneas reventadas, en algunos puntos críticos se cubrieron los puentes y los bajantes con manguera aislante, adicionalmente se realizó cambio de todos los aisladores sobre el alimentador principal a lo largo de todo el circuito.

Circuito 4 VENTORRILLO

Durante el año 2011 este circuito presentó una mayor intervención en mantenimientos correctivos, principalmente a causa de líneas reventadas en nivel de tensión 2 y postes desplomados por caída de árboles sobre la red. Algunas de las actividades realizadas fueron: reparación de las líneas reventadas, control de vegetación y podas y cambios de estructuras y reemplazo de postes.

Circuito 7 DOSQUEBRADAS y 7 CUBA

Durante el año 2011 estos circuitos presentaron una mayor intervención en mantenimientos correctivos, principalmente a causa de transformadores quemados y daño en pararrayos. Algunas de las actividades realizadas fueron: reemplazo de transformadores quemados, restitución de pararrayos, y control de vegetación y podas.

Los mantenimientos correctivos se vieron afectado por la atención de daños fortuitos, presentado en la red por la temporada invernal sucedida durante el segundo y cuarto trimestre del año.

- Durante el año 2011 se presentaron 1.103 eventos que afectaron los indicadores DES y FES e ITAD, dentro de las causas más relevantes ocurridas durante el año se destacan:
 - El factor climático, presentándose 332 eventos en el año por esta causa, y los cuales constituyen el 30% del total de las fallas.
 - Las causas sin determinar, presentándose 304 eventos en el año por esta causa, los cuales constituyen el 28% del total de las fallas.
 - Objeto extraño, presentándose 76 casos en el año las cuales constituyen el 7% del total de las fallas.
 - Falla en protecciones, presentándose 50 eventos en el año los cuales constituyen el 5% del total de las fallas.

Es de destacar el evento ocurrido en la línea La Rosa-Cuba 115 kV en el mes de noviembre, provocando una contingencia de tres días, y en el mes de febrero se presentó una falla en el banco de transformadores de la subestación Dosquebradas 115kV

- Descripción y periodicidad de las pruebas realizadas a los sistemas de servicios auxiliares en las subestaciones.

Limpieza ajuste de tornillería niveles de voltaje cambio de piezas mecánicas

Las revisiones son mensuales y los ajustes son de acuerdo al plan de mantenimiento.

- Análisis de reincidencia de fallas en circuitos intervenidos durante el periodo.
Se anexa medio magnético con Plan de Mantenimientos en Subestaciones y Circuitos

Los circuitos 1 de Pavas y 6 Ventorrillo son los circuitos que mayor número de eventos presentaron en el 2011, con 67 fallas cada uno, dentro de las que se pueden destacar las fallas por tormenta y las causas sin determinar, sin embargo es importante resaltar que el circuito 1 de Pavas y el circuito 9 de Cuba presenta 6 y 5 reincidencias en falla por protecciones, y el circuito 3 de Naranjito tiene reincidencia de fallas por línea reventada; estos circuitos tienen en común su gran longitud y que atienden un gran porcentaje de zona rural.

Se realizó un cambio de todo el aislamiento en el ramal general del circuito 1 Pavas a fin de minimizar la incidencia de eventos por fallas en protecciones, líneas reventadas entre otros.

4.5. Confiabilidad

- Teniendo en cuenta que el sistema operado por la empresa en nivel de tensión cuatro cuenta con tres subestaciones:
 - Pavas 115 kV
 - Dosquebradas 115 kV y
 - Cuba 115 kV

A este nivel de tensión se tiene una configuración radial permitiendo establecer las siguientes secuencias de suplencias:

- Subestación Pavas 115 kV a través de las líneas (Pavas-Cartago y Pavas-Dosquebradas).
- Subestación Dosquebradas 115 kV a través de las líneas (Dosquebradas-Rosa y Dosquebradas-Pavas)
- Subestación Cuba 115 kV a través de las líneas (Cuba-Rosa y Cuba-Dosquebradas)

Considerando que la cargabilidad promedio del sistema está en 78% el sistema operado por la Empresa de Energía de Pereira permite asumir contingencias N-1, además si llegara a presentar una contingencia a N-2 a nivel de tensión 4 el sistema estaría en capacidad por su configuración en anillo a nivel de tensión 3 de dar continuidad del servicio al 90% de la demanda, viéndose afectados ciertos sectores rurales de la ciudad con baja densidad poblacional.

4.6. Aspectos ambientales

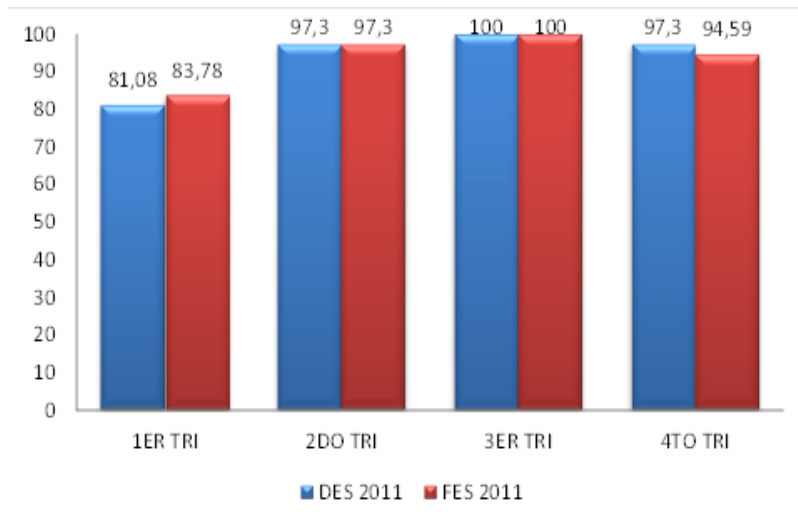
- Se evidenció la disposición de permisos y licencias ambientales y sanitarias con las autoridades competentes según la ley, para usar las aguas; para usar el espectro electromagnético en la prestación de servicios públicos, contando con una adecuada idoneidad técnica y solvencia financiera, adicionalmente la **Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P** cuenta con el Plan de Manejo Ambiental Corporativo el cual tiene como premisa el prevenir, mitigar, compensar y/o corregir los impactos y efectos generados sobre el ambiente, producto de la implementación, ejecución y control de los procesos que desarrolla dentro del contexto de la prestación del servicio público en los territorios donde la empresa hace presencia.

Bajo esta premisa, agrupa en diferentes Programas Ambientales una serie de acciones que permiten evitar y sanear los impactos negativos causados, según los lineamientos en los que la Empresa presenta relación con el ambiente y que dan cumplimiento al propósito del plan.

- Dificultades en relación con licencias ambientales de los proyectos en ejecución.
 - Restricciones en el Canal Planta de Dosquebradas debido a impacto sobre viviendas del barrio La Esneda en Dosquebradas por flujo de lodo generado por el deslizamiento el día 7 de Diciembre de 2011, vinculado directamente por influencia de lluvias intensas generando acciones de intervención.
 - Deterioro en el canal de conducción de Belmonte, en años anteriores se han presentado deslizamientos y desprendimientos en las zonas contiguas al canal los cuales tienen como factores contribuyentes: la pendiente, geomorfología modificaciones topográficas como consecuencia de las adecuaciones existentes.

4.7. Calidad del servicio

Teniendo en cuenta que la empresa ingreso al nuevo esquema de calidad del servicio a partir del cuarto trimestre de 2011 el análisis se efectuara sobre los indicadores DES y FES que se han llevado en cumplimiento del acuerdo suscrito entre la empresa y la SSPD.



Para el año 2011, se alcanzó un cumplimiento promedio de los indicadores de 93,92 % tanto para el FES como para el DES.

La calidad del servicio prestado y la potencia suministrada se vio afectada por los efectos climáticos que afectaron la normal prestación del servicio de energía, en el último trimestre el desempeño de los indicadores se debe a causa de fallos ocurridos en diferentes ramales de circuito, que ocasionaron el incumplimiento de los valores máximos admisibles para el DES en un circuito y para el FES en dos circuitos.

Sin embargo, la efectividad del Plan Anual de Mantenimiento de Subestaciones y Redes de Distribución, así como la efectividad del esquema de Telecontrol desde el Centro de Control, ha redundado en mantener un rendimiento estable para esta estrategia.

El proceso del esquema de telecontrol del Centro de Control se encarga de elaborar las estadísticas relacionadas con los indicadores de calidad del servicio: DES (Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio) y FES (Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio), además, realiza los reportes correspondientes al sistema único de información SUI, mediante los formatos información básica de circuitos e interrupciones, alimentadores, información básica de circuitos e interrupciones y transformadores los cuales son enviados a diario; mediante horarios establecidos y que varían. Los valores se calculan mensualmente y se lleva el acumulado trimestral, por los indicadores de calidad, tal y como lo establece la Comisión de Regulación de Energía y Gas combustible CREG.

La información requerida para calcular los indicadores DES y FES se toma básicamente de tres tipos de fuentes: Atención de daños, reparaciones, seccionales y centro de control, a través del primer tipo de fuente se ingresan eventos de emergencia o no programados, así como eventos programados, de salidas parciales como secciones, nodos eléctricos y transformadores, para generar la tabla de eventos.

Durante el año 2011, de acuerdo a la información entregada, se presentaron 3.143 eventos en el sistema. El 17,27% de los eventos que se presentan en el Sistema de Distribución Local SDL implicaron pago de compensación equivalente a 543 eventos.

Una vez validada la información, se calculan los indicadores DES y FES; así como las indisponibilidades instantáneas, de fuerza mayor y otras exclusiones, para circuitos y transformadores.

4.8. Cumplimiento al RETIE.

De acuerdo con la auditoría realizada se evidenció la existencia de directrices internas que regulan el cumplimiento del reglamento técnico a las instalaciones eléctricas.

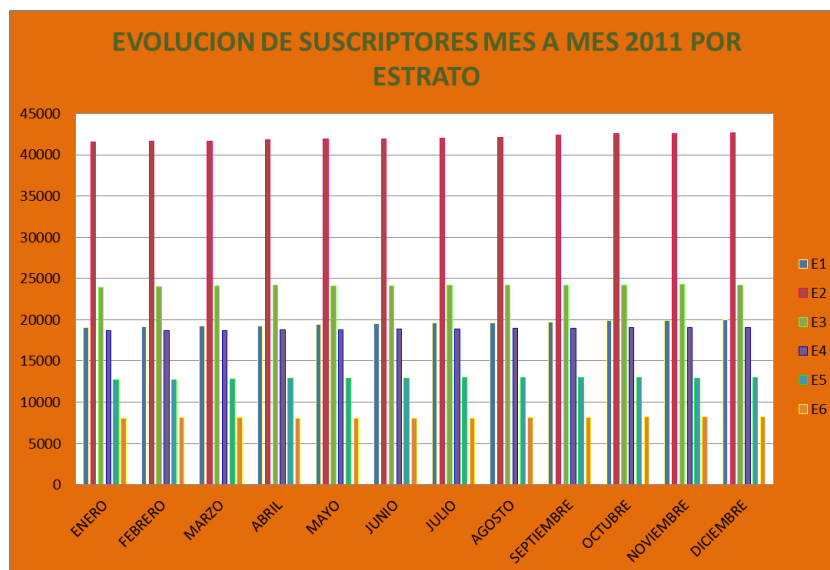
Durante el año 2011 la empresa realizó 86 proyectos energizados, de los cuales 2 eran propios y 84 privados, durante la auditoría se realizó una muestra selectiva y aleatoria donde se evidenció el cumplimiento del 100% de la tenencia de los certificados de conformidad expedidos por los organismos certificadores.

5. ASPECTOS COMERCIALES

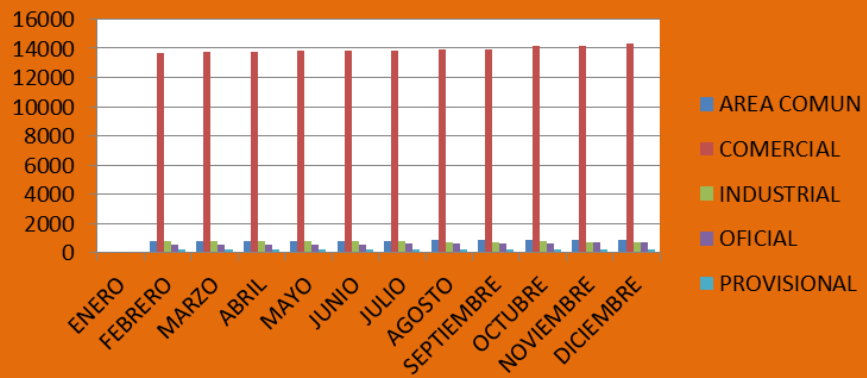
Se analiza los aspectos comerciales de la empresa relacionados con el análisis referente a:

5.1. Evolución en el número de suscriptores

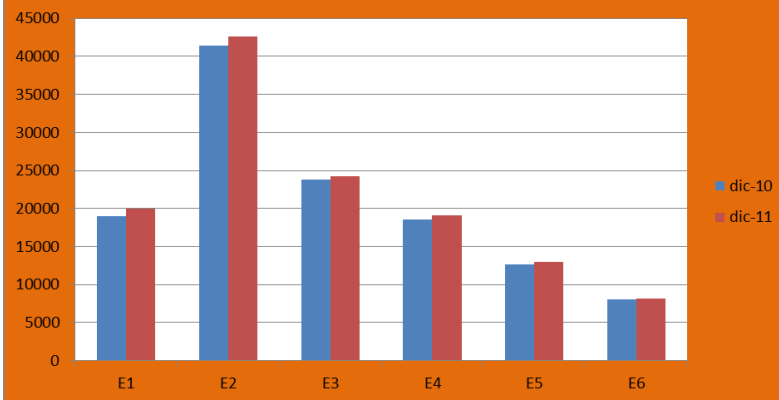
- A continuación se presenta el análisis del número de suscriptores mes a mes por sector y estrato.



EVOLUCION DE SUSCRIPTORES MES A MES POR SECTOR 2011



COMPARATIVO DE USUARIOS DICIEMBRE 2010 VS 2011 RESIDENCIAL POR ESTRATO



Se evidencia un incremento marcado en los usuarios de estrato 2 aumentando el número en 1.229 equivalente al 3% seguido por el crecimiento en estrato 1 que alcanzo 981 usuarios más que en 2010 equivalente al 5%; en el estrato 3 el número de usuarios creció en 459 y en los estratos 4 al 6 en 1.064 usuarios.



En los usuarios de sectores diferentes al residencial, el crecimiento mayor se presentó en el sector comercial aumentando en 645 usuarios equivalente a un 5% seguido por el sector oficial que creció en un 26% con 138 usuarios más que en el 2010.

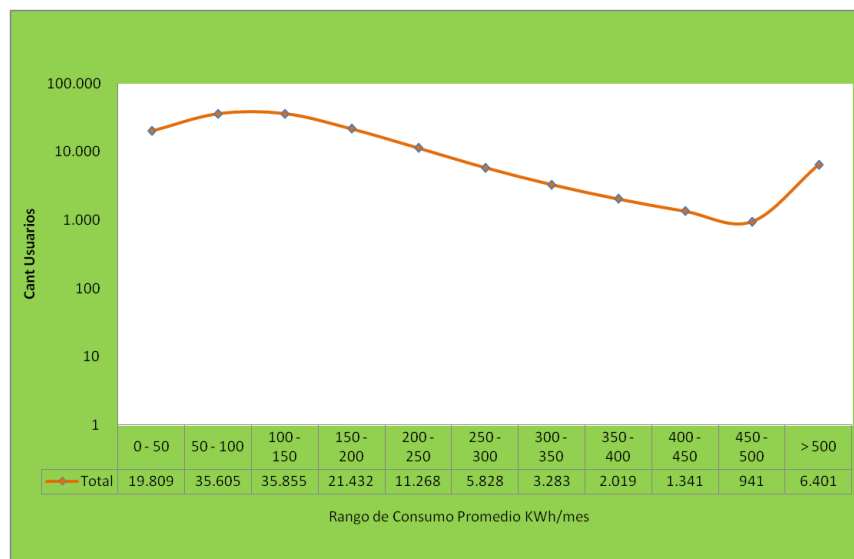
5.2. Número de empleados

La Empresa de Energía de Pereira cuenta con 246 empleados y contratistas; el número de usuarios al corte de diciembre de 2011 ascendía a 143.782 usuarios (para efectos del cálculo no se tomó en cuenta los usuarios provisionales), registrando así un índice de 17 empleados por cada 10.000 usuarios para su atención.

5.3. Consumos

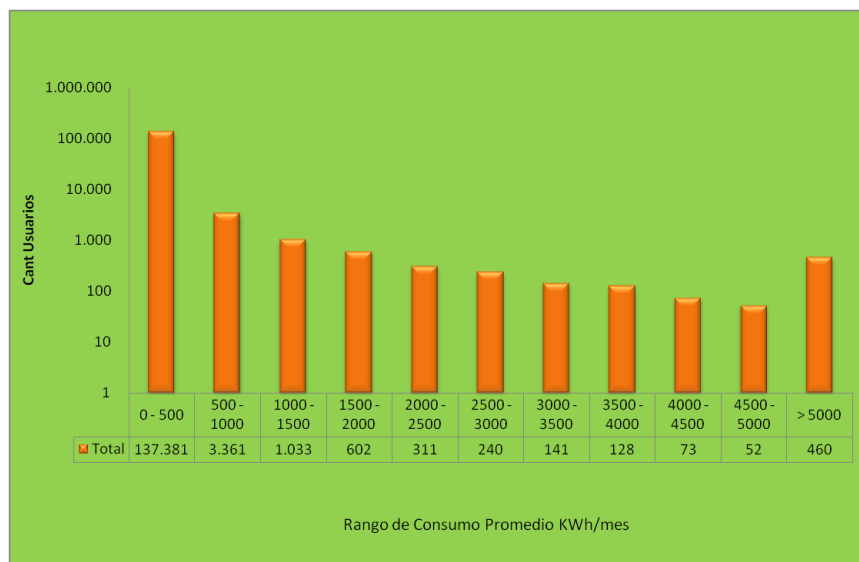
Número de usuarios dependiendo de sus consumos promedios en el año.

- Rango N° 1



Rango	N° de Usuarios
0 - 50 KWh/mes	19.809
50 - 100 KWh/mes	35.605
100 - 150 KWh/mes	35.855
150 - 200 KWh/mes	21.432
200 - 250 KWh/mes	11.268
250 - 300 KWh/mes	5.828
300 - 350 KWh/mes	3.283
350 - 400 KWh/mes	2.019
400 - 450 KWh/mes	1.341
450 - 500 KWh/mes	941
> 500 KWh/mes	6.401
Total general	143.782

- Rango N°2

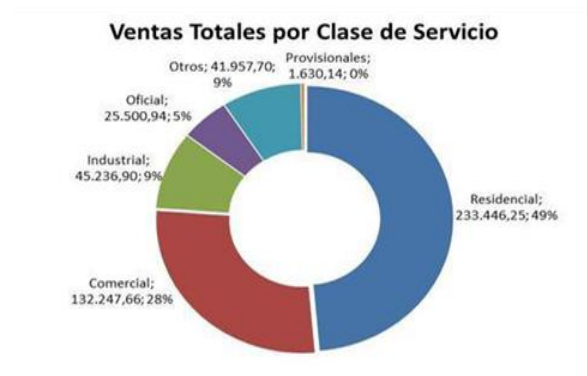
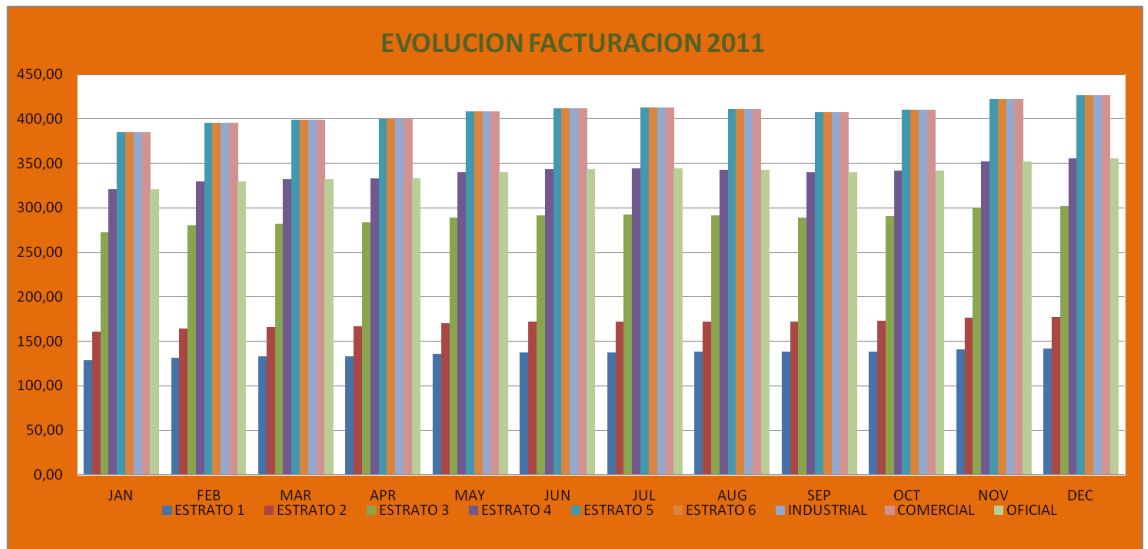


Rango	N° de Usuarios
0 - 500 KWh/mes	137.381
500 - 1000 KWh/mes	3.361
1000 - 1500 KWh/mes	1.033
1500 - 2000 KWh/mes	602
2000 - 2500 KWh/mes	311
2500 - 3000 KWh/mes	240
3000 - 3500 KWh/mes	141
3500 - 4000 KWh/mes	128
4000 - 4500 KWh/mes	73
4500 - 5000 KWh/mes	52
> 5000 KWh/mes	460
Total general	143.782

5.4. Facturación

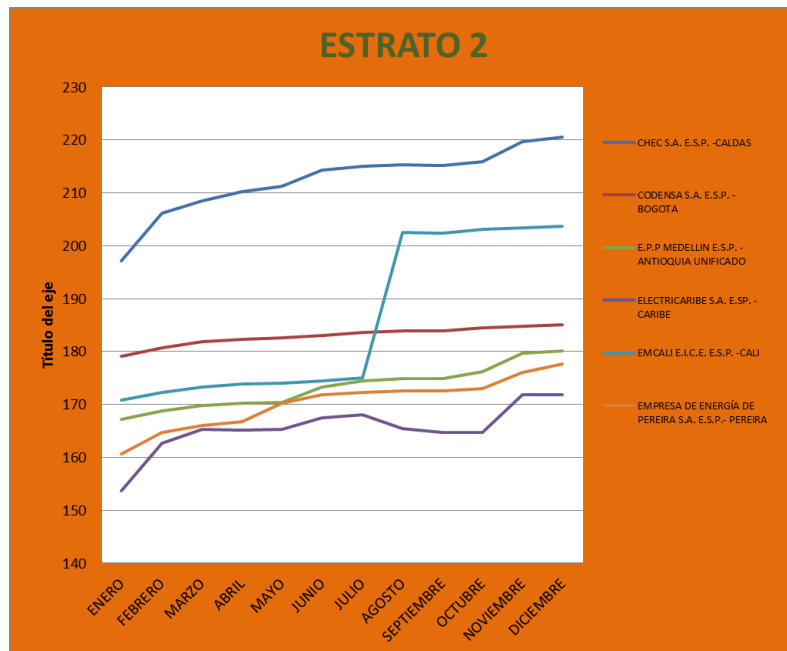
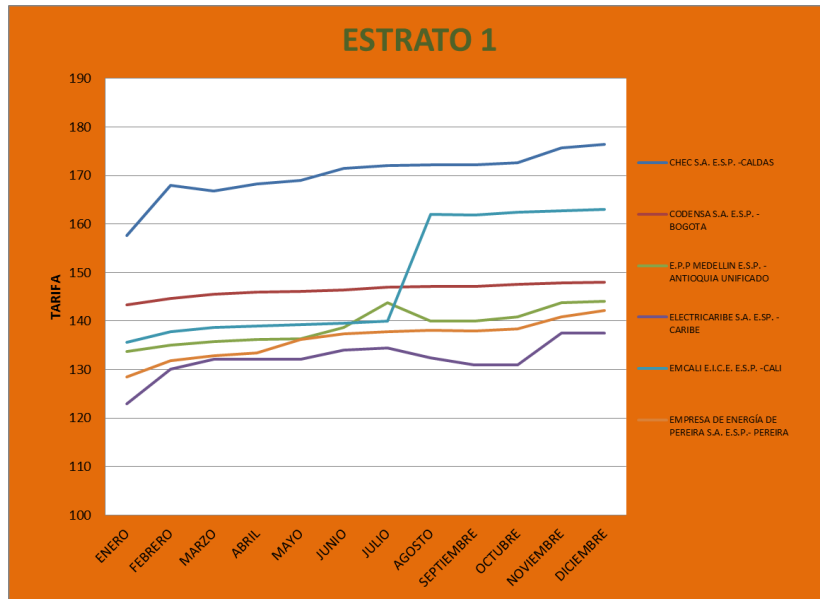
- Evolución de la facturación mes a mes por sector y estrato.

Para la vigencia 2011 la Empresa de Energía de Pereira efectuó una facturación de \$162.216 millones de pesos, en los grupos 1= Energía, 2 = Contribuciones 3 =Conexos 4 = SDL y 6 = suspensiones y autorreconexiones registrándose un incremento respecto de la facturación del año 2010 del orden de 12.5%, la evolución por sector y estrato es la siguiente:

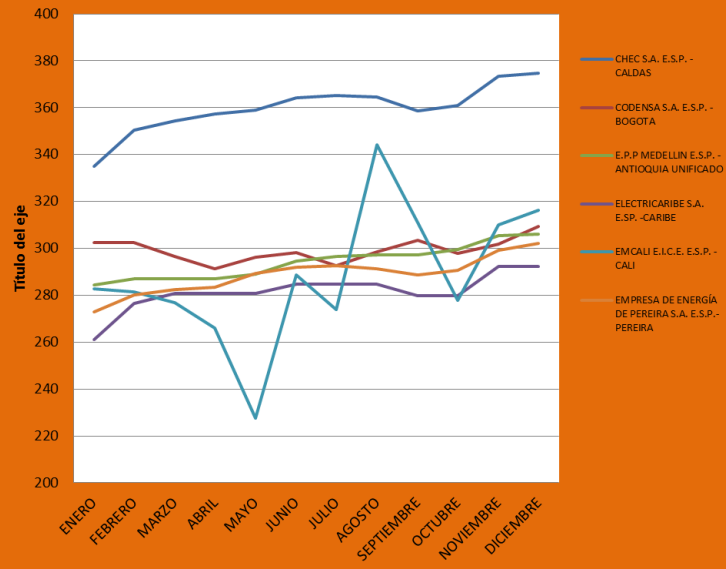


5.5. Análisis tarifario.

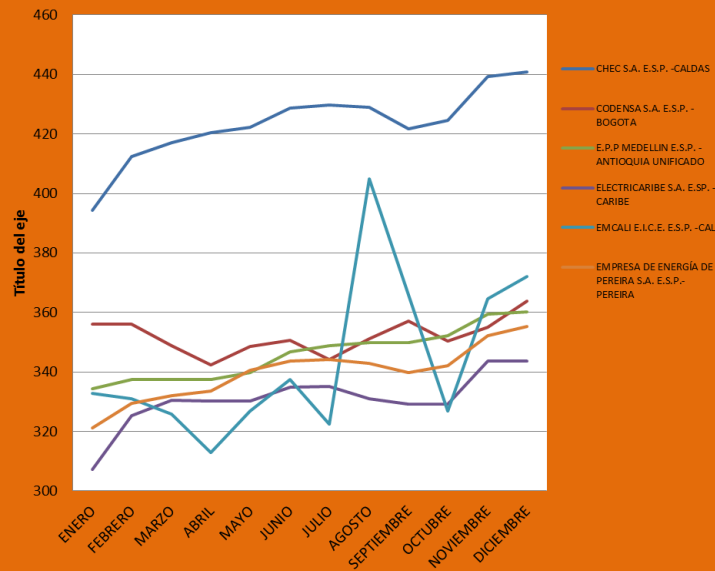
- A continuación se presenta la evolución de las tarifas mes a mes por estrato. Considerando los lineamientos de la resolución CREG 186 de 2010 y comparando la evolución de las tarifas en el año, frente a las cinco empresas comercializadoras más grandes del mercado.

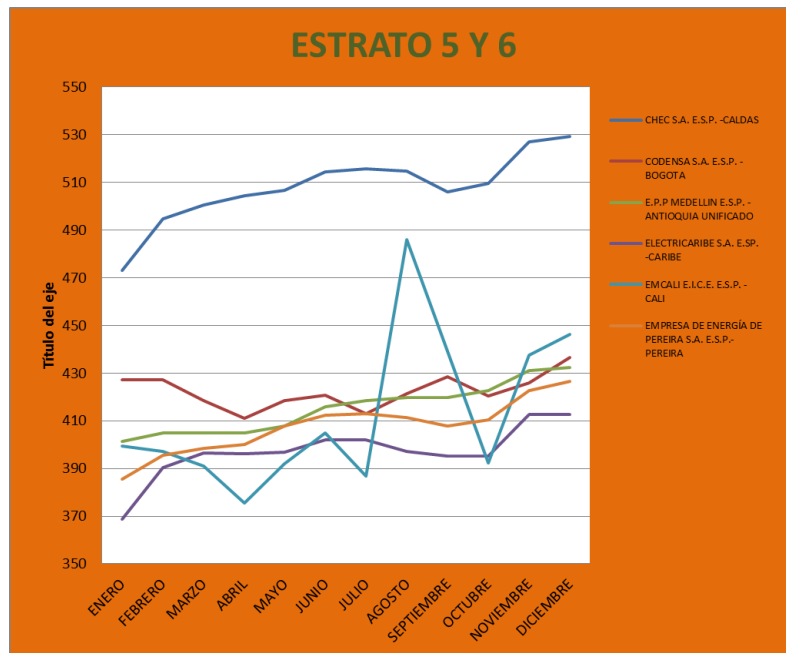


ESTRATO 3



ESTRATO 4





Se observa como la Empresa de Energía de Pereira es una de las que registra tarifas más baratas y estables en los diferentes estratos con respecto a las Comercializadoras más grandes del Mercado, evidenciándose como la tarifa más alta la presenta la CHEC y que la empresa Emcalí es la que presenta más dispersión y variabilidad en tarifas.

- Informe sobre cambios regulatorios que se hayan implementado en la empresa durante el año en estudio.

Para la vigencia 2011, los aspectos regulatorios y normativos continúan con el mismo dinamismo de los años precedentes. Debido a la entrada en vigencia de las nuevas normas que fomentan la aplicación de nuevos estándares de trabajo para las compañías y por ende para el sector.

Entre los aspectos regulatorios que presentaron un mayor impacto para la gestión de la Compañía, se encuentra, la entrada en vigencia la Resolución 034 de abril de 2011, en la cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG aprobó los índices de Referencia de la Discontinuidad del Servicio (IRAD) de la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. Dando continuidad al ingreso de la compañía al nuevo Esquema de Incentivos y Compensaciones previamente definido en varios aspectos en la Resolución CREG 097 de 2008, el cual empezó a ser aplicado por parte de la Compañía en el mes de octubre del año 2011.

Otro de los aspectos relevantes que impactaron el negocio de Distribución fue la continuidad en la aplicación de las metodologías establecidas en la Resolución CREG 051 de 2010 y la Circular 039 de 2010, mediante las cuales se definió el porcentaje de reconocimiento del cargo de Administración, Operación y Mantenimiento – AOM, de los Operadores de Red, y la definición de los cargos máximos de los diferentes niveles de tensión, que para el caso de la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. se estableció en 4,59%, con un aumento de los ingresos

estimados en 285.87 millones de pesos. Además, de los aspectos antes mencionados, uno de los cambios más representativos en la gestión del negocio de distribución, la cual radicó en las inversiones que debieron realizarse para contrarrestar el impacto del aumento del Costo Anual por el Uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 de los activos operados por la empresa Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL) establecidos por la Resolución CREG 035 de 2011. Mediante la construcción de un alimentador de nivel de tensión 3 conectado a la Subestación Dosquebradas para atender la demanda en la línea industrial ANDI, reduciendo así los pagos por uso de activos del Operador de Red CHEC.

En cuanto a los aspectos regulatorios y normativos que impactaron el negocio de Comercialización en los componentes de venta de energía y servicios conexos de forma directa en el año 2011. Se encuentran la aplicación de la normatividad referente al Fondo de Energía Social – FOES, en el cual se distribuyeron para reducción de consumo 3.801.369 kWh y 303.287 kWh, aplicados a las Zonas de Difícil Gestión y barrios Subnormales respectivamente, para un total en dinero distribuido de \$7.47 millones de pesos aplicados para los periodos de enero, noviembre y diciembre de 2011. Otro aspecto de importancia en materia regulatoria es la aplicación durante la vigencia 2011 de la Resolución CREG 084 de 2010 mediante la cual se realizaron los modelamientos preliminares de los aspectos principales para el desarrollo de los planes de reducción de pérdidas de energía. Como resultado de la realización de estas actividades, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, expidió la Resolución 172 de 2011, mediante la cual se establece la metodología para la implementación de los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local. Los cuales deberán ser presentados a la comisión el próximo mes de marzo.

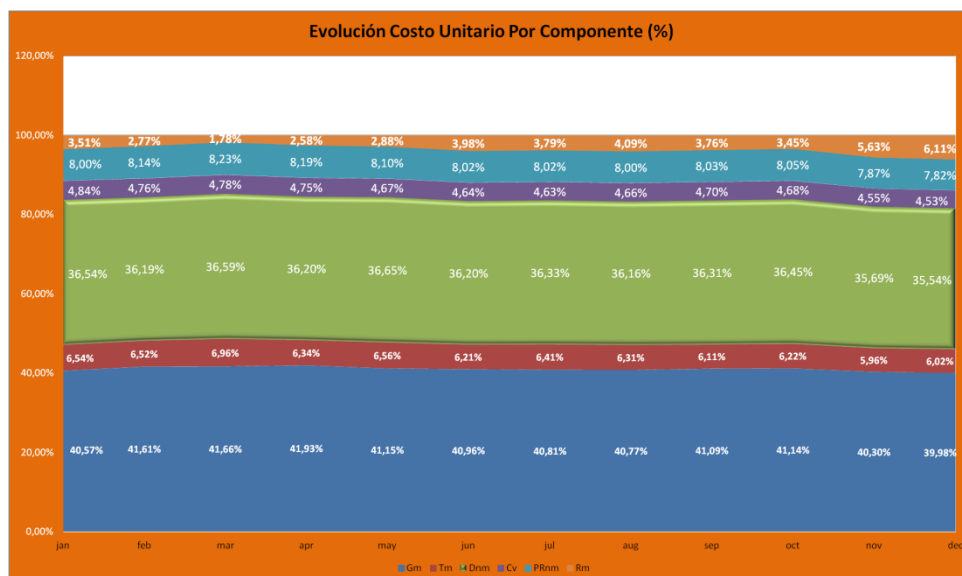
Ahora bien, desde el punto de vista Administrativo, la Reforma al Código Contencioso Administrativo establecido mediante la ley 1437 de 2011. Por los cuales la Compañía debió realizar cambios en sus directrices jurídicas relacionadas con los procedimientos administrativos que desarrolla la Empresa en cumplimiento de su objeto social. Además, para la vigencia se realizó el cambio en el Contrato para la Prestación del Servicio Público Domiciliario de Energía Eléctrica con Condiciones Uniformes, mediante el cual se rigen las relaciones comerciales entre la Compañía y sus usuarios, dicho documento incluye las recomendaciones realizadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG y los resultados de las jornadas de trabajo realizadas con los diferentes grupos de interés que participaron en su elaboración.

Para la vigencia 2012 se espera que el desarrollo normativo y regulatorio continúe con su actual dinamismo, esto fundamentado en las últimas disposiciones expedidas por la comisión, como lo son las Resoluciones 156 del 2011 “Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación”, 157 de 2011 “Por la cual se modifican las normas sobre el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo, y se adoptan otras disposiciones” y la 159 del 2011 “Por la cual se adopta el Reglamento de Mecanismos de Cubrimiento para el Pago de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Regional y del Sistema de Distribución Local”.

- Análisis del cálculo del costo unitario de prestación del servicio por componente y el porcentaje de participación de cada una de las mismas.



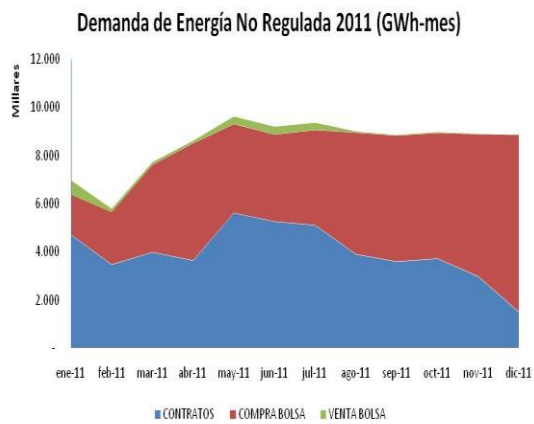
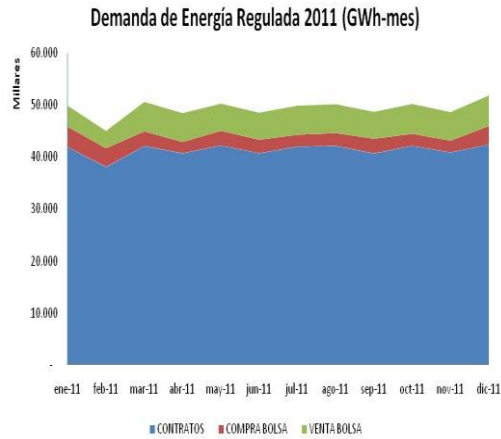
El CU aumento 10,6% (\$34,16) en lo corrido del año. La componente que presentó mayor incremento en el 2011 fue la relacionada con las restricciones (R) que aumentó un 92,9% (\$ 10,46), le siguieron la componente G (Generación) y PR (Perdidas Reconocidas) con un 9% (\$11,77) y 8,2% (\$ 2,10) respectivamente.



• Compras de Energía

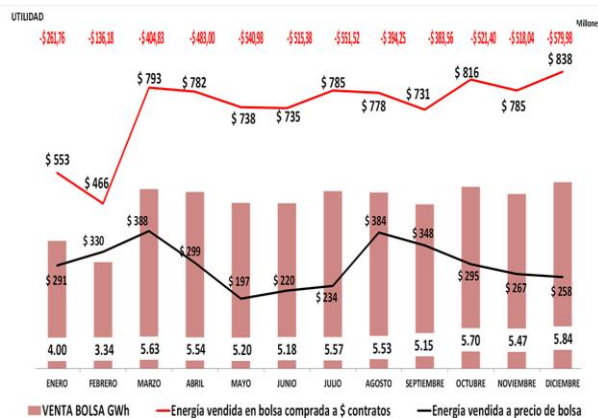
Las compras de energía hechas por la Empresa para el 2011 del mercado regulado, sumaron un total de 530.30 GWh. De estos el 88.3% (468.08 GWh) fueron consumidos en el mercado propio. El restante 11.73% (62.20 GWh) fue energía vendida en bolsa.

Del total de la energía demandada por el mercado Regulado propio, el 92.8% (434.5 GWh) fue comprada a través de contratos y el restante 7.2% (33.7 GWh) en bolsa.



La compra de energía total de la Empresa para el año 2011 en el mercado No Regulado fue de 99.8 GWh. De los cuales el 46.4% fue comprada a través de contratos (45.4 GWh) y el 53.6% (52.4 GWh) en bolsa.

De estos el 98% (97.8 GWh) fue consumo del mercado propio y el restante 1,98% (1.97 GWh) fue vendida en bolsa.



La energía que se vendió en bolsa fue comprada en contratos por \$8.803 millones y vendida a precio de bolsa por \$3.512 millones. Esto deja un balance negativo de \$5.291 millones en las transacciones de bolsa del año 2011.

El margen entre el precio de compra regulada y el G de la tarifa para Noviembre de 2011 fue \$1,02 y para Diciembre de 2011 \$4,45.

Comercialización	Indicadores		2011
	Porcentaje de Compra de Energía en Bolsa		10.56%
	Porcentaje de Compra de Energía en Contratos		96.14%
	Porcentaje de Venta de Energía en Bolsa		6.70%

5.6. Subsidios y contribuciones

- Balance de los subsidios otorgados de los estratos 1, 2 y 3 y contribuciones recaudadas de los estratos 5, 6, comercial e (Industrial solo aplica para el año 2011).

Se evidencio que el Balance de Subsidios y Contribuciones es la siguiente:

Año	Trimestre	Subsidios	CONTRIBUCION ESFACTURADA S b	NO RECAUD. DESP DE 6 MESES c	RECAUD. DESP DE CONCIL SU NO RECAUDO d
2011	I	3.386.970.085	3.116.081.131	16.314.729	4.371.217
	II	3.547.156.823	3.304.752.457	12.120.113	3.899.660
	III	3.651.096.335	3.457.446.664	10.215.959	2.734.915
	IV	3.671.096.529	3.482.778.487	14.594.787	3.482.766

- Estado de las conciliaciones con el Ministerio de Minas y Energía - MME tanto en *Fondo de Solidaridad* para Subsidios y *Redistribución de Ingresos* - FSSRI como en Fondo de Energía Social – FOES. Gestión Comercial.

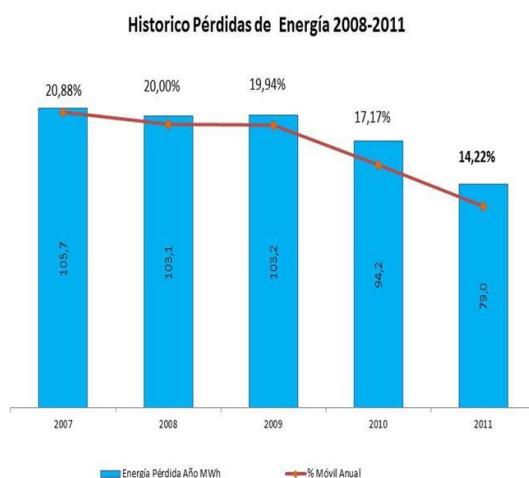
Giros otros comercializadores	superavit/deficit	Fecha de giro	fecha conciliacion	Radicado MME
709.597.790	426.765.324	02/06/2011	Agosto 12 de 2011	2011043389
749.421.781	498.796.962	16/08/2011	Junio 07 de 2012	2012030820
781.171.172	580.040.457	02/11/2011	Febrero 28 de 2012	2012010998
754.121.249	554.691.186	25/04/2012	en proceso	

5.7. Pérdidas

Análisis del cálculo y de la evolución mes a mes durante el año de estudio del indicador de pérdidas.

Mediante la ejecución sistemática de las actividades establecidas en el Plan de Reducción de Pérdidas, en el año 2011 se logró realizar un avance importante en la reducción de pérdidas de energía eléctrica, logrando llevar el Indicador Móvil del 17.17% en Diciembre de 2010 al 14.22% en Diciembre de 2011. Superando de forma significativa la meta propuesta para la vigencia 2011, la cual se planteó en 15.16%. Esto significó una disminución de 2.95 puntos porcentuales con referencia al indicador móvil de la vigencia anterior. Con una disminución de la energía perdida de 15 MWh, al pasar de 94.2 MWh de energía acumulada de en el 2010 a 79 MWh de energía acumulados en el 2011.

Desde el año 2007 se ha logrado una recuperación de energía de 26,7 MWh, siendo el año 2011 el más representativo con un 75% del aporte a la recuperación.



La Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. en cumplimiento de lo establecido en las Resoluciones CREG 172 de 2011 y 031 de 2012 remitió para su aprobación el Plan de Reducción de Pérdidas el cual al momento de realización del informe se encuentra en proceso de aprobación por parte del regulador. Sin embargo se incluyen las metas de reducción del indicador de pérdidas presentadas.

EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.

Resolución CREG 172 de 2011

ANEXO 1. - 1.1. Senda de Pérdidas

Item	Variable (%)	Valor (%)
1	Índice de pérdidas de Nivel de Tensión 1 al inicio del Plan, $P_{j,1,0}$ calculado según lo señalado en 4.1.2.	14,32%
2	Índice de pérdidas totales de energía al inicio del Plan, $IPT_{j,0}$ calculado según lo señalado en 4.1.1	12,75%
Metas de la senda de reducción de pérdidas: IPT		IPT
0	$IPT_{j,0}$	12,75%
1	$IPT_{j,1}$	12,31%
2	$IPT_{j,2}$	11,88%
3	$IPT_{j,3}$	11,46%
4	$IPT_{j,4}$	11,04%
5	$IPT_{j,5}$	10,73%
6	$IPT_{j,6}$	10,42%
7	$IPT_{j,7}$	10,19%
8	$IPT_{j,8}$	9,96%
9	$IPT_{j,9}$	9,80%
10	$IPT_{j,10}$	9,65%

$$IPTS_{j,s} - IPTS_{j,s+2} < 0.4 * (IPT_{j,0} - IPTS_{j,10})$$

5.8. El nivel de satisfacción del usuario (NSU)

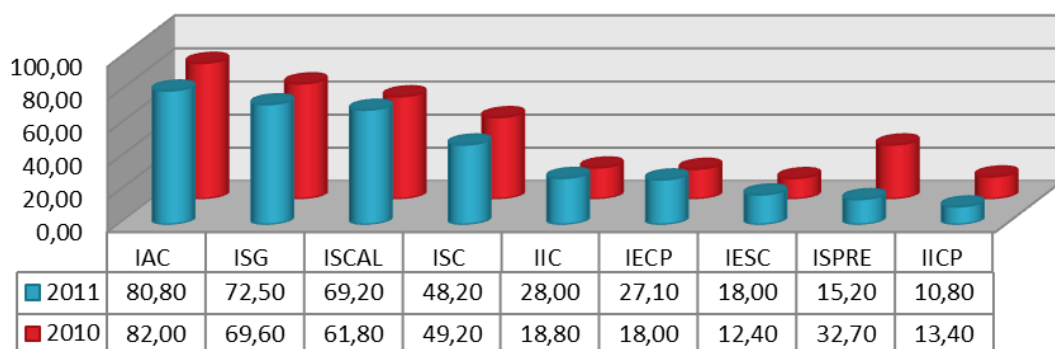
En la vigencia 20111, la empresa continuó con la evaluación del nivel de satisfacción del cliente a través del estudio que realiza la Comisión de Integración Energética Regional CIER el cual enfoca su análisis en el cliente residencial urbano. El resultado del estudio se deriva de del análisis realizado a 59 distribuidoras en 13 países teniendo en cuenta que las distribuidoras analizadas registran características diferentes, fueron divididas en dos grupos en función del número total de clientes quedando un grupo con 26 empresas que cuentan con un número de usuarios hasta 500.000 y 33 empresas con más de 500.000 usuarios.

Para el Caso de la Empresa de Energía la muestra se realizó a 400 usuarios en los municipios de Pereira con un 97,5% de los encuestados y Dosquebradas con un 2,5% de los encuestados.

Las áreas de calidad evaluadas en esta encuesta son:

- Calidad y continuidad del Suministro
- Información y Comunicación con el Cliente
- Factura de Energía
- Atención al Cliente e Imagen de la Distribuidora
- Precio

RESUMEN PRINCIPALES INDICADORES



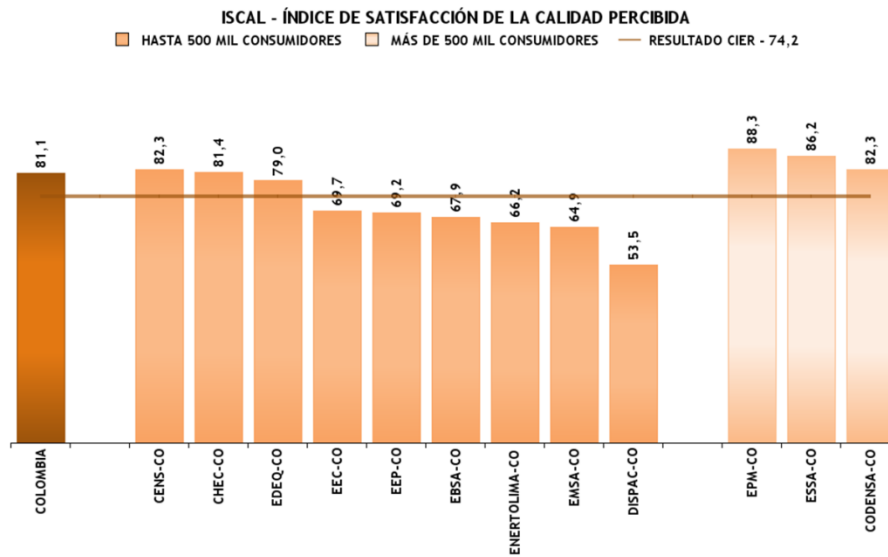
INDICADOR	2011	2010	Variacion
IAC Índice de Aprobación del Cliente	80,80	82,00	-1,20
ISG Índice de Satisfacción General	72,50	69,60	2,90
ISCAL Índice de Satisfacción de la Calidad Percibida	69,20	61,80	7,40
ISC Índice de Satisfacción del Cliente	48,20	49,20	-1,00
IIC Índice de Insatisfacción del Cliente	28,00	18,80	9,20
IECP Índice de Excelencia de la Calidad Percibida	27,10	18,00	9,10
IESC Índice de Excelencia	18,00	12,40	5,60
ISPRE Índice de la Satisfacción del Cliente con el Precio	15,20	32,70	-17,50
IICP Índice de Insatisfacción con la Calidad Percibida	10,80	13,40	-2,60

De acuerdo con los anteriores resultados se observa cómo el ISCAL para la vigencia 2011 registro un puntaje de 69,20 subiendo en 7,4 puntos porcentuales con respecto al periodo anterior. El resultado para la vigencia 2011 se encuentra 5 puntos por debajo de la media CIER la cual es de 74,2, registrando un cumplimiento de la media del 93,26%, mejorando ostensiblemente el resultado obtenido en del año 2010 el cual se encontraba 12,7 puntos por debajo de la media CIER cuyo valor era 74,5 registrando un cumplimiento del 82,95%.

Adicionalmente el resultado de la encuesta evidenció algunos puntos de orden prioritario para su intervención entre los cuales los 5 primeros en su orden son:

- Plazo entre el Recibo y el Vencimiento
- Notificación Previa de Interrupción
- Duración del Tiempo de la Atención
- Tiempo de espera hasta ser atendido
- Fechas para el vencimiento

Finalmente el Puesto en el que se ubica la empresa de Energía de Pereira entre las nueve (9) empresas evaluadas con un número de hasta 500.000 consumidores es el 5° tal y como lo muestra la siguiente grafica presentada en la evaluación CIER:



5.9. Atención al cliente.

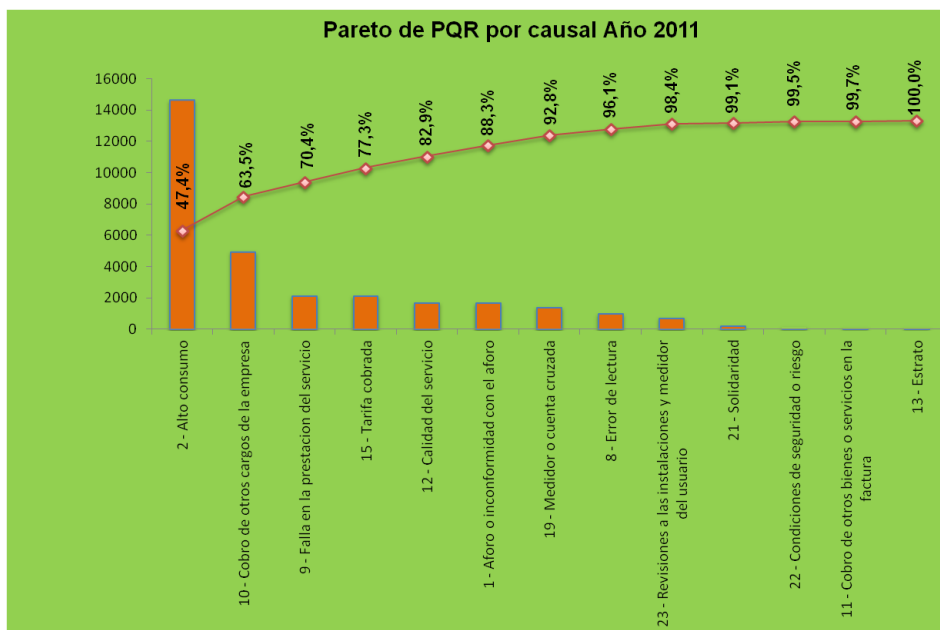
- Número de puntos de atención y recaudo.

Puntos de Recaudo		Puntos de Atención	
2010	2011	2010	2011
365	405	2	2

La Empresa de Energía de Pereira S.A E.S.P para el año 2011 aumento en un 11% sus puntos de recaudo, dándoles la oportunidad a sus clientes de pagar oportunamente en 40 sitios más que en el año 2010.

- Detalle de las causales por las cuales el usuario se presenta en la empresa.

Con base en la información tabulada en el área de ATC las principales causales por la que se presentan los usuarios a ser atendidos son las siguientes:



Fuente ESP

- Un análisis específico a la causal más frecuente y análisis a la correcta aplicación de la causal P29 “Otras inconformidades”

Los resultados obtenidos de la causal Alto Consumo se deben en gran parte al efecto que tienen las campañas de normalización de la medida, implicando que el consumo facturado se ajuste a la realidad. Esto aunado al efecto que sobre la tarifa han tenido las fluctuaciones del componente del CU, generando que los usuarios interpongan ante la Empresa reclamos en estos aspectos.

Es conveniente resaltar que la Empresa ha realizado jornadas de socialización tendientes a mejorar el conocimiento de los usuarios y representantes de sus derechos y deberes. Así mismo, la compañía ha implementado una estrategia de solución de estos reclamos en el primer contacto en los Centros de Atención al Cliente y el mejoramiento de los procesos de facturación con el objetivo de reducir la ocurrencia de errores que se deriven en reclamaciones por parte de los usuarios.

6. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Tabla Indicadores de Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2011	Resultado	Observación
Margen Operacional	27,37%	6%	No Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6,0	3	No Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	52,93	59	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	36,72	54	No Cumple
Razón Corriente – Veces	1,38	5,69	Cumple

Fuente: SUI

En la comparación con los referentes calculados a partir de la metodología de la Resolución Creg 034 de 2004, se obtuvo que la empresa cumple la razón corriente, reflejando una gestión y control eficiente en la concentración de activos sobre los pasivos en el corto plazo, lo cual incidió de manera importante en los resultados de liquidez del negocio, obteniendo un resultado de 5,69 veces frente a 1,38 veces del referente.

El resultado del indicador de margen operacional presenta un resultado desfavorable por la alta concentración de costos operacionales.

Los indicadores de rotación de cuentas por cobrar y pagar reflejan un resultado desfavorable en la gestión de recaudo y pago a proveedores de energía.

En lo que se refiere al resultado del indicador de Relación de Suscriptores sin Medición se observa el cumplimiento óptimo de este indicador con respecto al referente SSPD lo cual se da producto de las fuertes campañas de normalización que se han llevado a cabo por parte de la empresa.

Al igual que el anterior, el indicador de Relación de Reclamos por Facturación presenta un cumplimiento muy por encima del referente de la SSPD y de la meta del Plan de Gestión así como un mejoramiento ostensible frente a los resultados del año anterior producto de la implementación de actividades de formación del personal para mejorar su competencia en la resolución de solicitudes en primer contacto y a las medidas y herramientas tecnológicas puestas a servicio del usuario.

El cuanto al indicador de atención de reclamos establecido por la SSPD se cumple con respecto al referente, dadas las estrategias implementadas en el área de ATC buscando dar respuesta oportuna a las PQR realizadas por los usuarios.

En lo que se refiere al indicador de atención solicitud de conexión, se cumple satisfactoriamente con este indicador dado el mejoramiento en la eficiencia de los procesos operativos al interior de la empresa.

INDICADORES DE NIVEL DE RIESGO AÑO 2011 EMPRESA DE ENERGIA DE PERERA S.A. ESP					
INDICADOR	DEFINICION	dic-11	dic-10	VAR.	EVOLUCION DEL INDICADOR
Periodo de pago del pasivo Lp (años)	Este indicador mide el periodo de pago en el cual la empresa cancela sus pasivos de largo plazo	2,95	3,32	-0,37	MEJORO
Rentabilidad sobre activos (%)	Este indicador mide la rentabilidad de los activos de la empresa	2,72%	2,95%	-0,23%	DETERIORO
Rentabilidad sobre patrimonio (%)	Este indicador mide la rentabilidad del patrimonio	2,19%	1,96%	0,23%	MEJORO
Rotación activo fijo (veces)	Este indicador mide el periodo de rotacion de los activos	2,20	1,86	0,34	MEJORO
Capital de trabajo sobre activos (%)	Mide la disponibilidad inmediata de recursos frente al activo total de la empresa	30,46%	33,39%	-2,93%	DETERIORO
Servicio de deuda sobre patrimonio	Establece el porcentaje que representa el valor de la amortizacion de capital e intereses de obligaciones financieras sobre el patrimonio de la empresa	8,89%	8,37%	0,52%	DETERIORO
Flujo de caja sobre Servicio de la Deuda (veces)	Mide la Capacidad de Flujo de Caja para soportar la amortizacion de capital e intereses de obligaciones financieras sobre el patrimonio de la empresa	1,4133	-0,8000	2,2133	MEJORO
Flujo de caja sobre activos (%)	Mide la disponibilidad de recursos liquidos frente al total de activos	10,56%	-5,19%	15,75%	MEJORO
Ciclo operacional (días)	Mide la diferencia existente entre el recaudo de la cartera y el pago de proveedores	-17,14	-0,02	-17,12	DETERIORO
Patrimonio sobre activo (%)	Mide que porcentaje de activos esta respaldado con el patrimonio de la empresa	84,03%	77,48%	6,55%	MEJORO
Pas corriente/Pas total (%)	Mide que porcentaje representa las obligaciones de corto plazo de la empresa frente a su pasivo total	51,15%	57,59%	-6,44%	MEJORO
Activo corriente /activo total (%)	mide el porcentaje que representa el activo corriente sobre el activo total de la empresa	43,53%	48,03%	-4,50%	DETERIORO

En cuanto a los resultados de los indicadores que miden el nivel de riesgo de la empresa, se observa un mejoramiento importante en los indicadores de Flujo de Caja sobre servicio de la Deuda y Flujo de caja sobre activos, producto de la evolución favorable presentada en la vigencia 2011 en el flujo de caja de la compañía el cual paso de un resultado negativo en la vigencia 2011 de -\$21.301 a \$38.881 en el 2011.

En cuanto al indicador de ciclo operacional, la empresa tuvo un deterioro importante en el mismo al pasar de -0.02 a -17.14, lo cual se da por el incremento positivo que registro la rotación de cuentas por cobrar, las cuales están rotando a 35.69 días frente a los niveles de rotación de la cuentas por pagar que se encuentran en 52.83 días es de anotar que la rotación de cuentas por pagar la compañía la tiene como meta comercial en un periodo no mayor de 60 días el cual se cumple y no representa un riesgo financiero para la empresa.

En cuanto al resultado del periodo de pago de pasivos a largo plazo, se observa una mejoría del nivel de este indicador producto del pago de deuda realizado por parte de la EEP en el año 2011. Es de anotar que esta deberá reflejar para el año 2012 un mejoramiento en el indicador de servicio de la deuda sobre patrimonio el cual presento un leve deterioro en el año 2011, lo cual no implica riesgo financiero para la empresa.

CONCEPTO GENERAL AL NIVEL DE RIESGO

Acorde a las disposiciones contenidas en la N° SSPD- 20061300012295 del 18 de abril de 2006 numeral 5.1.2. y de acuerdo con los resultados de la auditoria realizada y los resultados obtenidos en las mediciones de los indicadores de Nivel de Riesgo detallados anteriormente así

como en los anexos evaluativos y que fueron calculados acorde a la metodología establecida por la SSPD en lo referente a las cuentas PUC base de cálculo y la aplicación de fórmulas de indicadores establecidas por la CREG, el nivel de riesgo de la Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP., al 31 de diciembre de 2011 es (A) en el entendido que (A) es un nivel de riesgo bajo y (D) un nivel de riesgo alto, esto como resultado de los procesos continuos de mejoramiento que ha venido realizando la empresa tanto en prestación y calidad del servicio como en el componente financiero, sin desconocer que se deben continuar las estrategias tendientes a mejorar los indicadores de Margen Operacional y Rentabilidad Sobre el Patrimonio de los Accionistas, con medidas que permitan llegar a más clientes, mejorando el nivel de facturación en pesos en procura de la Mega definida para el año 2015, aplicando igualmente acciones tendientes a la contención de costos que se encuentren bajo el control de la administración, y procurando mitigar aquellos que dependen de factores externos.

7. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

- Evaluación de la calidad y oportunidad del cargue de la información al SUI

De acuerdo con la auditoría realizada a la información financiera cargada al SUI con corte a diciembre 31 de 2011, se establece que estos presentan una diferencia con respecto a la información definitiva aprobada por la Asamblea General de Accionistas, Certificada por la Administración y Dictaminada por la Revisoría Fiscal, consistente en la enjugación de las pérdidas acumuladas que se encontraban registradas en el patrimonio, con saldos existentes en el rubro de Prima en Colocación de Acciones también del componente patrimonial, razón por la cual la EEP elevo solicitud ante la SSPD para la modificación del informe Plan Único de Cuentas, sin embargo para efectos de la evaluación de los indicadores de nivel de riesgo realizada por parte de la AEGR, se trabajó sobre la información definitiva aprobada por el máximo órgano societario, certificada por la administración y dictaminada por la Revisoría Fiscal de la EEP. Es de anotar que los cambios que se van a realizar son fruto de las decisiones tomadas en Asamblea Extraordinaria de accionistas celebrada el día 22 de febrero de 2012 posterior al cargue de la información del plan de cuentas en el SUI el cual se efectuó el 15 de febrero de 2012.

- Análisis y concepto acerca de las solicitudes de reversiones (cambio de información en el SUI).

En la vigencia 2011 se recibieron 3 Oficios de la SSPD con respuesta a solicitudes de Modificación realizados por la Empresa, de los cuales 2 de estas respuestas son de solicitudes realizadas en el año 2010. La otra respuesta fue de solicitud realizada en el año 2011 que corresponde a modificación del Formato B2 (Información Básica de Circuitos e Interrupciones - Transformadores Varios Mercados) periodo 6 del año 2011 la cual fue aprobada y realizada.

Las solicitudes realizadas en el año 2010, corresponde a Modificación de Formato 1 "Reporte de Información Comercial y de Calidad del Servicio, correspondiente a los periodos de Septiembre, Octubre y Noviembre de 2010". Fue Aprobado en el 2011 y realizado el cambio.

- Reporte de información sobre AOM. Planeación

Se verifico la oportunidad y efectividad el envío de la información la cual cumplió con los parámetros y metodología establecidos por la Resolución CREG 097 de 2008.

De acuerdo con las revisiones de los informes de auditoría que se realizaron por parte de la firma CONTADURIA Y FINANZAS ESTRATEGICAS S.A.S al Sistema de Costos y Gastos por Actividades y al Reporte de Gastos AOM de la empresa, se encuentra que la información incluida en este reporte cumple con lo exigido por la CREG y que las cuentas 51XX90 y 75XX90 no registran conceptos relacionados con las exclusiones señaladas en la Circular CREG 085 de 2008 y Resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 051 de 2010. Con base en lo anterior, se da el visto bueno a la información de gastos y costos de AOM reportada por EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.

De acuerdo a la de información revisada en el Sistema Único de Información SUI, correspondiente al año 2011, la empresa se encuentra al día con los reportes de información financiera que está obligada a realizar.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Evaluada la estructura organizacional se evidencia que si bien la misma registra una adecuada distribución de gerencias por área y líderes en cada una de las mismas, durante el año 2011 se registró una concentración, de funciones en un mismo funcionario, en diferentes áreas de la compañía por lo que debe procurarse la designación de los titulares de las mismas dado que se pueden ver afectados los procesos que se surten al interior de las empresa, no obstante dicha situación se ha venido subsanando en la vigencia 2012.
2. Por decisión tomada en Asamblea extraordinaria realizada en el mes de febrero de 2012 se aprobó por parte del máximo órgano societario enjugar las pérdidas acumuladas que registraba la empresa por \$39.990 millones con la Prima en colocación de acciones, postergándose el proceso de descapitalización que se ha tenido previsto realizar.
3. En relación con los resultados de los últimos dos años se observa una disminución en los niveles de rentabilidad de la empresa a pesar del incremento registrado en las ventas durante el año 2011 lo cual se deriva en parte del incremento registrado en los niveles de costos que estuvieron por encima del crecimiento en los ingresos situación en la que fueron determinantes factores como el incremento en las restricciones, la perdida en venta de energía en bolsa, la amortización del 100% del diferido que se tenía por la demanda fallada a favor de la CHEC, pagos adicionales por el uso del sistema operado por la CHEC ante la indisponibilidad de uso de la planta Belmonte por disposición de la autoridad ambiental y la indisponibilidad de un transformador de potencia en la planta de Dosquebradas.

4. Durante la vigencia 2011 se tomaron decisiones por parte de la administración en cuanto al prepago de deuda con entidades financieras, lo cual permitieron bajar los niveles de gastos financieros, mejorando indicadores como cobertura de gastos financieros y flujo de caja sobre servicios de la deuda entre otros. Es de anotar que el prepago de la deuda no afecto el indicador de liquidez.
5. La empresa debe continuar con las estrategias tendientes a mejorar los indicadores de Margen Operacional y Rentabilidad Sobre el Patrimonio de los Accionistas, con medidas que permitan llegar a más clientes, mejorando el nivel de facturación aplicando igualmente acciones tendientes a la contención de costos que se encuentren bajo el control de la administración, y procurando mitigar aquellos que dependen de factores externos.
6. El aspecto de mayor atención de la compañía se concentra en la elevada carga operativa, de los costos operacionales los cuales representan el 87,75% de los ingresos operacionales. Igualmente incide en la reducción del indicador de margen operacional y resultados operacionales del ejercicio.
7. Se deben establecer políticas que permitan mejorar la gestión y obtener resultados acordes con los establecidos en los referentes.
8. En el mes de marzo de 2011, se realizaron las actividades requeridas para efectuar la conexión a 115 kV de la subestación Pavas mediante la construcción de la línea Cartago - Dosquebradas.
9. Teniendo en cuenta que la Demanda Máxima de Potencia en 2011 fue 110,41 MW se puede observar que el SDL cuenta con un alto grado de robustez y confiabilidad en su parque de transformación, lo cual permite garantizar a sus usuarios un servicio continuo y de calidad.
10. Para dar cumplimiento a lo establecido por la CREG, La Empresa de Energía de Pereira cuenta con equipos de medición de calidad de la potencia en cada una de las subestaciones, los cuales se encuentran en funcionamiento. Estos equipos registran las variables exigidas por la CREG. Además, disponen de un software que permite la descarga automática de información y de una herramienta que permite la generación automática de los reportes CEL y ET.
11. Se cuenta con el 100% de las subestaciones tele controladas con una disposición de medida de control remoto y un procedimiento para operación remota con el Centro de Control. Ofreciendo esto monitoreo en tiempo real con una supervisión diaria a cada una de ellas por un operador móvil.

12. En las Subestaciones están instalados equipos controladores de Celdas equipados con funciones de protección, así como concentradores de subestación para la adquisición de información de campo, mediante enlaces seriales de diferentes dispositivos electrónicos inteligentes, tales como medidores de energía, controladores de bahía, relés de protección, controladores de recloser controlados desde el Centro de Control.
13. La regulación definió los indicadores de Duración Equivalente del Servicio (DES) y Frecuencia Equivalente del Servicio (FES). Por medio de estos, se definieron metas de confiabilidad que se utilizan para verificar el cumplimiento de los niveles mínimos de calidad del servicio al cual tienen derecho los clientes. La empresa de Energía de Pereira cuenta con un procedimiento claramente establecido y conocido por los funcionarios encargados del proceso gestión de información, para determinar los indicadores DES y FES; así como para reportar la información correspondiente y de forma oportuna al Sistema Único de Información SUI.
14. En el mes de noviembre se presentó el mayor valor de Demanda No Atendida – DNA o Energía No Suministrada – ENS ocasionada por eventos en la línea de 115 kV de La Rosa – Cuba que interrumpieron el servicio, generando una pérdida de 180.49 MWh duplicando el mes de febrero que presentó el 74.49 MWh de demanda no atendida. Esto, según informe entregado por la subgerencia técnica, obedeció a la tala de un árbol por parte de un particular que generó corte en la línea.
15. La planta de generación de Belmonte no estuvo en funcionamiento en el año 2011, lo que representó una pérdida en la generación de energía, que de acuerdo a la última medición realizada en promedio fue de más de 2 MWh.
16. La empresa de Energía de Pereira posee un sistema de gestión de información de calidad que cumple con todas las exigencias contempladas en la Resolución CREG 024 de 2005, con las modificaciones establecidas en la Resolución CREG 016 de 2007. Aunque aún no existen lineamientos claros de indicadores por parte de este mecanismo de regulación, por el momento los reportes se están enviando la información mensual a la página de la CREG
17. El año 2011 se vio afectado por el exceso de energía comprada en para el mercado regulado, situación que generó una pérdida importante en el proceso de venta en bolsa, en cuanto al mercado no regulado, se evidenció una exposición en bolsa superior al 50% sin que se tuviera una cobertura adecuada para este mercado que permitiera mitigar la misma.
18. En materia de tarifa la empresa se sujetó a las regulaciones CREG, durante la vigencia 2011 se registró un incremento en el precio equivalente al 10.63% en el comparativo enero diciembre situación que fue influenciada por el aumento del CU en los componentes R y G principalmente.

19. No obstante lo anterior se evidencia como en los diferentes estratos del sector residencial la Empresa de Energía de Pereira se ubica entre las más baratas comparada con las 5 comercializadoras más grandes.
20. La Empresa de Energía de Pereira realizó la Instalación de Macromedidores con un cubrimiento del 34% de los transformadores conectados al sistema de distribución con el fin de aplicar y aprovechar las ventajas establecidas en la resolución CREG 172 de 2011, mediante la cual se podrá reconocer vía tarifa las inversiones realizadas en control de pérdidas.
21. Se realizó una amplia cobertura del sector residencial en cuanto a revisión de instalaciones con mayor enfoque en los estratos 2 y 3. El total de revisiones realizadas en el año 2011 ascendió a 60.541 con un cumplimiento del 106% frente a lo planeado.
22. Con base en los resultados obtenidos en la encuesta CIER realizada en la vigencia 2011, se observa un mejoramiento importante en el resultado del ISCAL observándose un cumplimiento del 93,26% sobre la media CIER lo cual ubica a la empresa de energía en el 5° puesto de las nueve empresas evaluadas en Colombia con un número de usuarios inferior a los 500.000.
23. Se deben continuar las acciones tendientes a contrarrestar los puntos focales de trabajo que se tienen como prioridad según los resultados de las encuestas de los cuales varios de ellos se enfocan en el proceso de atención al cliente.
24. Se puede concluir que los resultados de percepción de los clientes hacia la EEP, en parte pueden ser afrontados y mejorados con un proceso de comunicación más directo y constante con el usuario, lo cual se ha venido fortaleciendo a través de la participación de directivos y líderes de la empresa en visitas a la comunidad y participación de la administración en los medios de comunicación dando a conocer diferentes aspectos en materia de tarifas, servicio.
25. De acuerdo con los resultados de la auditoría realizada y los resultados obtenidos en las mediciones de los indicadores de Nivel de Riesgo acorde a la metodología establecida por la SSPD y la CREG, el nivel de riesgo de la Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP, al 31 de diciembre de 2011 es (A) en el entendido que (A) es un nivel de riesgo bajo y (D) un nivel de riesgo alto, como resultado de los procesos continuos de mejoramiento que ha venido realizando la empresa tanto en prestación y calidad del servicio como en el componente financiero.