

**INFORME DE GESTIÓN
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA SA ESP-
ENERTOLIMA SA E.S.P.**



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, Diciembre de 2011**

VG-F-004

Página 1 de 52

TABLA DE CONTENIDJO

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA.....	4
1.1. CONFORMACIÓN DE LA EMPRESA.....	4
1.2. JUNTA DIRECTIVA	5
1.3. ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
2. ACCIONES DE LA SSPD	6
3. ASPECTOS FINANCIEROS.....	8
3.1. HECHOS RELEVANTES DEL ÚLTIMO AÑO:	8
3.2. BALANCE GENERAL	8
3.3. ESTADO DE RESULTADOS	8
3.4. INDICADORES FINANCIEROS	13
3.4.1. <i>Rentabilidad Operacional</i>	14
3.4.2. <i>Liquidez</i>	15
3.4.3. <i>Deuda</i>	¡Error! Marcador no definido.
3.5. ANÁLISIS Y CONCLUSIONES SOBRE EL DESEMPEÑO FINANCIERO DE LA EMPRESA	18
3.6. REVISORÍA FISCAL.....	19
4. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS	19
4.1. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA	19
4.2. INVERSIONES	22
4.3. MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN.....	24
4.4. CONFIABILIDAD.....	29
4.5. ASPECTOS AMBIENTALES	33
4.6. CALIDAD DEL SERVICIO	33
4.7. CUMPLIMIENTO AL RETIE	35
5. ASPECTOS COMERCIALES.....	35
5.1. EVOLUCIÓN EN EL NÚMERO DE SUSCRIPTORES.....	35
5.2. NÚMERO DE EMPLEADOS	37
5.3. CONSUMOS.....	38
5.4. FACTURACIÓN.....	39
5.5. ANÁLISIS TARIFARIO.....	39

VG-F-004

5.6.	SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES	44
5.7.	PÉRDIDAS	44
5.8.	EL NIVEL DE SATISFACCIÓN DEL USUARIO (NSU)	46
5.9.	ATENCIÓN AL CLIENTE.....	48
6.	EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN.....	50
7.	CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI.... ¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.	
8.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	51

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN OPERADOR DE RED
 COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA- ENERTOLIMA S.A. E.S.P.
 ANÁLISIS 2011**

AUDITOR: Gestión Futura Auditores

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P., ENERTOLIMA, es una empresa de servicios públicos de carácter privado, fue constituida el 11 de agosto de 2003. Su objeto social es la distribución y comercialización de energía eléctrica y servicios complementarios. La compañía comercializa energía eléctrica para clientes residenciales, industriales, comerciales, oficiales, además de alumbrado público. ENERTOLIMA es propietaria de la red de distribución de energía en el departamento del Tolima, opera el sistema eléctrico con subestaciones de distribución de 115 y 34.5 Kv, localizadas en todo el departamento.

ENERTOLIMA, no modificó durante el año 2011 su objeto social. En el período se realizaron 2 reformas a la compañía, una de ellas al capital. Estas reformas fueron en marzo de 2011 mediante escritura 0375 de la Notaría Segunda y la segunda modificación en octubre 24 de 2011 mediante escritura 2076 de la Notaría Segunda. El capital de la sociedad varió durante el año 2011.

1.1. Conformación de la empresa

CONCEPTO	EXPLICACIÓN
TIPO SOCIEDAD	ANONIMA, EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS
RAZON SOCIAL	COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.
SIGLA	ENERTOLIMA S.A. E.S.P.
AREA DE PRESTACIÓN	DEPARTAMENTO DEL TOLIMA
ACTIVIDAD QUE DESARROLLA	OPERADOR DE RED- COMERCIALIZADOR
FECHA DE CONSTITUCION	AGOSTO 11 DE 2003
NOMBRE DEL GERENTE	JOHN JAIRO TORO RIOS
ESTRUCTURA DEL MERCADO	la empresa cuenta con 9 contratos del tipo pague lo contratado con destino a cubrir la demanda del mercado regulado equivalentes a 904.75GWh/año y 4 contratos del mismo tipo con destino a cubrir la demanda del mercado no regulado equivalentes a 847,69GWh/año, los cuales brindan la suficiente cobertura a la demanda de sus usuarios en ambos segmentos del mercado. Las ventas que la empresa ha realizado en bolsa en el 2011 corresponden a

VG-F-004

56.29 GWh/año y adicionalmente vendió mediante contratos bilaterales, 655,32 GWh/año realizando intermediación con otros agentes como la Empresa de Energía de Pereira, DICEL y la misma empresa

1.2. Junta directiva

REPRESENTANTES	CARGO
ALFONSO VERGEL	MIEMBRO PRINCIPAL
JOSE JAVIER CASTELLANOS	MIEMBRO PRINCIPAL
JOSE GILBERTO HERNANDEZ LARA	MIEMBRO PRINCIPAL
ENRIQUE VARGAS LLERAS	MIEMBRO PRINCIPAL
NATALIA RIOS LONDOÑO	MIEMBRO PRINCIPAL
JUAN FERNANDO MUNERA	MIEMBRO PRINCIPAL
CARLOS GARCÍA BOTERO	MIEMBRO SUPLENTE
HERNAN TRONSOSO LOZANO	MIEMBRO SUPLENTE
HUGO IVAN VERGEL HERNANDEZ	MIEMBRO SUPLENTE
LOUIS FRANCOIS KLEYN	MIEMBRO SUPLENTE
CARLOS RIOS VELILLA	MIEMBRO SUPLENTE
LUIS FERNANDO VILLEGAS	MIEMBRO SUPLENTE

1.3. Organigrama de la empresa

Estructura Organizacional Planta de personal



VG-F-004

2. ACCIONES DE LA SSPD

2.1. Visitas y actividades de Inspección Aspectos Técnico-Operativos

◦ **Seguridad -RETIE-**

En ejercicio de las funciones otorgadas por el artículo 79, numerales 1, 8 y 13 de la Ley 142 de 1994 modificado por el artículo 13 de la ley 689 del 2001; artículo 15, numerales 8 y 9 del decreto 990 de 2002 y artículo 43 la resolución 181294 del 6 de agosto de 2008 (RETIE) del Ministerio de Minas y Energía, la Dirección Técnica de Gestión de Energía de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) durante los años 2009 y 2010, llevó a cabo VISITAS TÉCNICAS a ENERTOLIMA S.A. E.S.P., con domicilio en la ciudad de Ibagué, departamento del Tolima. Verificando el cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones RETIE en las obras ejecutadas por la empresa, por particulares y en circuitos de MT y BT, en lo relacionado con la documentación y la ejecución de las mismas. Durante el año 2011 no se registraron visitas.

◦ **Calidad del Servicio**

- Se programó realizar una serie de visitas técnicas, orientadas a buscar un acercamiento con la comunidad de la región y verificar de primera mano el estado de la infraestructura eléctrica. En el año 2012 se tiene programado visitar varios municipios en el Departamento del Tolima.

◦ **Confiabilidad**

- Teniendo en cuenta que en diversos escenarios se ha planteado la preocupación por los diferentes problemas que afectan los Sistemas de Transmisión Regional en el país y que amenazan con situaciones de desabastecimiento de la demanda, por parte de esta Dirección se han desarrollado una serie de actividades de vigilancia orientadas a verificar el cumplimiento de la regulación establecida al respecto, entre las que se encuentran:

- Verificación de estado y confiabilidad en Subestaciones.
- Seguimiento a la ejecución de los Planes de Expansión de los STR.

VG-F-004

- **Acuerdo de mejoramiento entre la Superintendencia de Servicios Públicos y ENERTOLIMA.**

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios suscribió, el pasado 26 de mayo de 2011, un acuerdo de mejoramiento con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2012, con la empresa. Siendo éste el segundo acuerdo firmado con ENERTOLIMA, luego del suscrito en el año 2005.

Las líneas de trabajo definidas en este nuevo acuerdo se enmarcaron en tres temas puntuales: gestión de los clientes, calidad en la prestación del servicio y situación financiera.

En lo concerniente a gestión de los clientes, ENERTOLIMA se comprometió a trabajar en la mejora de aspectos como la liquidación de los consumos no facturados, las políticas de cambio de equipos de medida por avance tecnológico y los márgenes para la investigación de desviaciones significativas en consumos de energía.

En lo referente a la calidad en la prestación del servicio, los temas de trabajo son el seguimiento al cumplimiento de los parámetros de calidad de la potencia, la ejecución del plan de inversiones, la evolución de los indicadores de calidad, el cumplimiento de requerimientos por cambio de postes y podas, y el mejoramiento del proceso para informar a los clientes las suspensiones programadas por mantenimiento.

Lo anterior sumado al seguimiento de los indicadores financieros, de manera que se garantice su solidez financiera y su estabilidad de largo plazo.

Al respecto la DTGE realizó el pasado 25 de noviembre de 2011 una visita a ENERTOLIMA con el fin de realizar la primera evaluación y seguimiento al acuerdo de mejoramiento. En ésta se realizó una visita a la compañía, al centro de control, la oficina telefónica, la subestación el Papayo y el centro operativo, el centro de distribución de materiales eléctricos y el archivo de expedientes de clientes.

Así mismo se realizó por parte de la DTGE una nueva visita a la compañía el 8 de febrero de 2012, en la cual ENERTOLIMA presentó el segundo informe del Acuerdo de Mejoramiento correspondiente al cuarto trimestre del 2011, en éste se evidenciaron las acciones adelantadas por la empresa para dar cumplimiento a los objetivos del mencionado acuerdo.

Finalmente la SUPERSERVICIOS continuara realizando reuniones trimestrales para evaluar el cumplimiento de las metas propuestas.

2.2. Sanciones

De conformidad con la información que reposa en la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas, esta Superintendencia durante el 2011, no sancionó a ENERTOLIMA S.A. E.S.P.

3. ASPECTOS FINANCIEROS

3.1 Hechos Relevantes del último año:

ENERTOLIMA, no modificó durante el año 2011 su objeto social. En el período se realizaron 2 reformas a la compañía, una de ellas al capital. Estas reformas fueron en marzo de 2011 mediante escritura 0375 de la Notaría Segunda y la segunda modificación en octubre 24 de 2011 mediante escritura 2076 de la Notaría Segunda. El capital suscrito y pagado bajó quedando así:

CAPITAL AUTORIZADO	\$7.420.958.000
CAPITAL SUSCRITO	\$6.421.490.000
CAPITAL PAGADO	\$6.421.490.000

Igualmente el número de acciones, quedando en 6.421.490 a \$1.000 cada una. Esto es consecuente con lo registrado en la Cámara de Comercio.

3.2 Balance General

3.2.1 Estructura de capital. Esta relación determina que no existe el riesgo de causal de disolución, dado que el resultado de la relación es positivo. ENERTOLIMA S.A. E.S.P. presenta un resultado positivo, aunque menor que el periodo 2010.

3.2.2 Patrimonio sobre activo. Los activos de los últimos años se encuentran representados de la siguiente manera; año 2010 \$752.850.809, para el año 2011 \$748.866.160.929 registrando un disminución del -0,53%, lo cual representa un impacto bajo, comparado con los rubros que presenta la compañía en sus activos totales, por efecto de la disminución en los deudores y en los avances y anticipos. .

3.2.3 Activo corriente sobre el activo total. El activo total de ENERTOLIMA el periodo 2011 asciende a \$748.866 millones, 5% inferior al del 2010.

En el activo corriente, se destaca disminución en los deudores por un menor valor adeudado respecto al 2010, por concepto de subsidios del Ministerio de Minas y Energía, y un mayor valor en avances y anticipos debido a la reclasificación del valor adeudado por ENINSA, de acuerdo con los contratos de mutuo en los cuales el 50% de dichos valores son tomados como anticipo de capitalización, ajuste que tiene su efecto en la cuenta otros deudores en el activo no corriente. La participación del activo corriente es del 32 % sobre el activo total.

3.2.4 Propiedad planta y equipo. La propiedad, planta y equipo de ENERTOLIMA, creció un 2% respecto al año 2010 pasando de \$245.949.825.102 a \$ 262.337.250.170 en el 2011.

3.2.5 Cartera servicio. Indicador de rotación de cuentas por cobrar en días. El rubro de la cartera de ENERTOLIMA para el año 2011 esta categorizado de la siguiente forma:

Categoría	Financiada	0 a 6 meses	7 a 12 meses	13 meses y mas	TOTAL
Residencial	13.989.880	2.573.995	1.393.829	6.291.334	24.249.038
Comercial	1.652.684	843.226	207.529	951.257	3.654.696
Industrial	227.292	196.747	107.962	228.324	760.325
Oficial	425.152	2.248.766	109.373	159.898	2.943.189
Alumbrado Pu	675.792	1.324.091	167.311	105.523	2.272.717
Provisional	52	166.201	8.170	(3.770)	170.653
Uso de redes	-	669.810	-	92	669.902
Totales	16.970.852	8.022.836	1.994.174	7.732.658	34.720.520

INDICADOR	CONCEPTOS	BASES 2011	2.011	2.010	DIFERENCIA
Rotación Cuentas por Cobrar (Días)	Cuentas por Cobrar	57.004.950.551	44,94%	56,77%	-11,83%
	Ingresos Operacionales	463.017.459.320			

El resultado del indicador disminuye, siendo coherente con lo ocurrido en el Empresa durante el periodo 2011, dada la gestión comercial, la flexibilidad en la política de facturación que pasó a ser mensual y las diferentes estrategias utilizadas, lo cual permitió aumento del recaudo en 0,64% y de la facturación en 13%, respecto al 2010.

ENERTOLIMA, cumple con el referente, aunque el ingreso operacional fue mayor en el periodo en 11.8%, debido al aumento en todos los conceptos que lo componen: energía 10%, intermediación 29%, STR 13% entre otros, el nivel de recaudo y la gestión de cartera los cuales muestran resultados favorables.

3.2.6 Estructura del Capital

CONCEPTO	2009	2010	2011	Var (Año -2/ Año -1)	Var (Año -1/Año)
ACTIVO	631.263.367.549	752.850.578.809	748.866.160.929	19,26%	-0,53%
Activo Corriente	155.070.187.818	225.271.848.871	238.257.416.250	45,27%	5,76%
Disponibles	10.559.419.315	20.761.969.837	18.667.729.511	96,62%	-10,09%
Deudores	114.522.741.069	191.453.641.244	208.266.550.127	67,18%	8,78%
Inversiones	16.673.220.981	0	0	100,00%	0,00%
Otros Activos	8.865.284.090	7.402.308.112	6.128.058.324	-16,50%	-17,21%
Activo No Corriente	476.193.179.731	527.578.729.938	510.608.744.679	10,79%	-3,22%
Propiedad, planta y	240.594.281.693	245.949.825.102	262.337.250.170	2,23%	6,66%

VG-F-004

equipo					
Inversiones	17.548.013.563	78.209.291.672	63.481.851.181	345,69%	-18,83%
Otros Activos	70.426.386.456	100.552.295.677	99.227.082.981	42,78%	-1,32%
Depreciación Acumulada	49.014.657.854	77.817.449.662	103.899.496.704	58,76%	33,52%
PASIVO	413.008.485.169	478.531.778.157	480.801.439.623	15,86%	0,47%
Pasivo Corriente	164.118.485.169	199.075.295.620	244.558.851.202	21,30%	22,85%
Obligaciones Financieras	55.220.321.573	81.540.800.771	91.135.118.410	47,66%	11,77%
Cuentas por pagar	66.638.908.359	79.271.487.167	87.603.026.207	18,96%	10,51%
Otros Pasivos	41.870.649.081	37.828.724.309	65.328.043.424	-9,65%	72,69%
Pasivo No Corriente	248.890.000.000	279.456.482.537	236.242.588.421	12,28%	-15,46%
Obligaciones Financieras	248.890.000.000	235.285.000.000	225.888.064.128	-5,47%	-3,99%
Cuentas por pagar	0	0	0	0,00%	0,00%
Otros Pasivos	0	44.171.482.537	10.354.524.293	0,00%	-76,56%
Patrimonio	218.254.882.380	274.318.800.652	268.064.721.306	25,69%	-2,28%
Capital suscrito y pagado	6.421.458.000	6.596.389.000	6.421.490.000	2,72%	-2,65%

Fuente: Balance general empresa

El pasivo total aumentó un 0,47 % respecto al año 2010 pasando de \$478.531.778.175 a \$480.801.439.623 en el 2011, esto es reflejo del crecimiento de las obligaciones financieras con las que cuenta la empresa para el año 2011, en las cuales hay un paso de largo a corto plazo, lo que causa incremento en la porción corriente de los créditos BOOT, capitalización y sindicado. El rubro del pasivo corriente para el 2011 es de \$244.558.851.202, con una concentración de deuda a corto plazo del \$91.135.118.410.

Al 31 de Diciembre de 2011 ENERTOLIMA, presenta \$312.322 millones por endeudamiento financiero, en dicho valor se incluye un nuevo crédito obtenido durante el periodo, otorgado por el Banco Colpatria en moneda extranjera por US 12.3 millones a través de la Empresa Capitalizadora del Tolima, cancelando con este valor, todos los créditos de tesorería con el Banco de Occidente y Bogotá. Para un total de obligaciones financieras a corto plazo \$91.135.118.410, con una participación del 12,2 % dentro del enduamamiento de la empresa al final del año 2011.

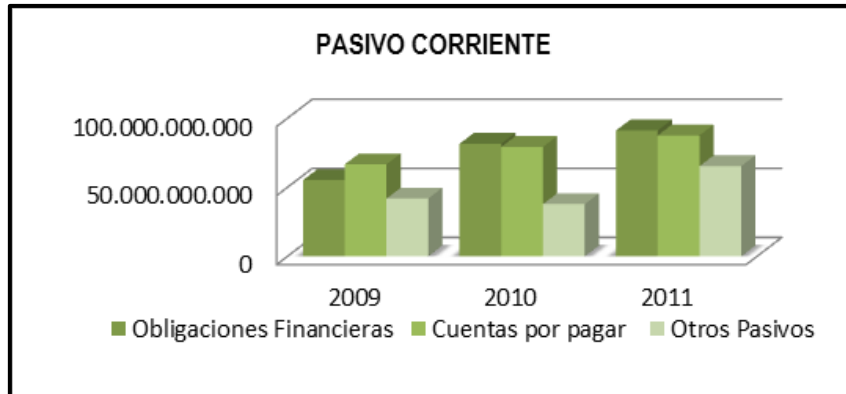
INDICADOR	CONCEPTOS	BASES 2011	2.011	2.010	DIFERENCIA
Rotación Cuentas por Pagar (Días)	Cuentas por Pagar	79.575.883.359	77,26	75,89	1,37
	Costo de Ventas	375.959.982.686			

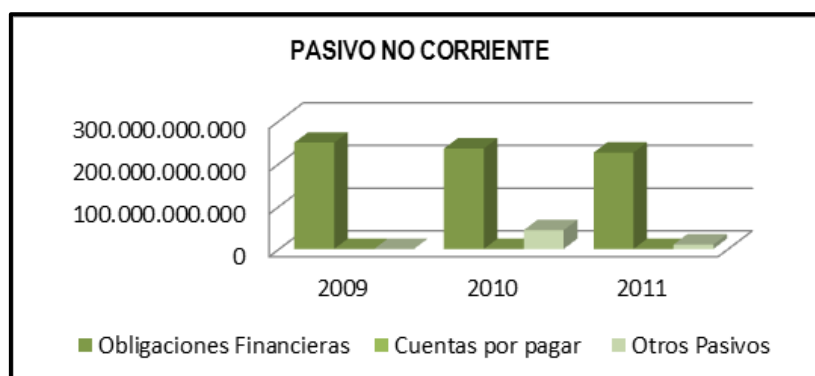
ENERTOLIMA no cumple con el referente, aunque el resultado del indicador aumenta y es real con la operación de la empresa, debido a que los contratos para la compra de materiales y la ejecución de proyectos de inversión en su mayoría son a 90 días, igualmente algunos contratos bilaterales de compra de energía, por lo cual ENERTOLIMA asume el costo por pago a este tiempo, así

VG-F-004

se presupuesta con el fin de optimizar el flujo de caja y el capital de trabajo. El rubro de cuentas por pagar aumentó 13,8% respecto al 2010.

La composición de la deuda se muestra a continuación dividida en pasivo corriente y no corriente para los años 2009, 2010 y 2011.



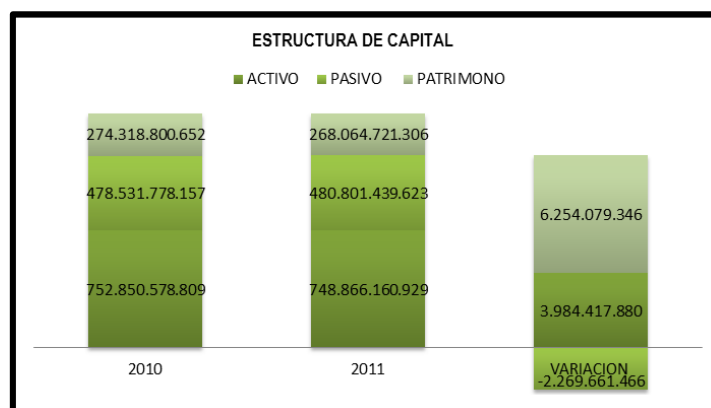


El patrimonio presentó disminución de 2,3%, debido a la anulación del proceso de capitalización ocurrido en el 2010, lo cual provocó variaciones en los rubros del capital suscrito y pagado y prima en colocación de acciones. El valor a reversar fue de \$9.878 millones, el cual debe ser cancelado en el periodo 2013 a los accionistas aportantes.

Para el periodo del 2009 el patrimonio se encontraba en \$218.254.882.380 para el 2010 se evidencia un incremento de \$56.063.918.272 y para el 2011 se vuelve a tener una disminución de \$6.254.079.346.

La utilidad neta presentó una disminución del 44.8% respecto al 2010, dada principalmente por la pérdida generada por ENINSA y el método de participación aplicable. En los gastos no operacionales existe un nuevo rubro Ajuste por Diferencia en cambio, debido a que en el 2011 se tiene una nueva obligación financiera en dólares con el Banco Colpatria. En pesos, la utilidad neta pasó del año 2010 \$10.932.308.033 a \$6.034.236.016 en el 2011.

El capital suscrito y pagado, disminuyó un 3 % respecto al año 2010 de \$6.596.389.000 pasando a \$6.421.490.000 en el 2011.



La variación más representativa se da en el pasivo, por el rubro de las obligaciones financieras que ascienden en 2010 a un monto de \$317.023.182.538 para el 2011 y \$316.825.800.771.

3.3 Estado de Resultados

Los ingresos operacionales de Enertolima, se incrementaron respecto al año 2010, pasando de \$414.115.844.691 en 2010 a \$463.017.459.320 en el 2011.

Del total de los ingresos operacionales (sin venta de bienes) el 67,6% corresponde a ventas de energía (sin intermediación), 20% intermediación y 12,4% otros ingresos. Respecto al periodo 2010, los ingresos operacionales se incrementaron 11,8%. La venta de energía se incrementó en 12,20% (\$43.655 mill), de los cuales la intermediación aportó \$15.294 millones y la clase oficial \$5.226 millones; aumento explicado por la facturación durante todo el año de los clientes FAC y Tolemaida, recuperados a finales del 2010.

Flujo Operativo y Neto en la Prestación del Servicio

	2009	2010	2011	Var 09/10	Var 10/11
Ingresos Operativos	317.881.713.115	414.115.844.691	463.017.459.320	30%	12%
Costos Operativos	251.598.776.739	336.372.021.967	375.959.982.686	34%	12%
Gastos Operativos	17.293.534.079	24.270.133.449	28.715.529.409	40%	18%
Utilidad Operativa	48.989.402.297	53.473.689.275	58.341.947.225	9%	9%
Utilidad Neta	8.337.105.803	10.932.308.033	6.034.236.016	31%	-45%

Fuente: SUI

Respecto al periodo 2010, los costos de la operación aumentaron 11,77%, por efecto de la venta de bienes, que tiene un mayor valor en 45,99% y la venta de servicios 11,38%. De los costos y gastos efectivos el 77,78% correspondiente a costo de energía, el 6,42% a mantenimiento y reparación de redes, y otros costos en 4,36%, esto debido al pago del leaseback de la bahía y banco de transformadores de la Subestación Miro lindo. Los costos operacionales también se afectan por el mayor valor en el rubro compra de energía en 12,14%, debido al crecimiento en la demanda no regulada y ventas en bloque.

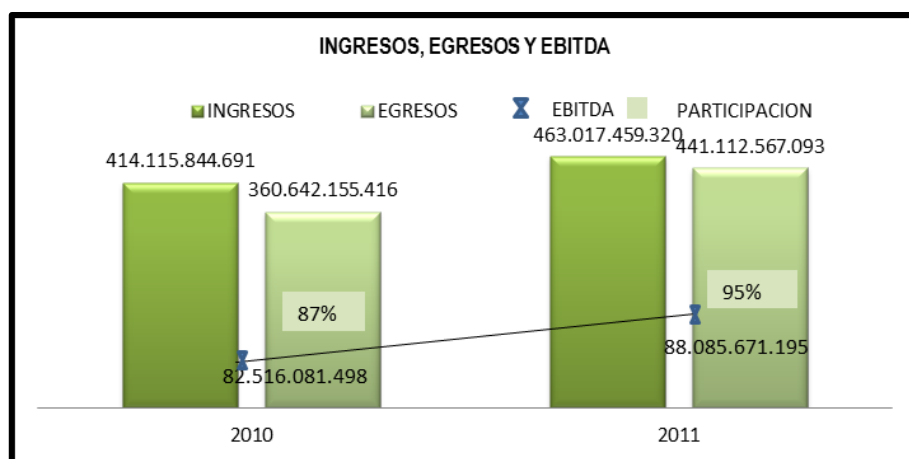
Los gastos operacionales son mayores en el periodo 2011, destacando las variaciones más significativas en los siguientes ítems: contribuciones efectivas 12,98%, impuestos y contribuciones 79,43%; entre los conceptos con mayor relevancia están: la contribución a la Superintendencia de Servicios Públicos,

VG-F-004

impuesto al patrimonio y gravamen a los movimientos financieros, no gestionables por la Empresa.

Los ingresos no operacionales disminuyeron en 8,08% respecto al año anterior, por menor valor en los rendimientos financieros, ya que pasaron de \$6.115 millones a \$5.257 millones, situación presentada por un menor valor generado en los intereses bancarios recibidos y los intereses de los contratos de mutuo a ENINSA.

La utilidad neta presentó una disminución del 45% respecto al 2010, dada principalmente por la pérdida generada por ENINSA y el método de participación aplicable. En los gastos no operacionales existe un nuevo rubro Ajuste por Diferencia en cambio, debido a que en el 2011 se tiene una nueva obligación financiera en dólares con el Banco Colpatría.



3.4 Indicadores Financieros

3.4.1 Rentabilidad Operacional

	2009	2010	2011
Ebitda	71.181.681.868	82.516.081.498	88.085.671.195
Margen Operacional	22,39%	19,93%	19,02%
Rentabilidad Activos Roa	11,28%	10,96%	11,76%
Rentabilidad De Patrimonio Roe	13,05%	16,27%	18,37%

Las cifras de final de ejercicio, muestran la generación de utilidades operacionales, por la buena gestión del periodo 2011. La empresa luego de cubrir sus costos totales y pagar las obligaciones de los impuestos logra generar un margen favorable para los socios.

El margen está por debajo del referente por la participación del negocio de intermediación que reporta menor margen, pero apoya la gestión del flujo de

caja. El resultado es consiste con el 2010, ya que el EBITDA es de 88.085 millones.

La rentabilidad sobre activos indica que con el nivel actual de inversión, la rentabilidad total llega a un 11,76%. Es de resaltar que el EBITDA de la compañía en el 2011, mostró una importante mejora debido principalmente al aumento de los ingresos. De igual manera el resultado del indicador es mayor por el menor valor presentado en algunos rubros del Activo, como lo son los deudores por las explicaciones dadas anteriormente y en el rubro de otros activos, el menor valor en los cargos diferidos debido a que se están amortizando los diferentes conceptos contenidos en ese rubro 2010.

La rentabilidad operativa con respecto a la inversión de los accionistas es del margen de 18,37%, lo que muestra que la operación de la compañía está rindiendo a niveles positivos teniendo en cuenta la inversión que han realizado los accionistas. El indicador mejora por la variación en los componentes, dado el aumento en el EBITDA, a su vez en los gastos financieros y por su parte la disminución en el Patrimonio debido a que la capitalización realizada en el año 2010 perdió efecto en el 2011 convirtiéndose en una obligación financiera.

La Empresa no cumple con el referente, pero si presenta buena rentabilidad ya que por cada 100 pesos facturados, le restan 19,02 como utilidad operacional. El EBITDA es mayor por el aumento que presentaron los ingresos.

La rentabilidad sobre activos muestra una disminución del indicador, se explica por el incremento del 0,80% observado en el EBITDA de la compañía, acompañado por un menor valor en los activos, las inversiones se afectaron por la pérdida generada en el método de participación con ENINSA. Por el hecho de poseer activos, ENERTOLIMA S.A. E.S.P., para el año 2011, presenta rentabilidad de 11,76%.

El indicador determina la rentabilidad real, al cumplir o cancelar los gastos financieros y el impuesto de renta; respecto al patrimonio total. El 18,37% para el año 2011, es la rentabilidad del patrimonio o inversión después del pago de los gastos financieros y el impuesto de renta. Se explica por el incremento observado en el EBITDA de la compañía.

3.4.2 Liquidez

	2009	2010	2011
Razon Corriente	0,89	1,09	0,95
Capital de Trabajo	13,23%	16,83%	17,81%
Flujo Operativo	9,20%	4,51%	8,69%

En el periodo 2011, se disminuye el flujo de caja, principalmente por el pago de las obligaciones de manera oportuna y las inversiones adquiridas, de las cuales se prevé obtener resultados futuros. Los resultados del periodo fueron

razonables. En este punto cabe resaltar los ingentes esfuerzos realizados por la administración para lograr la restructuración de sus pasivos y de este modo tener mayor flujo de caja.

Razon Corriente: ENERTOLIMA en el 2011, cumplió con la totalidad de los pagos, aun cuando presenta variaciones en los rubros que afectan el indicador disminuyéndolo. En cuanto a los activos corrientes, presenta diferencia respecto al periodo 2010 en 5,8% debido a aumento en Otros Deudores por mayor valor en autorretención por impuesto de industria y comercio, también se afectan por el buen recaudo obtenido en el periodo.

El resultado del indicador para el periodo 2011, no permite cumplir con el referente, siendo real con la situación de la Empresa, porque ha sido necesario buscar fuentes de financiación a corto plazo, aumentando el gasto en intereses. El rubro de Otros Deudores también se afecta de manera gradual por aumento en los anticipos que se entregan a ENINSA para suscripción de acciones en el futuro, de acuerdo con los contratos actuales.

Capital de trabajo: Del total de la inversión en activos de la compañía, el 17,81% corresponde a inversión en capital de trabajo. Se debe tener en cuenta que este indicador se ve distorsionado por las diferencias en los rubros respecto al periodo anterior, obteniendo por un lado, menor valor del activo total al margen del 0,53% y por otro, mayor valor en el Capital del Trabajo en un 5,25%.

La proporción porcentual del capital de trabajo en los activos totales para el periodo 2011 es de 17,81%, el aumento se presenta principalmente por el incremento en los rubros del activo (deudores) y a su vez el efecto del menor valor en el efectivo.

Flujo Operativo: En el año 2011 la participación porcentual del flujo de caja frente al activo total es de 8,69%, resultado mayor al alcanzado en el año anterior, debido principalmente a que el activo total presentó una disminución del 0,53% explicado por menor valor en el efectivo, las inversiones y los deudores.

3.4.3 Deuda

	2009	2010	2011
Endeudamiento	3,50	3,61	2,81
Apalancamiento	43,05%	32,08%	131,30%
Costo Estimado de Financiamiento	39,74%	41,60%	50,86%
Cobertura de Gastos Financieros	1,67	2,52	2,52
Flujo de Caja Menos Servicios de Deuda	0,62	0,39	2160,47

En el periodo 2011, el pasivo corriente está respaldado por activo corriente, como lo determinan los indicadores de este grupo, aunque el servicio de deuda fue mayor, por mayor uso de créditos rotativos con la banca nacional, no

VG-F-004

obstante los pagos fueron oportunos durante el año, según compromisos adquiridos.

Endeudamiento: Con el EBITDA actual de la Empresa, en 2,81 años se cancelaría el total del pasivo a largo plazo, aunque el pasivo ha sido generado para la adquisición de inversiones que presentan retornos a mediano plazo y de manera indefinida. El resultado de este indicador desmejora pero es coherente con el crecimiento de la operación, el aumento que presenta el EBITDA y la disminución en el Impuesto de Renta.

Apalancamiento: El servicio de deuda de la compañía se ha incrementado del 2010 al 2011 debido principalmente al aumento de las cuotas de amortización del crédito suscrito con la FEN que pasaron de \$18.360 a \$24.480 millones en el 2011. El resultado para el periodo 2011 desmejoró, con relación al 2010 que aumentó en 11,38%. Así mismo, la DTF presentó un aumento de aproximadamente 1% respecto al 2010, lo cual se reflejó en un aumento de los intereses causados y pagados. De igual manera el resultado aumenta notoriamente por la disminución que sufre el Patrimonio gracias a que por decisión de los socios mayoritarios y con el fin de restablecer la equidad accionaria, se niega la capitalización realizada en el periodo 2010, decisión conciliada ante la Superintendencia de Sociedades en Septiembre de 2011.

Este indicador disminuyó porque para este periodo se tienen mayores valores por servicios de deuda por mayor uso del crédito a corto plazo que lleva consigo mayor servicio de deuda y se presenta menor valor en el patrimonio en 4,48%, debido al efecto causado por la reversa en la capitalización realizada en el 2010.

Costo Estimado de Financiamiento: El 50,86% del pasivo total corresponde a pasivo corriente, el cual aumentó respecto al año anterior en un 22,85% equivalente a \$45.483 millones. Este crecimiento está asociado principalmente al incremento de la porción corriente asociada al crédito FEN y a la adquisición de nuevos créditos para la realización de inversiones y el cumplimiento de pagos inmediatos.

Cobertura de Gastos Financieros: El resultado del indicador establece que ENERTOLIMA puede cumplir con el pago de los gastos financieros, como lo ha venido haciendo hasta el momento. Es importante resaltar que la financiación que ha requerido la Empresa ha sido producto de la realización de grandes inversiones que se esperan generarán beneficios futuros.

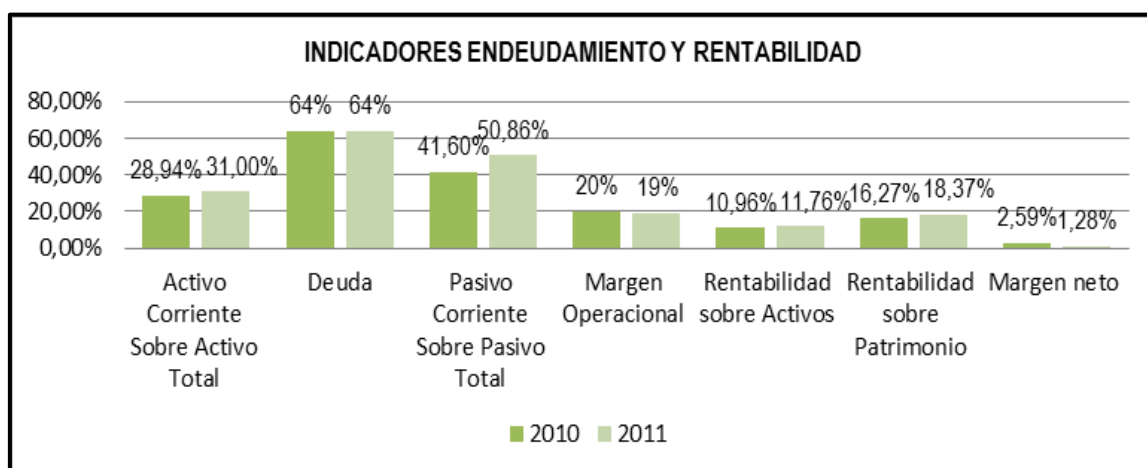
ENERTOLIMA al obtener este resultado, no cumple con el referente para el indicador porque aunque el EBITDA en el 2011, obtiene mayor resultado gracias al aumento que presentaron los ingresos operacionales, el resultado del indicador no presenta diferencias ya que los gastos financieros fueron mayores, aun cuando el endeudamiento total se ha mantenido pasando de \$313.134 millones en el 2010 a \$312.322 en el 2011. La DTF presentó un aumento de aproximadamente 1% de un año a otro.

VG-F-004

Flujo de Caja menos (-) Servicio de Deuda: Este indicador muestra que durante el 2011 se destinaron mayores recursos para la realización de inversiones que se traducen en el incremento del activo fijo y un aumento en los recursos destinados para capital de trabajo. Cabe anotar que actualmente la administración está gestionando con UBS y el Grupo AVAL, la restructuración del pasivo de largo plazo, para obtener un perfil de deuda que se ajuste a las necesidades de liquidez de la compañía dado su plan de inversiones para los próximos años.

Para el año 2011, el 0,56 del flujo de caja corresponde al servicio de deuda, el resultado de este indicador se debe al efecto positivo del mayor valor presentado en el EBITDA y el aumento pequeño en el servicio de deuda.

Aumenta presentando mayor compromiso del flujo de caja en el pago del servicio de deuda.



El activo corriente aumentó 5,76%, debido principalmente al crecimiento en el rubro de Otros deudores para el 2011, rubro que incluye el valor de el anticipo para futura inscripción de acciones en vinculadas económicas.

El 50,86% del pasivo total corresponde a pasivo corriente, el cual aumentó respecto al año anterior equivalente a \$45.483 millones. Este crecimiento está asociado principalmente al incremento de la porción corriente asociada al crédito FEN y a la adquisición de nuevos créditos para la realización de inversiones y el cumplimiento de pagos inmediatos.

El resultado de este indicador aumentó en proporción del 2,06% por el aumento en el activo corriente.

3.5 Análisis y Conclusiones sobre el Desempeño Financiero de la Empresa

En el balance se establecen variación representativas como es la disminución del -10% en el disponible y el -19% de las inversiones a largo plazo que muestra la empresa, mientras que en el pasivo se refleja un crecimiento de las obligaciones financieras del 12% el cual es notorio y representativo en los tres últimos años. En cuanto al patrimonio es evidente que la variación es debido a la disminución en la utilidad de la empresa que representa un -2%, lo anterior concuerda con la realidad empresarial.

La variación más representativa en el estado de resultados es la disminución del -45% pérdida generada por ENINSA y el método de participación aplicable. En los gastos no operacionales existe un nuevo rubro Ajuste por Diferencia en cambio, debido a que en el 2011 se tiene una nueva obligación financiera en dólares con el Banco Colpatria. El resto de rubros mantienen un crecimiento progresivo a la realidad de ENERTOLIMA.

Se observa un alto grado de endeudamiento en las obligaciones financieras representadas en el pasivo. El flujo de caja se disminuye, por el pago de las obligaciones que tiene la empresa, el cual tiene un impacto medio en la organización.

En general los indicadores muestran la realidad de ENERTOLIMA para el año 2011, sin desconocer que tienen un grado de deuda y un plan de inversión que completo y exigente para los diferentes proyectos de la empresa.

3.6 Revisoría Fiscal

El tema de la revisoría fiscal no lo podemos documentar en Gestión Futura, Enertolima anexó en pdf las notas y los eeff con dictamen para este análisis, al PUC del año 2011.

A nivel financiero se evaluaron tres aspectos:

- **Limitación de suministro.** ENERTOLIMA no presentó limitación de suministro.
- **Solvencia.** En el 2011 aumenta levemente la propiedad, planta y equipo, los aumentos se deben a valores por inversiones en redes, líneas y cables. Los indicadores de este grupo mejoraron.
- **Causal de disolución.** La empresa obtiene un resultado positivo y por eso no se presentan bases para una causal de disolución.

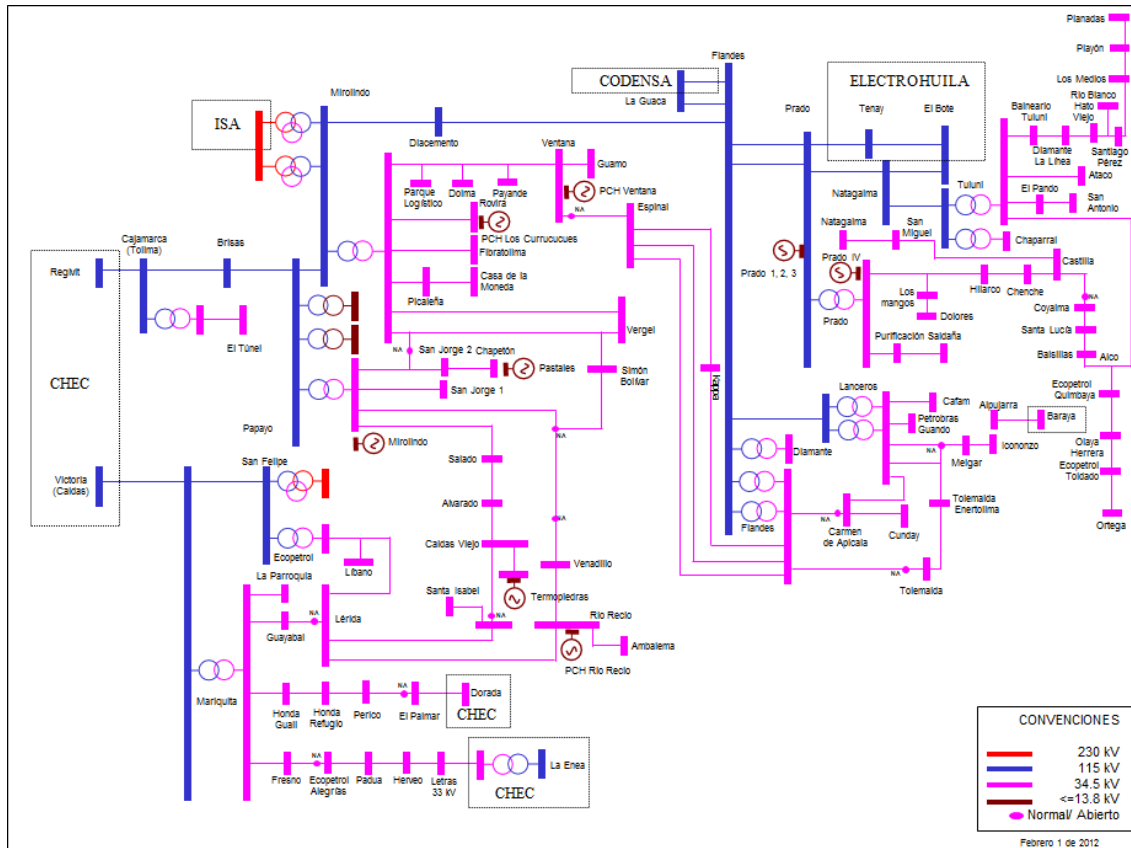
4. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

4.1. Descripción de la infraestructura

El STR que opera ENERTOLIMA, hace parte del STR CENTRO SUR, se conecta al STN a través de las subestaciones San Felipe y Mirolindo, en esta, mediante dos bancos de Autotransformadores de 150MVA 220/115 una propiedad de la compañía y otra propiedad de ISA. En relación con las conexiones en el nivel de tensión IV existen dos conexiones con la CHEC mediante los circuitos Cajamarca-Regivit y Mariquita-

VG-F-004

Victoria 115kV, con Codensa mediante dos líneas Flandes-La Guaca 115kV y con ELECTROHUILA con dos circuitos Prado- El Bote 115 kV. Para mayor comprensión de la anterior descripción anexamos diagrama unifilar en la grafica1.



Grafica 1. Unifilar OR Enertolima. Fuente. PARATEC-XM S.A. E.S.P.

El inventario general de la infraestructura que la compañía opera consta de 75 subestaciones con una capacidad de transformación de 969.3 MVA, 9 de ellas con tensión primaria en el nivel IV, 250 líneas en niveles de tensión IV, III y II y cerca de 17142 transformadores en el nivel de tensión I con una capacidad de transformación de 824,213 MVA; diseminados por los 23.639 km² de superficie del departamento del Tolima, alcanzando niveles de cobertura cercanos al 94,19% en los 47 municipios del departamento, en lo que podría considerarse un sistema disperso y radial. La gestión operativa y de mantenimiento es realizada bajo una clasificación geográfica de su red mediante cuatro zonas: Norte, Sur, Centro y Oriente.

Actualmente se tienen instalados equipos en 36 de 75 subestaciones en todos los niveles de tensión para medir calidad de la potencia. Con el objetivo de cumplir con los requisitos de precisión y número de parámetros a medir, la empresa posee tres marcas de equipos las cuales se distribuyen así: 43 equipos ION 7650, 4 equipos ION 9610 y 80 equipos Nexus 1252.

En cuanto a la generación de reportes, estos están siendo centralizados en plataformas WEB desarrolladas y licenciadas por los mismos fabricantes de equipos, ellas son WAY2 para los equipos Nexus que genera un reporte por medidor, mientras que para ION la aplicación es la ION Enterprise que permite la generación de reportes

por medidor y lógica de posición, lo cual los hace mucho más versátiles para la compañía.

Vale la pena destacar que la compañía actualmente ha actualizado e inscrito ante la CREG, 190 reportes con 386 puntos de medida que se distribuyen así: 138 en barras y 250 en circuitos lo que aproxima en un 49.22% el cumplimiento el requerimiento regulatorio; en ese mismo sentido la empresa ha desarrollado un plan de cumplimiento que implica las siguientes acciones las cuales ya se emprendieron, lo y que aumentaría de manera gradual el nivel de cumplimiento para llegar al 100%:

- Cableado de comunicaciones a 21 medidores lo que permitirá generar 212 reportes y elevar el cumplimiento a 54,9%.
- Actualización de la aplicación WAY2CREG lo que permitirá generar 275 reportes y elevar el cumplimiento a 70,6%.
- Compra de equipos de medida y comunicaciones lo que permitirá generar 286 reportes y elevar el cumplimiento al 100%.

A continuación se muestra el cumplimiento del plan por circuitos y barras de los niveles de tensión IV, III y II:

Nivel de Tensión	Total Barras	Equipos	Cumplimiento
IV	23	19	83
III	39	19	49%
II	76	39	51%
Nivel de Tensión	Total Circuitos	Equipos	Cumplimiento
IV	14	14	100%
III	52	22	42%
II	184	82	45%

Tabla 1. Estado del plan de instalación de medidores de la calidad de la potencia.
Fuente: ESP.

En relación con la variación de las subestaciones y la capacidad instalada con respecto al año 2010, esta se presenta por nivel de tensión y zona geográfica en la siguiente tabla:

ZONA	NIVEL DE TENSIÓN PRIMARIA				ATENDIDA				CAPACIDAD INSTALADA [MVA]
	34,5	115	230	Total	NO	SI	TELECONTROLAD A	Total	
CENTRO	8%	-50%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	50%
NORTE	0%	0%		0%	0%	0%		0%	0%
ORIENTE	5%	0%		5%	11%	0%	0%	5%	0%
SUR	0%	0%		0%	0%	0%		0%	28%
Total	3%	-20%	100%	1%	2%	0%	0%	1%	19%

Tabla 2. Variación de la capacidad instalada de la empresa. Fuente. ESP.

4.2. Inversiones

Item	Descripción Proyecto	Ejecución (dic-2011)	Registro (dic-2011)	% Ejecución (dic-2011)	Observaciones
1	Construcción subestación Gualanday 115/34,5 KV - 20 MVA.	\$ 590.437.596	\$ 966.519.968	61,09%	Para el trámite de la obtención de la licencia de construcción para la subestación Gualanday los tiempos esperados de respuesta de la curaduría fueron superiores a los estimados, por lo que las actividades de obra se iniciaron el 23 de noviembre de 2011, sin embargo este ajuste de cronograma no indica que la finalización y entrada en operación de la subestación se vea afectada, ya que ésta no es la ruta crítica del proyecto. Fecha de entrada en operación: diciembre de 2012.
2	Ampliación Subestación Brisas 50 MVA - 115/34,5 kV; incluye circuito 115 Kv entre la subestación Mirolindo - Brisas.	\$ 3.444.893.899	\$ 4.382.883.727	78,60%	El contrato para la construcción de la subestación Brisas que incluye circuito 115 kV Brisas - Mirolindo ha tenido una lenta ejecución debido a lo dispendioso de algunos trámites legales como por ejemplo la obtención de la licencia ambiental de la línea. Fecha de entrada en operación: diciembre de 2012.
3	Ampliación Subestación Mirolindo 230 kV 150 MVA.	\$ 2.007.895.043	\$ 2.378.185.833	84,43%	El proyecto de ampliación de la subestación Mirolindo se encuentra en operación desde el mes de marzo de 2011, están en proceso de liquidación el contrato y se ha solicitado al proveedor unos ajustes menores en relación con la configuración del relé de sincronismo, por lo que no ha permitido liquidar el contrato. En operación.

VG-F-004

Item	Descripción Proyecto	Ejecución (dic-2011)	Registro (dic-2011)	% Ejecución (dic-2011)	Observaciones
4	Compra de 36 reconectadores	\$ 763.200.000	\$ 763.200.000	100,00%	Inversión realizada en un 100%
5	Implementación SCADA, GIS y actualización de protecciones.	\$ 2.889.494.516	\$ 3.792.308.723	76,19%	La actividad de automatización de subestaciones se suspendió en la temporada de fin de año con el fin de evitar interrupciones del servicio a los clientes durante dichas festividades; se retomarán las actividades en el 2012.
6	Apantallamiento, remodelación y adecuación circuitos NT III (Flandes-Espinal 1 y 2, y ventana Espinal 34.5 kV).	\$ 1.021.695.402	\$ 1.021.695.402	100,00%	Inversión realizada en un 100%. En operación
7	Reposición - cambio de postería por solicitud de los clientes.	\$ 8.107.964.482	\$ 8.196.832.782	98,92%	
8	Construcción Subestación Tolemaida.	\$ 1.451.586.987	\$ 1.451.586.987	100,00%	Inversión realizada en un 100%
9	Subterranización circuito 4 de la subestación Vergel en el puente de la glorieta del Éxito	\$ 50.691.204	\$ 160.000.000	31,68%	La subterranización de las redes del circuito Vergel 4 en el sitio de la construcción del puente en la intersección vial, ha dependido del avance de las obras civiles de la construcción del puente del Éxito por parte del contratista del municipio de Ibagué, las cuales han tenido atrasos como consecuencia de la temporada invernal, la obra eléctrica no se logró terminar en el mes de diciembre de 2011 y las actividades de subterranización fueron terminadas en su totalidad en la tercera semana del mes de enero de 2012.
10	Remodelación circuito 34.5 kV San Jorge Fatextol.	\$ 112.807.095	\$ 112.807.095	100,00%	Inversión realizada en un 100%.
11	Instalación torre 115 kV	\$ 204.018.437	\$ 204.018.437	100,00%	Inversión realizada en un

VG-F-004

Item	Descripción Proyecto	Ejecución (dic-2011)	Registro (dic-2011)	% Ejecución (dic-2011)	Observaciones
	Río Patá.				100%.
12	Compra transformadores de instrumentos.	\$ 548.015.760	\$ 548.015.760	100,00%	Inversión realizada en un 100%.
13	ER veredas San Miguel, Chili, municipio de Coyaima.	\$ 111.972.200	\$ 111.972.200	100,00%	Inversión realizada en un 100%.
14	ER veredas los Andes, Manantial y Santa Rita, y Urbanización Las Ferias, municipio de Anzoategui	\$ 214.247.516	\$ 229.905.183	93,19%	Urbanización Las Ferias y la vereda Los Andes se encuentran terminadas. Se efectuó suspensión del contrato por mal estado de las vías.
15	ER veredas Chitato y pedregal, municipio de Chaparral.	\$ 108.704.042	\$ 108.704.042	100,00%	Inversión realizada en un 100%
16	Compra de 58 UCB para la automatización de subestaciones.	\$ 613.318.560	\$ 613.318.560	100,00%	Inversión realizada en un 100%
17	Compras SCADA - modem - inversores - licencias protocolos.	\$ 52.006.129	\$ 52.006.129	100,00%	Inversión realizada en un 100%
18	ER Vereda Topacio del municipio de Roncesvalles	\$ 50.365.203	\$ 50.365.203	100,00%	Inversión realizada en un 100%
		\$ 22.343.314.071	\$ 25.144.326.031	88,86%	

Tabla 3. Inversiones realizadas en el año 2011. Fuente. ESP.

4.3. Mantenimiento y operación

Los mantenimientos los ejecuta la dirección de operación y mantenimiento de la gerencia de distribución, encargada además de la operación del sistema y de la operación y mantenimiento de las subestaciones. La ejecución de estos procesos está tercerizada con empresas de trayectoria y conocimiento en la planeación y desarrollo de estas actividades posibilitando sinergias y el fortalecimiento de la gestión del OR. Estos contratos, uno para el mantenimiento de redes y el otro para la operación-mantenimiento de subestaciones y operación del centro de control, tienen un enfoque basado en la disponibilidad de los servicios, cuadrillas tipo y cuentan con herramientas de seguimiento y evaluación trazables, medibles y claras.

Las labores asociadas al mantenimiento de subestaciones, montaje de equipos y demás actividades desarrolladas dentro de las mismas, están a cargo de nueve grupos conformados por los siguientes equipos:

- 3 de mantenimiento integral: cada uno de tres personas.
- 3 de atención inmediata tipo I: conformado por dos personas.
- 1 de atención inmediata tipo II: conformado por tres personas.

VG-F-004

- 2 de protecciones: conformados por dos personas cada uno

Por su parte el esquema de mantenimiento de redes cuenta con un personal distribuido por zonas de la siguiente forma:

Zona operativa	Personal
Sur	25
Norte	55
Centro	78
Oriente	61
Centro Operativo	12
Total	231

Este personal se distribuye a lo largo del periodo de mantenimiento en los siguientes tipos de cuadrilla:

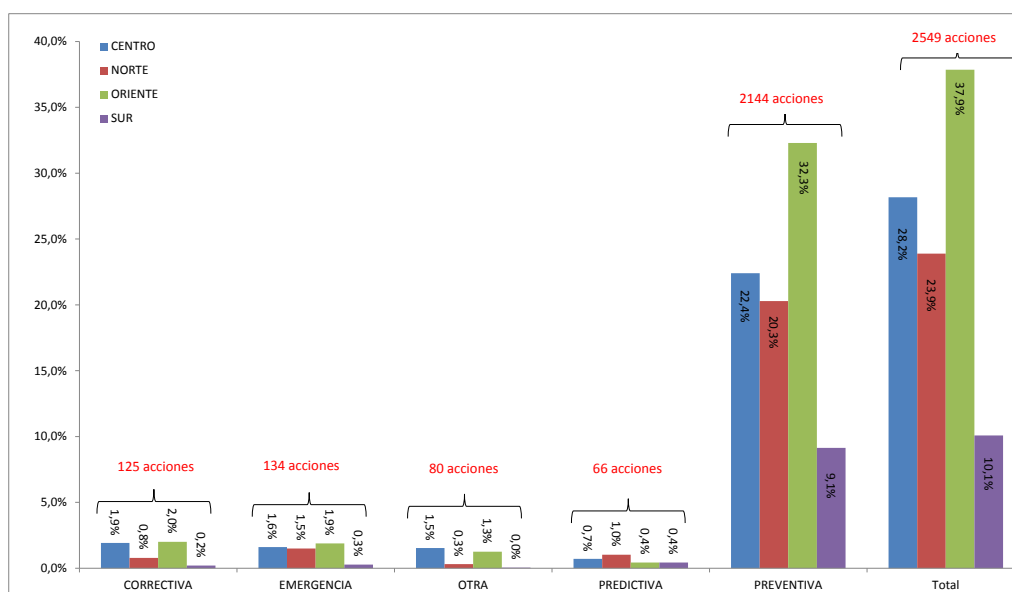
- Cuadrilla tipo ingeniero residente.
- Cuadrilla tipo ingeniero de proyectos.
- Cuadrilla tipo ingeniero forestal.
- Cuadrilla tipo supervisor de zona.
- Cuadrilla tipo supervisor de PQ.
- Cuadrilla de mantenimiento tipo 1t, líneas alta y media tensión
- Cuadrilla de mantenimiento tipo 2t, líneas media y baja tensión.
- Cuadrilla de atención inmediata redes media y baja tensión tipo 3t.
- Cuadrilla de centro operativo.
- Cuadrilla tipo apoyo con grúa.
- Cuadrilla tipo línea viva.
- Cuadrilla tipo podas.
- Cuadrilla tipo instalador.

Durante el 2011, en el cronograma de mantenimiento de subestaciones se cumplió con el 89,5% de las tareas programadas, las razones más comunes que explican el aplazamiento de alguna actividad del plan fueron: la priorización de trabajos de montaje de nuevas inversiones, atención de emergencia en otras subestaciones y situaciones de orden público, lo que no implica riesgo para el servicio ya que las actividades sujetas al cambio son reprogramadas sin afectación inminente.

Durante el periodo comprendido entre los meses de enero a diciembre del año 2011, se ejecutaron 2.144 actividades de mantenimiento de subestaciones, centradas en el mantenimiento preventivo, lo cual indica un adecuado uso del conocimiento del estado del sistema y gestión de la planeación con ventanas de tiempo adecuadas, adicionalmente bajo el alcance de estos mantenimientos fueron intervenidas el 89% de las subestaciones. El 43% de las acciones se concentraron en 6 subestaciones¹ en donde también se realizaron la mayor parte de las de las reconfiguraciones y ampliaciones en equipos de patio y sala de control. A continuación se muestra la

¹Lerida, Tuluni, Miro lindo, Flandes, San Jorge y Espinal.

gráfica el total porcentual de mantenimientos por tipo de actividad y por zona geográfica:



Gráfica 2. Distribución porcentual de los mantenimientos por Zona y tipo de actividad. Fuente. ESP.

La gráfica 2 muestra el porcentaje de mantenimientos que fueron clasificados por tipo de actividad en cada zona, por ejemplo, para la zona oriente el 71,68% de las labores de mantenimiento ejecutadas en esta zona en lo corrido del 2011 fueron de tipo preventivo. Como es evidente el mayor número de mantenimientos fue del tipo preventivo con 84,1% del total de las acciones ejecutadas.

Las actividades de tipo preventivo se programaron aprovechando los periodos en que las subestaciones estuvieron desenergizadas, para realizar labores de mantenimiento general como cambio de aislamientos y protecciones en mal estado; limpieza y pintura del transformador de potencia; adecuación de las conexiones de puesta a tierra; corrección de fugas, cambio de tornillería y pases en mal estado, instalación de pararrayos.

En cuanto a redes, la empresa aplicó políticas claras de mantenimiento con seguimientos mensuales y trimestrales para determinar las posibles deficiencias en la ejecución del plan actividades de mantenimiento en redes y viene haciendo énfasis en actividades de cambio de aislamiento en mal estado, apantallamiento, ajustes de conexiones herrajes, protecciones, entre otras y despeje de vegetación en conflicto con la red. El cumplimiento promedio anual del cronograma de mantenimiento de redes por zona es el siguiente: 98% de cumplimiento en la zona Norte, 97.3% en la zona Sur, 97.7% zona oriente y por ultimo un 87% en la zona centro, lo cual cumple en todos las zonas operativas con la meta dentro del marco del acuerdo de mejoramiento con la SSPD, que se establece en el 85%.

Durante el año 2011 se han desarrollado las actividades del plan de mantenimiento establecido. Es así como en el año, se ejecutaron 57,333 actividades entre mantenimientos preventivos y correctivos a nivel de redes de distribución. El plan de mantenimiento ejecutado, se ha centro en la reposición de 10.407 postes de diferentes características con una inversión aproximada de \$14.100 millones de pesos,

VG-F-004

mostrando un incremento del 151% en la inversión en este ítem. El 44% de la inversión total que la empresa ha efectuado desde 2007 se ejecutó durante el año 2011, enfocándose principalmente en la adecuación, remodelación o cambio de 600 km de red de media y baja tensión, instalación de 1.499 transformadores, de los cuales 119 fueron por mantenimiento y expansión, esto último con una inversión de \$2.248 millones beneficiando a más de 13.491 usuarios, creciendo la instalación de equipos respecto al 2010 en 119 transformadores.

En cuanto a proyectos especiales, se dio continuidad a un proyecto para la recuperación de postera de madera a través de un tratamiento químico alargando su vida útil hasta por 10 años, recuperándose en lo corrido del año cerca de 7.795 postes, la inversión en este proyecto durante el año 2011 asciende a \$802 millones.

La gestión en mantenimiento de redes y subestaciones para la prestación del servicio en el STR y el SDL operados por Enertolima, posee un esquema de ejecución sólido que permite la actuación con tiempos de atención bien ajustados para las subestaciones y buenas prácticas para la intervención en redes de media y baja tensión, se cuenta con personal suficiente y capacitado que cumple con las normas de seguridad. El enfoque dado a la priorización del mantenimiento preventivo, le ha permitido a la empresa mejorar la calidad media respecto al 2010, en cuanto a duración de las interrupciones de su demanda gestionable, que le brinda a los usuarios de su sistema un mejor servicio en los grupos de calidad 2 y 3 (ver gráfico 3).

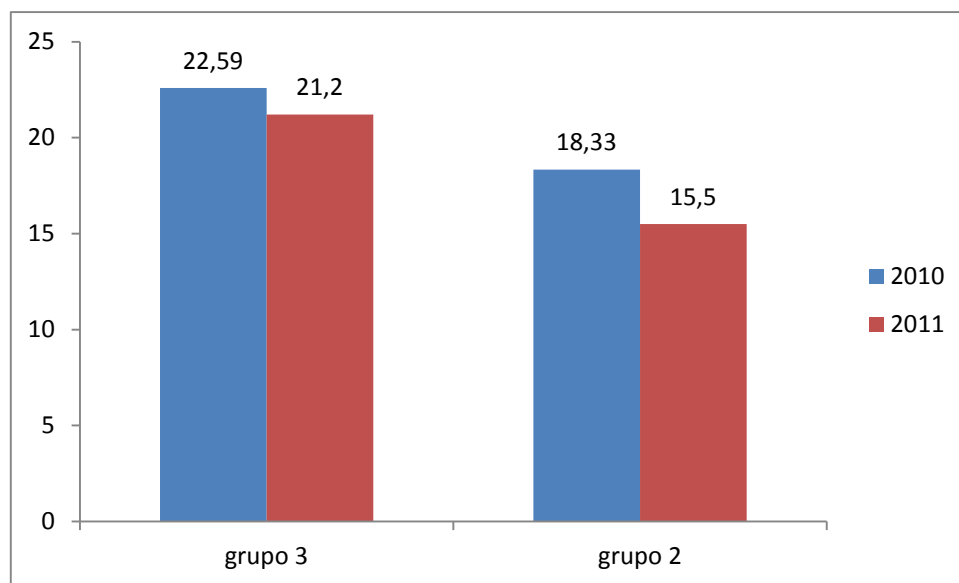


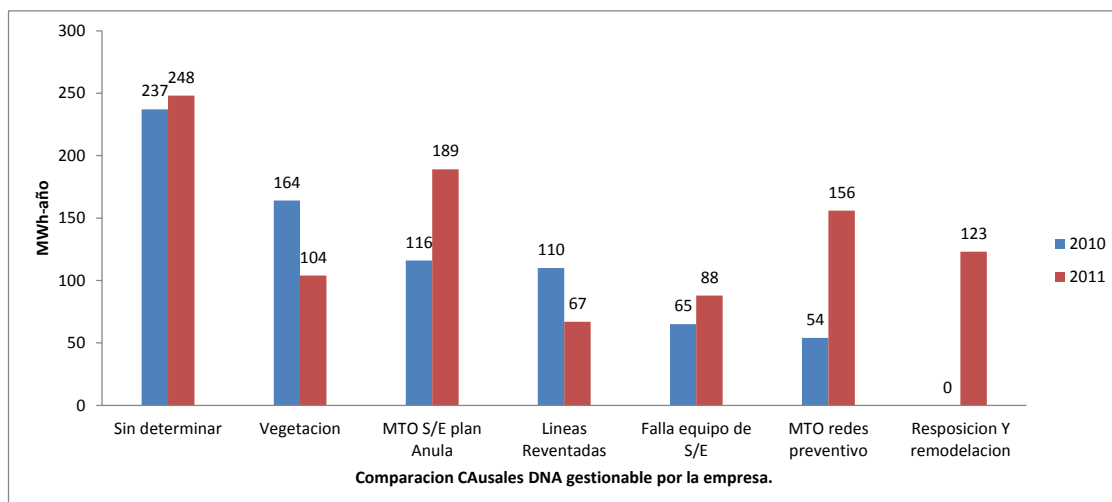
Gráfico 3. Duración de interrupciones promedio por circuito grupo de calidad 2 y 3. Fuente. ESP.

Del análisis de la gráfica 4 que muestra las causales de la demanda no atendida gestionables en el año 2011 con relación al 2010, se obtiene que la DNAG crece en un 13% por la ejecución de mantenimientos preventivos en redes, lo que en esencia aumentará la calidad media de la red en el corto plazo, esta pasó de 54.14 MWH en el 2010 a 156.324 en el 2011 y por la reposición y remodelación de S/E que pasa de 0 MWH a 123 MWH.

Se destaca que las causas atribuibles a fallas como líneas reventadas y vegetación, presenta disminución total de 238 MWH. Se observa el gran impacto de los eventos de

VG-F-004

recierre por situaciones atmosféricas adversas y por causa desconocida, seguido por el mantenimiento del plan de subestaciones.



Gráfica 4. Comparación de causales de demanda no atendida gestionable por la empresa. Fuente. ESP.

El evento en la operación más relevante en cuanto a duración y número de circuitos afectados ocurrió el 23 de abril de 2011 debido a que un deslizamiento arrastró 2 estructuras y un kilómetro de la línea Tuluni Planadas 34.5kV afectando los siguientes circuitos:

- Santiago Perezcto 1 13,2 kV
- Rio Blanco trafo 2 mva 34.5 kV
- Rio Blanco trafo 2 mva 13.2 kV
- Rio Blanco cto 3 13,2 kV
- Rio Blanco cto 4 13,2 kV
- Rio Blanco cto 5 13,2 kV
- Hato Viejo cto 1 13,2 kV
- Diamante la lineacto 1 kV 13,2
- Santiago Perez - planadas a 34.5kV
- Los medios cto 1 13,2 kV
- El playoncto 1 13,2 kV
- Planadas trafo 2.3 MVA 13.2 kV
- Planadas cto 1 13,2 kV
- Planadas cto 2 13,2 kV.

La afectación tuvo una duración total de 165 horas con 361,601 MWh de demanda no atendida.

La empresa reportó para el 2011 como valor de AOM demostrado (variable AOMD_i de la resolución 097 de 2008) la suma de \$39.685.503.886,00 que correspondió a un porcentaje de AOM a reconocer (Variable PAOMR_i de la resolución 097 de 2008) de 2,98%, este valor AOM estuvo 4,61% menor al reportado para el 2010, que en pesos constantes de enero de 2011 correspondió a \$40.109.745.959.

4.4. Confiabilidad

Como parte de los proyectos relacionados con el aumento en la calidad de la prestación del servicio, se llevó a cabo la instalación de 32 reconectores a 13,2 kV, la instalación de estos equipos debería constituir una mejora significativa del esquema de protecciones, no solo de la subestación, si no del circuito alimentador a 13,2 kV, además de una disminución en los tiempos de respuesta, pues algunos de estos equipos se utilizan para la realización de suplencias y son supervisados remotamente desde el centro de control de Enertolima S.A. E.S.P.

En la tabla 4 se relacionan las subestaciones y circuitos a los que se les realizó esta mejora.

EQUIPO	TENSIÓN [KV]	SUB ESTACIÓN	UBICACION
RECONNECTADOR	13,2	ALPUJARRA	CIRCUITO 1
RECONNECTADOR	13,2	ALPUJARRA	CIRCUITO 2
RECONNECTADOR	13,2	CASTILLA	CIRCUITO 2
RECONNECTADOR	13,2	CHENCHE	CIRCUITO 2
RECONNECTADOR	13,2	FRESNO	CIRCUITO 3
RECONNECTADOR	13,2	FRESNO	CIRCUITO 4
RECONNECTADOR	13,2	GUAMO	CIRCUITO 3
RECONNECTADOR	13,2	HERVEO	CIRCUITO 2
RECONNECTADOR	13,2	ICONONZO	CIRCUITO 2
RECONNECTADOR	13,2	ICONONZO	CIRCUITO 3
RECONNECTADOR	13,2	MARIQUITA	CIRCUITO 2
RECONNECTADOR	13,2	MARIQUITA	CIRCUITO 4
RECONNECTADOR	13,2	OLAYA HERRERA	CIRCUITO 1
RECONNECTADOR	13,2	ORTEGA	CIRCUITO 4
RECONNECTADOR	13,2	ORTEGA	CIRCUITO 5
RECONNECTADOR	13,2	PADUA	CIRCUITO 1
RECONNECTADOR	13,2	PADUA	CIRCUITO 2
RECONNECTADOR	13,2	PADUA	CIRCUITO 3
RECONNECTADOR	13,2	RED	CALDAS VIEJO
RECONNECTADOR	13,2	RED	ESPINAL-CONCORDIA
RECONNECTADOR	13,2	RED	ESPINAL-PIEDRA BOLIVAR
RECONNECTADOR	13,2	RED	GUAYABAL-MENDEZ
RECONNECTADOR	13,2	RED	LANCEROS-PACOLI
RECONNECTADOR	13,2	RED	MARIQUITA-CIRCUITO 4
RECONNECTADOR	13,2	RED	PAPAYO-CITCUITO 6-EL POBLADO
RECONNECTADOR	13,2	RED	PRADO-CAMPAMENTOS-CORPRADO
RECONNECTADOR	13,2	RED	VENTANA-ESPINAL-ICA
RECONNECTADOR	13,2	RIO BLANCO	CIRCUITO 4
RECONNECTADOR	13,2	RIO BLANCO	CIRCUITO 5
RECONNECTADOR	13,2	SAN ANTONIO	CIRCUITO 3
RECONNECTADOR	13,2	VENTANA	CHICORAL
RECONNECTADOR	13,2	VENTANA	ENERGIZACION CIRCUITO GUAMO
RECONNECTADOR	13,2	VENTANA	34.5 KV A 13.2 KV

VG-F-004

Tabla 4. Circuitos con reconectores instalados en 2011. Fuente. ESP.

A continuación se presenta las características principales de los circuitos de nivel de tensión IV del STR de ENERTOLIMA:

NOMBRE CIRCUITO	TENSION	LONG.	Clase	CAP TRANSPORTE	CAP TRANSPORTE	CAP TRANSPORTE	R1	X1	B1	R0	X0	B0	CONDUCTOR	CONDUCTOR	Configuracion
	(kV)	(km)	Act	NORMAL (AMP)	TERMICO	EMERGENCIA							TIPO	CALIBRE	
BRISAS - CAJAMARCA (TOLIMA) 1 115 kV	115,0	25,70	STR	400	758,0	480,0	0,1144	0,5037	3,2767	0,3903	1,4728	2,0193			Ver figura.1
BRISAS - PAPAYO 1 115 kV	115,0	3,00	STR	400	757,0	480,0	0,1144	0,5037	3,2767	0,3903	1,4728	2,0193			Ver figura.1
CAJAMARCA (TOLIMA) - REGMIT 1 115 kV	115,0	29,72	STR	400	757,0	480,0	0,1050	0,5039	3,2601	0,3302	1,5164	1,8938	ACSR	605	Ver figura.1
DIACEMENTO - FLANDES 1 115 kV	115,0	31,84	STR	400	732,0	480,0	0,1120	0,4999	3,2867	0,3402	1,5164	2,2600	ACSR	556.5	Ver figura.1
FLANDES - LANCEROS 1 115 kV	115,0	24,00	STR	400	534,0	480,0	0,1850	0,5208	3,1505	0,4102	1,5333	1,8720	ACSR	336.4	Ver figura.1
FLANDES - PRADO 1 115 kV	115,0	59,64	STR	534	534,0	534,0	0,1850	0,5050	3,2528	0,4085	1,5662	2,1120	ACSR	336.4	Ver figura.1
FLANDES - PRADO 2 115 kV	115,0	59,64	STR	534	534,0	534,0	0,1850	0,5050	3,2528	0,4085	1,5662	2,1120	ACSR	336.4	Ver figura.1
LA GUACA - FLANDES 2 115 kV	115,0	57,81	STR	757	757,0	800,0	0,1050	0,4712	3,4952	0,3551	1,5635	3,5530	ACSR	605	Ver figura.1
MIROLINDO - DIACEMENTO 1 115 kV	115,0	13,80	STR	600	600,0	600,0	0,1120	0,4999	3,2867	0,3402	1,5164	2,2600	ACSR	556.5	Ver figura.1
MIROLINDO - PAPAYO 1 115 kV	115,0	4,66	STR	732	732,0	732,0	0,1233	0,4996	3,3202	0,4791	1,3706	2,1310	ACSR	556.5	Ver figura.1
NATAGAIMA - EL BOTE 1 115 kV	115,0	79,64	STR	534	534,0	534,0	0,1850	0,5050	3,2528	0,4085	1,5662	2,0210	ACSR	336.4	Ver figura.1
NATAGAIMA - PRADO 1 115 kV	115,0	27,60	STR	534	534,0	534,0	0,1850	0,5050	3,2528	0,4085	1,5662	2,0210	ACSR	336.40	Ver figura.1
NATAGAIMA - TULUNI 1 115 kV	115,0	47,40	STR	534	534,0	534,0	0,1850	0,4881	3,3694	0,4351	1,5803		ACSR	336.4	Ver figura.1
SAN FELIPE - MARIQUITA 1 115 kV	115,0	8,87	STR	400	534,0	480,0	0,2010	0,4881	3,3694	0,4511	1,5803	2,1810	ACSR	336.4	Ver figura.1
VICTORIA (CALDAS) - MARIQUITA 1 115 kV	115,0	14,29	STR	400	534,0	480,0	0,2010	0,4881	3,3694	0,4511	1,5803	2,0160	ACSR	336.4	Ver figura.1

R1: Resistencia de secuencia positiva y negativa [ohms/km]
X1: Reactancia de secuencia positiva y negativa [ohms/km]
B1: Susceptancia de secuencia positiva y negativa [uS/km]
R0: Resistencia de secuencia cero [ohms/km]
X0: Reactancia de secuencia cero [ohms/km]
B0: Susceptancia secuencia cero [uS/km]
CAP: Capacidad

Tabla 5. Descripción general de los circuitos de nivel de tensión 4 del STR del OR ENERTOLIMA. Fuente. XM.

En el sur, el sistema la empresa alimenta a las subestacionTuluni mediante una conexión con la subestacionnatagaima a su vez enlazada a la subestación elevadora de la Central hidroeléctrica Prado 49MW, interconectada a su vez la subestación Flandes,la cual se conecta tanto a la subestación de elevadora de la central Guaca 330MW, propiedad de CODENSA, como a la subestación Mirolindo.

4.5. Aspectos ambientales

La empresa cumple con lo estipulado en la normatividad ambiental en relación con sus proyectos de inversión y operación del STR-SDL y con la disposición de residuos.

En relación con las dificultades para la consecución de las licencias ambientales se debe establecer que se evidencia que aunque los tiempos programados de trámite de la licencia se ajustan a lo estipulado por la reglamentación de la autoridad ambiental, estos pocas veces se cumplen en la práctica en mayor medida por la congestión dentro de la misma corporación autónoma regional, la cual es la idónea para el tramite de licencias en los tipos de proyectos que adelanta el OR.

4.6. Calidad del servicio

Para la evaluación de este punto, inicialmente se analiza el cumplimiento del esquema de calidad establecido en la resolución 070 de 1998 modificada por la resolución 096 de 2010 en cuanto al cumplimiento de los indicadores DES, FES por circuito, basado en la información del formato B1 del SUI para los dos primeros trimestres. Para los trimestres 3 y 4 se obtiene la Información de DES FES de la información del formato F4 de la resolución SSPD 8055 de 2010².A continuación se presenta la relación de la cantidad de circuitos que sobrepasaron los valores máximos admisibles con relación a la totalidad de circuitos reportados por grupo de calidad:

Total circuitos reportados	grupo de calidad	Trimestre 1		Trimestre 2		Trimestre 3		Trimestre 4	
		# circuitos >VMADES	# circuitos >VMAFES	# circuitos >VMADES	# circuitos >VMAFES	# circuitos >VMADES	# circuitos >VMAFES	# circuitos >VMADES	# circuitos >VMAFES
35	1	2	2	0	12	5	6	2	15
6	2	0	1	6	1	0	2	0	1
89	3	26	26	13	18	13	19	19	17
86	4	15	19	19	27	21	22	9	23
	grupo de calidad	# circuitos >VMADES	# circuitos >VMAFES	# circuitos >VMADES	# circuitos >VMAFES	# circuitos >VMADES	# circuitos >VMAFES	# circuitos >VMADES	# circuitos >VMAFES
	1	5,7%	5,7%	0,0%	34,3%	14,3%	17,1%	5,7%	42,9%
	2	0,0%	16,7%	100,0%	16,7%	0,0%	33,3%	0,0%	16,7%
	3	29,2%	29,2%	14,6%	20,2%	14,6%	21,3%	21,3%	19,1%
	4	17,4%	22,1%	22,1%	31,4%	24,4%	25,6%	10,5%	26,7%

Tabla 6. Número y porcentaje de circuitos que sobrepasaron los máximos valores admisibles de duración y número de interrupciones en el 2011. Fuente. SUI.

² FES alimentador= Programadas No Excluibles inter (campo17, formato 4) + Programadas No Excluibles Inter (campo 19, formato 4); DES alimentador= Programadas No Excluibles Min (campo 18, formato 4) No Programadas No Excluibles Min (campo 20, formato 4).

En comparación con el 2010 los indicadores de calidad DES FES del 2011 por trimestre presentan un crecimiento, las causas más relevantes de esta situación son la ejecución del plan anual de mantenimiento de sub estaciones y la ejecución de mantenimiento preventivo en la red.

Debido a lo anterior para el primer y segundo trimestre del año se debio que compensar a los usuarios asociados a estos circuitos y de acuerdo a los resultados esta compensación fue mayor con respecto al mismo periodo del año anterior.

En el 2010 la empresa tanto para DES como para FES superó en 10 periodos los resultados del 2009, mientras que en 2011 se registran 19 periodos en los que el número de circuitos con DES y FES fueron superiores a las metas en el 2010. En la siguiente tabla se muestra esta comparación discriminada por grupo de calidad y trimestre.

Cantidad de circuitos que sobrepasan VMADES								
Grupo	Trimestre 1		Trimestre 2		Trimestre 3		Trimestre 4	
	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010
1	0	1	7	1	12	0	9	2
2	0	0	0	0	0	0	0	6
3	16	7	14	15	13	8	20	7
4	23	13	1	23	7	20	16	8

Cantidad de circuitos que sobrepasan VMAFES								
Grupo	Trimestre 1		Trimestre 2		Trimestre 3		Trimestre 4	
	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010
1	7	0	14	4	10	2	12	16
2	0	1	0	2	2	2	0	1
3	23	12	13	13	14	12	24	23
4	30	10	1	24	18	10	25	20

Cantidad de circuitos que sobrepasan VMADES								
Grupo	Trimestre 1		Trimestre 2		Trimestre 3		Trimestre 4	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
1	1	2	1	0	0	5	2	2
2	0	0	0	6	0	0	6	0
3	7	26	15	13	8	13	5	19
4	13	15	23	19	20	21	8	9

Cantidad de circuitos que sobrepasan VMAFES								
Grupo	Trimestre 1		Trimestre 2		Trimestre 3		Trimestre 4	
	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011
1	0	2	4	12	2	6	16	15
2	1	1	2	1	2	2	1	1
3	12	26	13	18	12	19	21	17
4	10	19	24	27	10	22	20	23

Tabla 7. Comparativo número de circuitos que superaron el VMADES y VMAFES, 2009 Vs 2010 y 2010 vs 2011 Fuente. SUI.

% de circuitos que sobrepasaron VMADES				
Grupo	T1	T2	T3	T4
	2011	2011	2011	2011
1	3%	-3%	14%	0%
2	0%	100%	0%	-100%
3	54%	-2%	6%	16%
4	6%	-5%	1%	1%

% de circuitos que sobrepasaron VMAFES				
Grupo	T1	T2	T3	T4
	2011	2011	2011	2011
1	6%	23%	11%	-3%
2	0%	-17%	0%	0%
3	16%	6%	8%	-4%
4	10%	3%	14%	3%

Tabla 8. Aumento/disminución de circuitos que sobrepasan los VMA con respecto a 2010. Fuente. SUI.

No obstante a lo anterior y según la información existente en el Sistema Único de Información, SUI, la empresa ingreso al nuevo esquema de calidad, definido en la Resolución CREG 097 de 2008, en el mes de julio de 2011, en la tabla expuesta a continuación se presentan los indicadores ITAD para los dos últimos trimestres de ese año.

Trimestre	Variable	Nivel de Tensión 1	Nivel de Tensión 2 y 3
3	ITAD	.0037394	.00267503
4	ITAD	.00390296	.00261734

Tabla 9. Comportamiento del indicador ITAD durante los dos últimos trimestres del año 2011

La CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) mediante Resolución 167-2010 ha establecido los indicadores de referencia que ENERTOLIMA debe cumplir como metas para garantizar la prestación del servicio a los usuarios del Tolima de acuerdo a los estándares de calidad definidos. Después del quinto mes de haber ingresado al nuevo esquema de calidad la empresa, en caso de que se superen los valores de referencia, deberá comenzar a aplicar los incentivos y compensaciones en su factura de energía, de acuerdo a lo señalado en la Resolución CREG 097-2008.

4.7. Cumplimiento al RETIE.

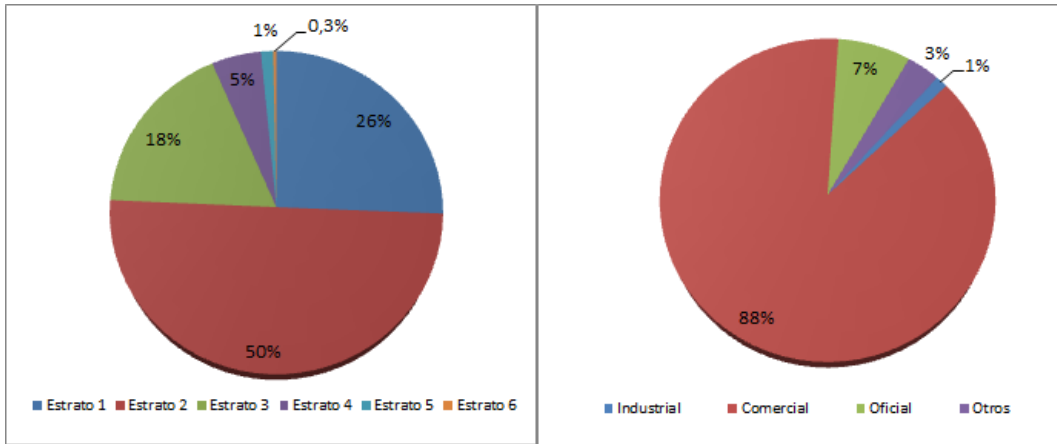
La empresa cuenta dentro de sus manuales de contratación y procesos de gestión de mantenimiento con directrices precisas que exigen el cumplimiento de la Resolución 181294 de agosto 6 de 2008 y anexo general, y en forma específica con la consecución de la certificación plena de instalación en las inversiones que adelante el OR y que se configuren como instalación eléctrica nueva, ampliación o remodelación de las unidades constructivas del STR y SDL operado por Enertolima.

Igualmente la empresa dentro de los requisitos de solicitud de conexión de usuarios requiere los documento necesarios para el cumplimiento del reglamento en lo relacionado con instalaciones eléctricas internas del usuario ya sean provisionales, especiales o básicas teniendo en cuenta las reglas de transitoriedad establecidas en el reglamento.

5. ASPECTOS COMERCIALES

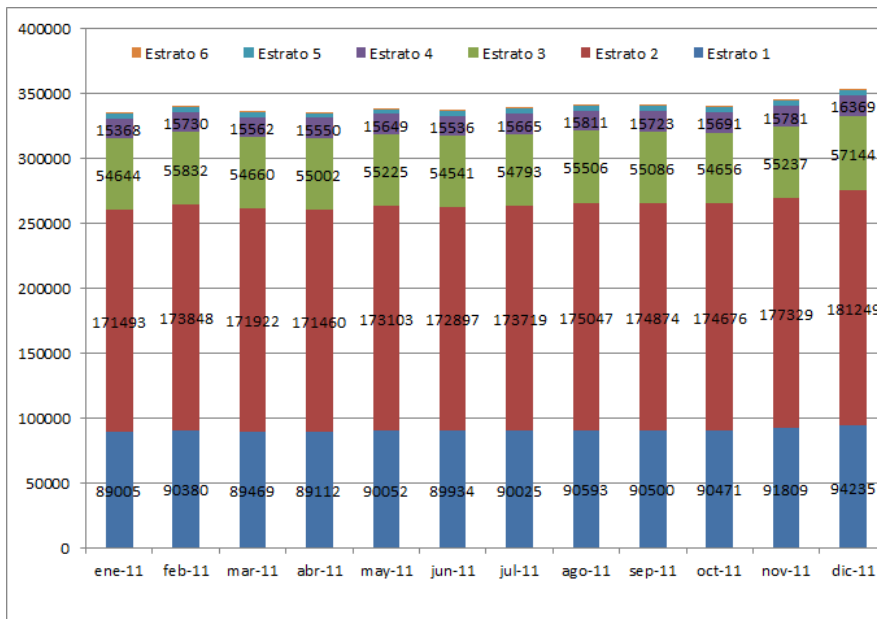
5.1. Evolución en el número de suscriptores

La empresa en promedio durante el año 2011 cerró el año con 392.122,00 usuarios, 8,9% más que en el 2010, de los cuales el 91% se encuentran en la porción del sector residencial y el restante 9% en el sector no residencial, a continuación se presenta la distribución de cada sector pcor estrato y por tipo de usuarios según corresponda:

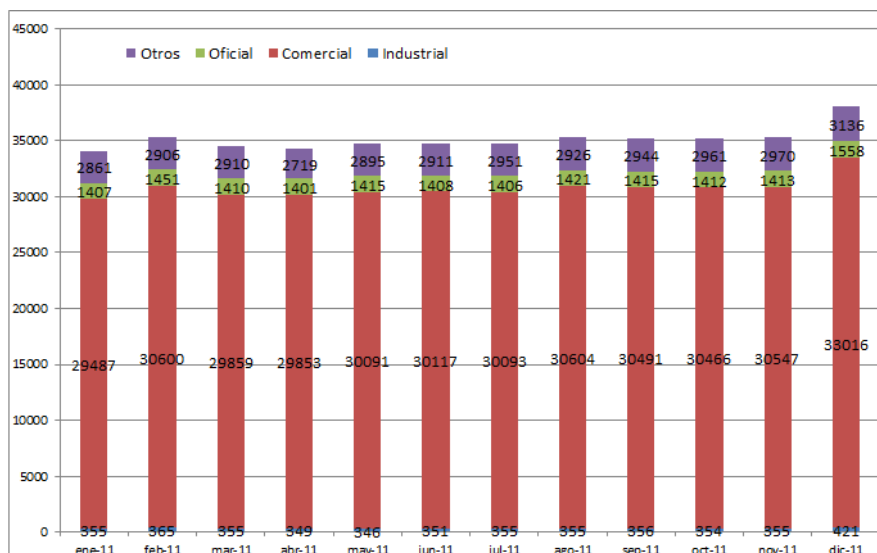


Gráfica 6. Composición del mercado ENERTOLIMA año 2011. Fuente. SUI.

El número de suscriptores reportados al SUI se puede observar en las gráfica7 para el sector residencial y en la gráfica 8 para el sector no residencial, el crecimiento mensual en cada estrato y sector se situó entre el 0,7% y el 1,2% en promedio observando un crecimiento notable para el sector industrial y comercial en el mes de diciembre con respecto al mes de noviembre, con un 18,6% y 8,1% respectivamente, lo que contribuyo a un incremento del 8,1% de los suscriptores en el sector no residencial para el mismo periodo.



Gráfica 7. Evolucion mensual del número de usuarios sector residencial 2011. Fuente. SUI.



Gráfica 8. Evolución mensual del número de usuarios sector no residencial 2011.
Fuente. SUI.

La empresa para el mes de diciembre de 2011 reportó 104 barrios subnormales no embebidos en un área de difícil gestión y un total de 4458 usuarios, con un promedio de 43 usuarios por área y una distribución de máximo de 311 familias atendidas en una sola zona (Barrio San Antonio código zona especial 1569) y un mínimo de una familia atendidas en un barrio subnormal.

Por otro lado la empresa con corte a diciembre de 2011 reportó 598 áreas rurales de menor desarrollo que agruparon 27102 usuarios, lo que arroja en promedio 45 usuarios por zona y una distribución de máximo de 528 usuarios por área (Corregimiento de Herrera código zona especial 215) y un mínimo de un usuario atendió en el área rural.

5.2. Número de empleados

Relación del número de empleados y contratistas y calcular un indicador de empleados por cada 10000 usuarios.

COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A E.S.P	Variables	2009	2010	2011
	Suscriptores [dic-2011]	334797	360007	392122
	Número de Empleados	148	167	178
	Indicador Personalx10000usuarios	4,42	4,64	4,54

Como el indicador solicitado no proporciona mucho análisis, quisimos efectuar una comparación con datos de diciembre de cada año entre las empresas OR que tuviesen un número similar de usuarios, los resultados mostraron que la cantidad de personal de otros OR están muy por encima delo reportado por Enertolima, las razones posibles a considerar:

Las empresas comparadas ejercen más de una actividad en la cadena.

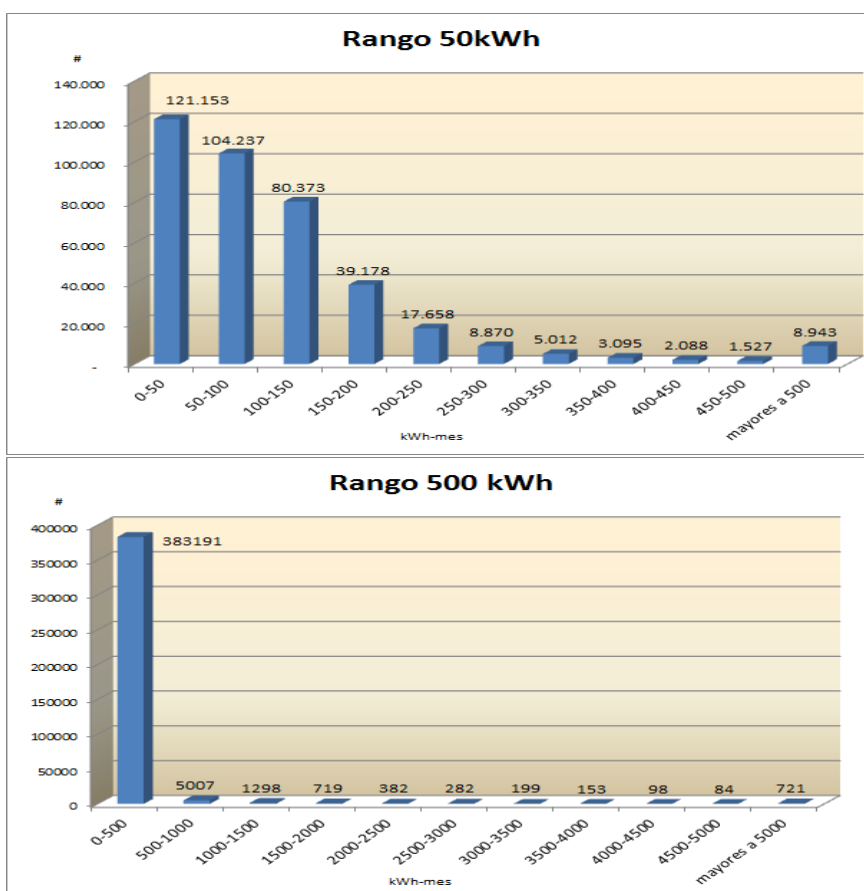
Nariño, Boyacá y Caldas todavía arrastran lastre sindical, si se observa estas siempre tienden a reducir personal al cabo del tiempo. Enertolima tiene un esquema de tercerización de servicios que además de efectivo le permite optimizar número y costos de personal.

Solo hablando del tema de personal el indicador posiblemente no se debe atar a los empleados con los usuarios sino que podrían separarlos por actividad e identificar los kilómetros de red urbana o rural, el nivel de transacciones en el mercado etc.

Por todo lo anterior comparamos los resultados de Enertolima desde el 2009 considerando que el indicador se mantiene estable mientras que tanto los usuarios como los empleados aumentan.

5.3 Consumos

A continuación se discriminan los usuarios por rango de consumo con corte a diciembre de 2011 para pasos de 50 kWh en la grafica 9 y para pasos de 500kWh en la grafica 10. Se puede concluir que el consumo de los usuarios residenciales se concentra en valores que no sobrepasan por mucho al consumo de subsistencia (173kWh), es decir entre los 0-200kwh, con un 91%, y para el sector no residencial con un 68% de la totalidad de usuarios en ese rango. Por su parte en el rango con pasos de 500kWh el 99,4% de los residenciales se agrupan en el escalón inicial mientras que en el sector no residencial lo hace el 82,114%.



Graficas 9 y 10. Número de usuarios por rango de consumo. Fuente. SUI.

5.4 Facturación

La facturación de Enertolima año 2011 presentó un crecimiento de \$53.837 millones correspondiente al 13% con respecto al año 2010, en donde el concepto de energía se incrementó en un 10% con \$26.789 millones, intermediación un 29% con \$15.836 millones, por cargos STR un 13% con \$3.864 millones y otros grupos un 11% con \$2.700 millones.

El valor facturado por energía se incrementó en un 10% (\$26,789 millones), con respecto al mismo periodo del año anterior, en donde el 59% corresponde a consumo con \$15,736 millones y el 41 % a incremento en tarifa \$11.052 millones debido a que en el 2011 el CU creció aproximadamente 25 \$/kWh en comparación con el CU promedio del 2010.

A continuación se presenta la evolución del recaudo mensual por concepto de energía durante el año 2011:

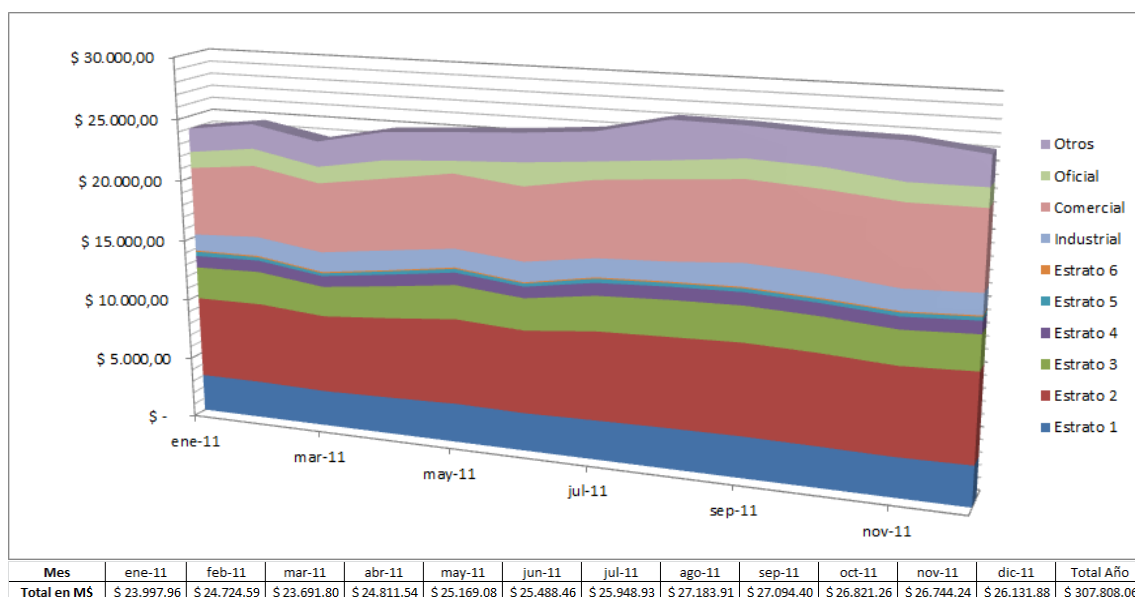


Gráfico 11. Evolución de la facturación mes a mes en 2011. Fuente. SUI.

5.5 Análisis tarifario.

El CU creció aproximadamente 25 \$/kWh en comparación con el CU promedio del 2010. Se observa que en el 2011 la componente de mayor crecimiento fue el costo de restricciones con un 36% respecto al año anterior, ya que estuvo afectada principalmente por las fallas en la infraestructura de transporte. De igual manera también se observó un crecimiento del 17% en la componente costo de pérdidas, luego que la fracción por reconocimiento de pérdidas del nivel de tensión I pasara de 13% a 14.75%. El comportamiento de estas dos componentes se observa en la siguiente gráfica:

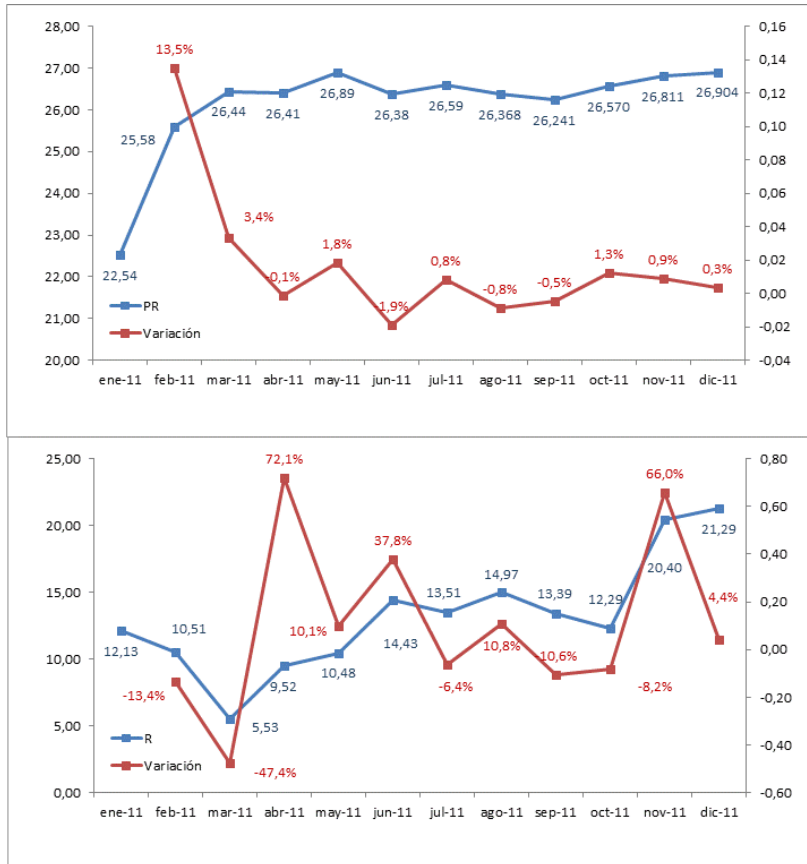


Gráfico 12. Variación de los componentes con mayor crecimiento en el costo. Fuente: ESP.

En la gráfica 13 se muestra la participación de cada componente dentro del CU destacándose el cargo de distribución y el cargo de generación como los costos que más pesan dentro del CU en el nivel de tensión I, con un promedio para el 2011 de 42% y del 32% del total respectivamente.

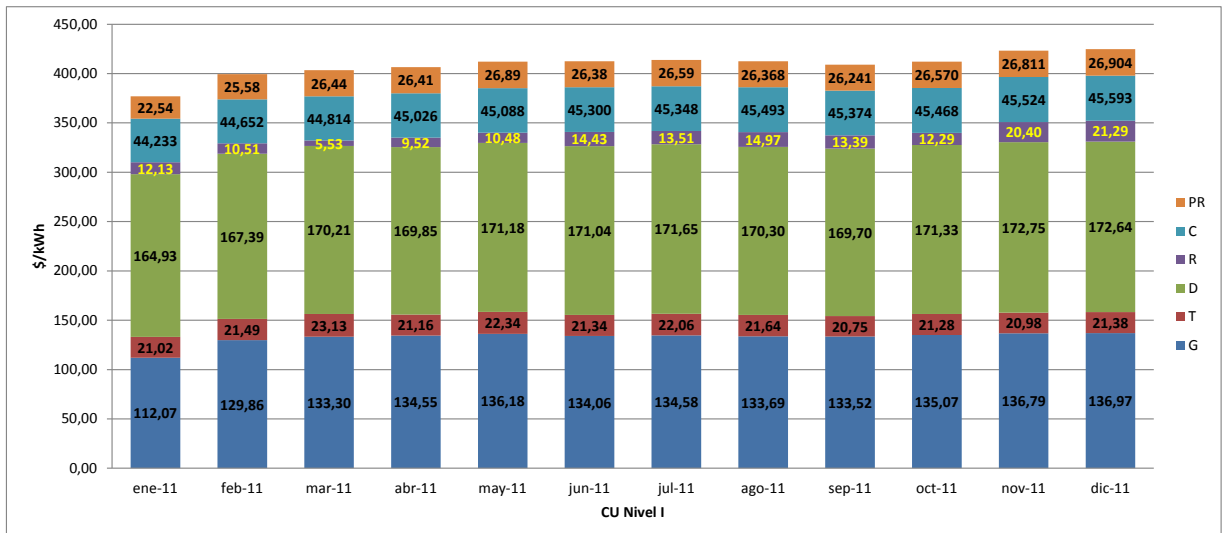


Gráfico 13. Participación de cada variable dentro del CU año 2011. Fuente: ESP.

La empresa según la revisión realizada cumple con los lineamientos de la resolución 186 en relación con la aplicación del IPC al crecimiento de las tarifas del estrato 1 y 2 en el hecho de que en ningún momento se superan los límites del 60% y 50% del costo subsidiado respectivamente.

La empresa es comercializador mas grande del mercado de comercialización no regulado en términos usuarios seguido de Vatia con 57 usuarios, un consumo de 1 GWh/m y una diferencia en el CU con aproximadamente de 39,66\$/kWh por debajo de del OR comercializador; le sigue DICEL con 6 usuarios, un consumo de 109.647 kWh-m y una diferencia en el CU con Enertolima de 30,1\$/kWh por debajo, por ultimo Enertotal con 5 usuarios, un consumo de 95.313 kWh-m y con un CU menor que Enertolima en 55,23\$/kWh³. La empresa al finalizar el año se encontraba en el puesto 7 de los costos unitarios más altas entre los operadores de red del SIN, después de las empresas Ruitoque, Valle del Sibundoy, CHEC, EBBP, EBSA Y EDEQ en su orden, con una diferencia aproximada del 40\$/kWh en relación al más alto.

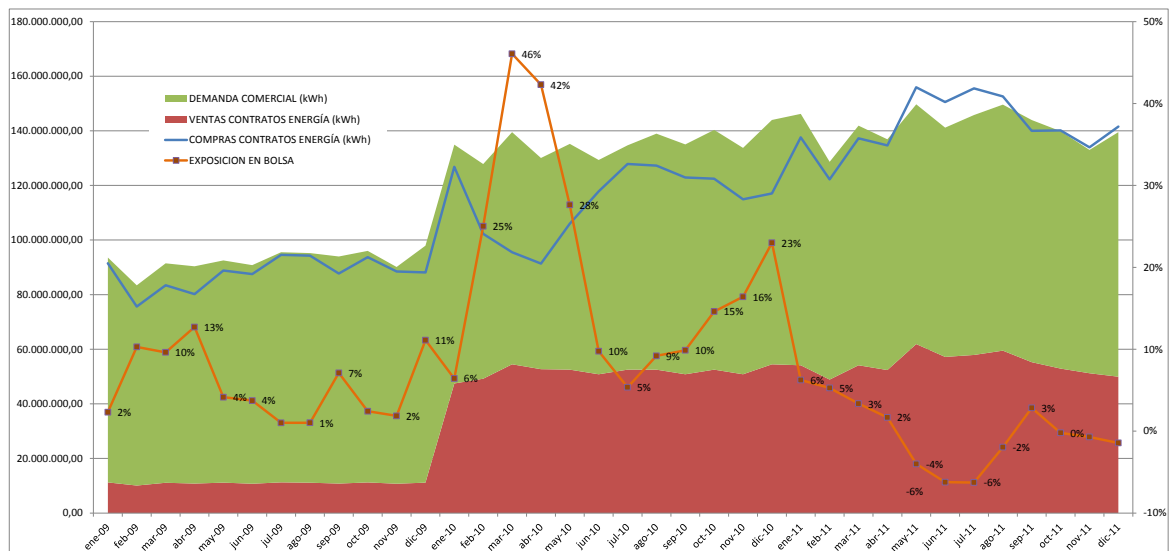
Durante el 2011 la empresa realizó cambios en sus procedimientos, análisis o información base con el objeto de cumplir los siguientes cambios regulatorios:

- Resolución CREG 186 de 2011, Por la cual se da cumplimiento a lo establecido en el Artículo 1º de la Ley 1428 de 2010 por la cual se modifica el artículo 3 de la Ley 1117 de 2006 en relación con la aplicación de los subsidios a los usuarios de estratos 1 y 2 de los servicios de Energía Eléctrica y Gas Combustible por redes de tubería. Como se explico en el aparte anterior esta resolución amplió el término de las reglas para aplicar subsidios a los estratos 1 y 2 hasta diciembre de 2014.
- Resolución CREG 005 DE 2012. Por la cual se modifica la Resolución CREG 122 de 2011 mediante la cual se regula el contrato y el costo de facturación y recaudo conjunto con el servicio de energía, del impuesto creado por la Ley 97 de 1913 y 84 de 1915, con destino a la financiación del servicio de alumbrado público.
- Resolución CREG057-2011 Por la cual se resuelve el Recurso de Reposición interpuesto por la Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 167 de 2010. Esta resolución confirmó los Índices de Referencia de la Discontinuidad aprobados a la Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P, que comenzaron aplicar junto con el esquema de calidad de la resolución CREG 097 de 2008 desde el segundo semestre de 2011.
- Resolución CREG143-2011. Por la cual se señala la contribución que debe pagar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- cada una de las entidades reguladas por el año 2011.
- Resolución CREG158-2011 Por la cual se modifican algunas disposiciones en materia de garantías y pagos anticipados de los agentes participantes en el Mercado de Energía Mayorista. La aplicación de esta resolución se hará en el segundo semestre de 2012.
- Resolución CREG157-2011 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. La aplicación de esta resolución se hará en el segundo semestre de 2012.

³Para la comparación se utilizaron los datos de CU del mes de noviembre de 2011

- Resolución CREG156-2011 Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación. La aplicación de esta resolución se hara en el segundo semestre de 2012.
- Resolución CREG172-2011. Por la cual se establece la metodología para la implementación de los Planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local. Este plan aprobado comenzara a ejecutarse en el año 2012.
- Resolución CREG174-2011. Por la cual se modifica la Resolución CREG 121 de 2007, en relación con la asignación de pérdidas entre Comercializadores Minoristas en un Mercado de Comercialización.

Con el evaluar la dinámica de ventas y compras en el mercado mayorista como primera primer paso se evalúa el comportamiento de la exposición a bolsa de la empresa, calculada como la relación entre la demanda comercial más su venta en contratos de intermediación, sobre la energía cubierta mediante compra de energía en contratos bilaterales, se muestra en la siguiente gráfica:

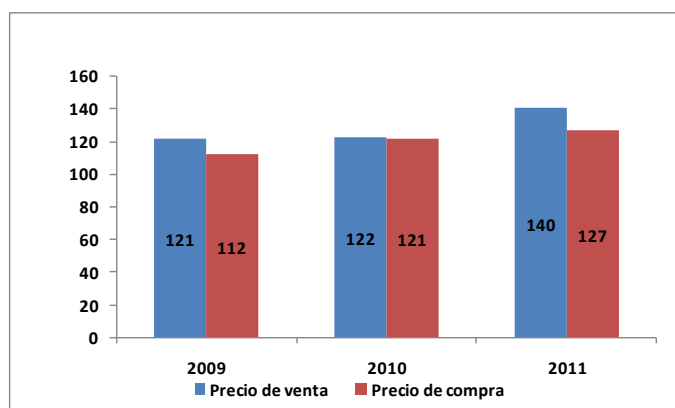


Gráfica 14. Porcentaje de la demanda comercial comprada en bolsa. Fuente. NEON-ESP-SUI.

La empresa durante el 2011, tuvo un promedio de exposición de 0.28% que evidencia la estrategia de la de la compañía de cubrir todas sus transacciones en el mercado incluyendo la intermediación de energía mediante la contratación bilateral. Para el año 2011, la empresa contó con 9 contratos del tipo pague lo contratado con destino a cubrir la demanda del mercado regulado equivalentes a 904.75 GWh/año y 4 contratos del mismo tipo con destino a cubrir la demanda del mercado no regulado equivalentes a 847,69 GWh/año, los cuales brindan la suficiente cobertura a la demanda de sus usuarios en ambos segmentos del mercado.

Las ventas que la empresa ha realizado en bolsa en el 2011 corresponden a 56.29 GWh/año y adicionalmente vendió mediante contratos bilaterales, 655,32 GWh/año realizando intermediación con otros agentes como la Empresa de Energía de Pereira, DICEL y la misma empresa.

En relación con lo anterior, se observa que los precios de venta de la empresa, siempre son superiores tanto al mercado como a sus propios precios de compra en contratos, lo que indica una actitud racional por parte de un agente que realiza la actividad de intermediación.



Grafica 15. Comparación precios de contratos bilaterales. Fuente. ESP.

Dicho lo anterior, la auditoría con base en la información real de ofertas procede a realizar la evaluación financiera del negocio de intermediación, para lo cual es necesario dividir el análisis en dos partes: el negocio de intermediación como tal, teniendo en cuenta únicamente el precio de compra y de venta; y el negocio financiero de los prepagos, el cual debe valorarse desde el punto de vista de los beneficios financieros obtenidos.

Por lo tanto, tomando la información de la gráfica 7, se puede evidenciar claramente que los negocios de intermediación se conciben con un margen de utilidad bruta, el cual para el 2011 es del 10,3%; por otra parte analizando los beneficios financieros se tiene que la tasa mediante la cual ENERTOLIMA obtuvo un apalancamiento del 9,5% EA al 10% EA%, siendo más bajo que las tasas del sector financiero que se ubicaban en cerca del 12% EA. Dadas las tasas del mercado, el negocio fue favorable para las dos partes.

Las conclusiones del análisis realizado al negocio de intermediación son las siguientes:

- Los resultados del análisis no evidencian que el negocio de comercialización de la empresa haya sufrido pérdidas en el 2010 ni en 2011, las cuales no se observan en los estados financieros de la empresa, ni exista una posible inviabilidad financiera o un detrimento patrimonial.
- En concepto de la auditoría y observando la estrategia actual de la empresa de cubrirse en ocasiones por encima del 100% de sus obligaciones de energía, tanto para usuarios finales como en transacciones de intermediación, las operaciones de venta de energía con prepagos anticipados, descuentos financieros basados en el cálculo del valor presente de los pagos futuros del contrato, a tasas de descuento traídas del mercado crediticio; son viables financieramente siempre y cuando la empresa minimice el riesgo de mercado, mediante la contratación bilateral tal como lo ha realizado durante el 2011 y lo tiene proyectado para el 2012 y años subsiguientes.

- Como se infiere de la primera parte de esta respuesta esta auditoría considera que los contratos de intermediación que adelanta la empresa, se ajustan en alcance y cumplimiento de las obligaciones, a la regulación vigente.

Como conclusión final y tal como se mencionó anteriormente, es necesario separar los dos componentes del análisis de los contratos de intermediación; el primero uno financiero y el segundo de orden comercial, en los cuales valga la pena mencionar la empresa obtiene un beneficio. En el ámbito financiero los anticipos y descuentos recibidos y ofrecidos por ENERTOLIMA permiten que la empresa tenga liquidez para su actividad con un apalancamiento por debajo de los costos de capital del mercado financiero. En el aspecto comercial como se observa de las gráficas, el precio de venta siempre es superior al de compra obteniéndose así un margen de intermediación que justifica la actividad en este segmento de mercado. La empresa en concepto de esta auditoría maneja una concepción del negocio acorde con las realidades, regulaciones y riesgos del mercado, posee un cubrimiento suficiente de estas operaciones y de ello obtiene un ejercicio que genera valor para la compañía⁴.

5.6 Subsidios y contribuciones

Según la información de los formatos 2 y 3 de la resolución compilatoria 8055 de 2011 cargados por la empresa al SUI y después de realizar la suma algebraica de las cuentas de facturación y re-facturación de subsidios y contribuciones, la conciliación indica que se otorgaron \$ 64.681.173.245,00 en subsidios a los estratos 1, 2 y 3, y se recaudó por compensaciones la suma de \$ 18.619.909.567,00 de los cuales el 94,5% vinieron del sector no residencial y el 5,5% del sector residencial estratos 5 y 6.

En relación con el estado de la conciliación con los fondos y como última información emitida por el Ministerio de Minas y Energía a diciembre de 2011 se indica que:

- Mediante la resolución MME 182118 se giraron a ENERTOLIMA 370.448.614 millones de pesos con el objeto de cubrir el faltante del aporte social otorgado a sus áreas rurales de menor desarrollo y barrios subnormales.
- En cuanto a la conciliación con el FRSSI, mediante la resolución 181746 del mismo Ministerio, se ordeno el giro de \$26.336.244 Millones de pesos con el objeto de cubrir el déficit parcial de subsidios.

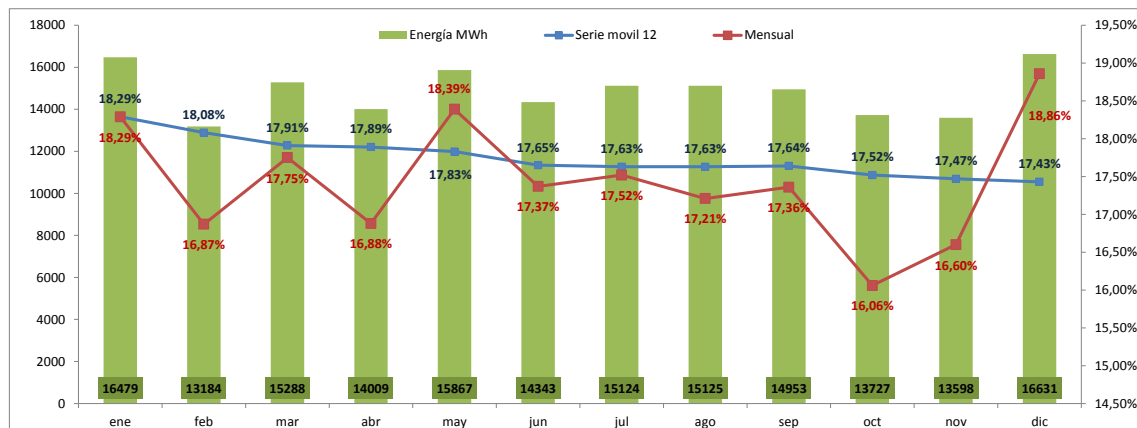
5.7 Pérdidas

La gestión de este indicador está en cabeza de la gerencia de control de energía. La estrategia tiene como objetivo superior disminuir las perdidas por debajo del 13% en 5 años. La estrategia ésta construida sobre la implementación de nuevas tecnologías y un adecuado relacionamiento con la comunidad; a partir de lo cual se desarrollan los procesos de control de conexiones, aseguramiento de la medida, normalización de la red, apoyado en el análisis y segmentación de pérdidas., Enertolima, desde el año 2007, ha centrado sus esfuerzos en la implementación de un plan de reducción de pérdidas no técnicas que adicionalmente impactan en la reducción de las pérdidas técnicas, el cual en su primera fase orientó sus actividades en la ejecución de revisiones de control, normalización de las conexiones de los usuarios y la ejecución de inversiones en remodelación de redes. La segunda fase busca focalizar y localizar las pérdidas mediante la instalación de medida en las subestaciones y macromedida en circuitos, en ramales y transformadores de distribución, con lo cual se obtiene un

⁴Análisis Realizado por la auditoría para dar respuesta al Oficio SSPD 20112200439731.

nivel de precisión óptimo para establecer densidades de pérdidas que permiten un análisis detallado del alcance de las acciones a ejecutar por parte de las cuadrillas de revisión que la empresa tiene disponibles.

Con esa estrategia la empresa ha obtenido resultados que pueden apreciarse en la siguiente gráfica:



Gráfica 16. Pérdidas comerciales 2011. Fuente. ESP.

Al comparar el dato de diciembre de 2011 con respecto a diciembre de 2010, se observó una disminución de 387MW de pérdidas, así como una reducción en 1 punto porcentuales en el indicador móvil.

Durante el año 2011, se adelantaron las siguientes actividades:

- ✓ Se ejecutaron 14.209 obras de normalización de medida directa
- ✓ Se cambiaron 25.057 medidores, el 79% por avance tecnológico.
- ✓ Se instalaron y comunicaron medidores por el lado de baja de los ATR Mirolindo.
- ✓ Se instalaron medidores de respaldo en el lado de envío de las fronteras Regivit, Neiva (2) y del lado de llegada de Guaca (2).
- ✓ Cambio de los medidores de las fronteras por 34.5 kV con EEC en la S/E Flandes y comunicación de los medidores de respaldo, igualmente se comunicaron los respaldos a 13.2 kV en la misma subestación.
- ✓ Se invirtieron 4.763 millones de pesos en remodelación de redes.

En cinco años la empresa ha reducido su indicador de pérdidas en aproximadamente 8 puntos porcentuales desde 2007 y las acciones que sigue ejecutando con base en su esquema administrativo, su plan de recuperación y las herramientas de análisis proyectan una reducción sustancial de este parámetro para los próximos años, la meta de la empresa es tener un nivel de pérdidas inferior al 13%. Lo anterior aunado a la decisión regulatoria mediante la resolución CREG 172 de 2011 de reglamentar y reconocer los costos de un programa de reducción de pérdidas no técnicas, le dan a Enertolima la capacidad de seguir gestionando este aspecto y lo incentivan a desarrollar mayores esfuerzos en la consecución de la meta interna y regulatoria de pérdidas.

5.8 El nivel de satisfacción del usuario (NSU)

Tal y como lo hizo en el año 2010 la empresa participó en la Encuesta Regional de Satisfacción de Clientes 2011, realizada entre usuarios de 13 países y con la participación de 55 compañías del sector en Suramérica y Centroamérica, esto con el objeto de medir el Índice de Satisfacción del Cliente con la Calidad Percibida (ISCAL) bajo la metodología acompañamiento de la Comisión de Integración Energética Internacional CIER.

Es importante resaltar que ENERTOLIMA fue galardonada por el premio COCIER al obtener la mayor evolución del ISCAL, en la categoría de empresas que atienden hasta 500 mil consumidores, al pasar su índice al 66.2 resultado 2011, frente a 44,8 obtenido en 2010.

Los índices, resultado de la encuesta, se generan a través de la evaluación de 33 atributos. Los atributos se agrupan por similitud en áreas, como se muestran a continuación junto con los resultados de la encuesta realizada a ENERTOLIMA en 2010 y 2011:

ENERTOLIMA-CO - Margen de error: 5%				
Atributos	Índice 2010	Índice 2011	Diferencia (2011 - 2010)*	IAOP*
IAC - ÍNDICE DE APROBACIÓN DEL CLIENTE	66,1	72,5	6,4	9,7%
IDAR - SUMINISTRO DE ENERGÍA	61,0	70,7	9,7	15,9%
IDAT - Sin interrupción	68,3	76,9	8,6	12,7%
IDAT - Sin variación de voltaje	59,1	66,0	6,9	11,6%
IDAT - Rapidez en la reincorporación cuando falta	55,4	69,1	13,7	24,7%
IDAR - INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN	37,7	56,3	18,6	49,2%
IDAT - Notificación previa de interrupción	40,5	54,1	13,6	33,5%
IDAT - Uso eficiente	39,9	61,5	21,6	54,2%
IDAT - Riesgos y peligros	38,2	60,8	22,6	59,2%
IDAT - Derechos y deberes	32,1	48,6	16,5	51,4%
IDAR - FACTURA DE ENERGÍA	42,6	65,4	22,8	53,5%
IDAT - Plazo entre el recibo y el vencimiento	42,4	56,3	13,9	32,7%
IDAT - Factura sin errores	39,4	64,6	25,2	63,9%
IDAT - Facilidad de comprensión	43,0	64,7	21,7	50,5%
IDAT - Locales para el pago	53,7	82,0	28,3	52,7%
IDAT - Fechas para el vencimiento	34,4	59,2	24,8	72,2%
IDAR - ATENCIÓN AL CLIENTE	43,0	67,8	24,8	57,6%
IDAT - Facilidad para contactarse	46,7	73,8	27,1	57,9%
IDAT - Tiempo de espera hasta ser atendido	44,1	64,5	20,4	46,2%
IDAT - Duración del tiempo de la atención	40,7	63,1	22,4	55,1%
IDAT - Autonomía/ flexibilidad del atendiente	44,5	68,2	23,7	53,4%
IDAT - Conocimiento sobre el tema	46,4	73,3	26,9	58,0%
IDAT - Claridad en la información	45,2	70,5	25,3	55,9%
IDAT - Calidad de la atención	45,1	74,4	29,3	65,0%
IDAT - Plazo informado	39,4	67,9	28,5	72,3%
IDAT - Solución definitiva del problema	37,4	60,6	23,2	62,1%
IDAT - Cumplimiento de los plazos	42,3	61,9	19,6	46,4%
IDAR - IMAGEN DE LA EMPRESA	39,0	68,0	29,0	74,3%
IDAT - Respeto los derechos de los clientes (humana)	39,1	70,4	31,3	80,2%
IDAT - Correcta con sus clientes (justa)	37,3	65,6	28,3	75,8%
IDAT - Invierte para proveer energía de calidad	40,9	69,6	28,7	70,1%
IDAT - Informa a sus clientes respecto a su actuación	36,7	64,7	28,0	76,2%
IDAT - Se ocupa de evitar hurtos/robos	44,6	72,7	28,1	62,9%
IDAT - Ofrece atención sin discriminación	42,1	71,6	29,5	70,0%
IDAT - Dispuesta a negociar con sus clientes (flexible)	35,6	67,1	31,5	88,5%
IDAT - Preocupada por el medioambiente	35,6	62,3	26,7	75,0%
IDAT - Preparada para situaciones de emergencia		64,4		
ISCAL - ÍNDICE DE SATISFACCIÓN DE LA CALIDAD PERI	44,8	66,2	21,4	47,8%

Tabla 8. Resultados índices ENERTOLIMA por atributos. Fuente. ESP.

La metodología que la encuesta CIER de Satisfacción del Cliente Residencial de Energía Eléctrica utiliza para generar los índices de resultados se muestra a continuación:

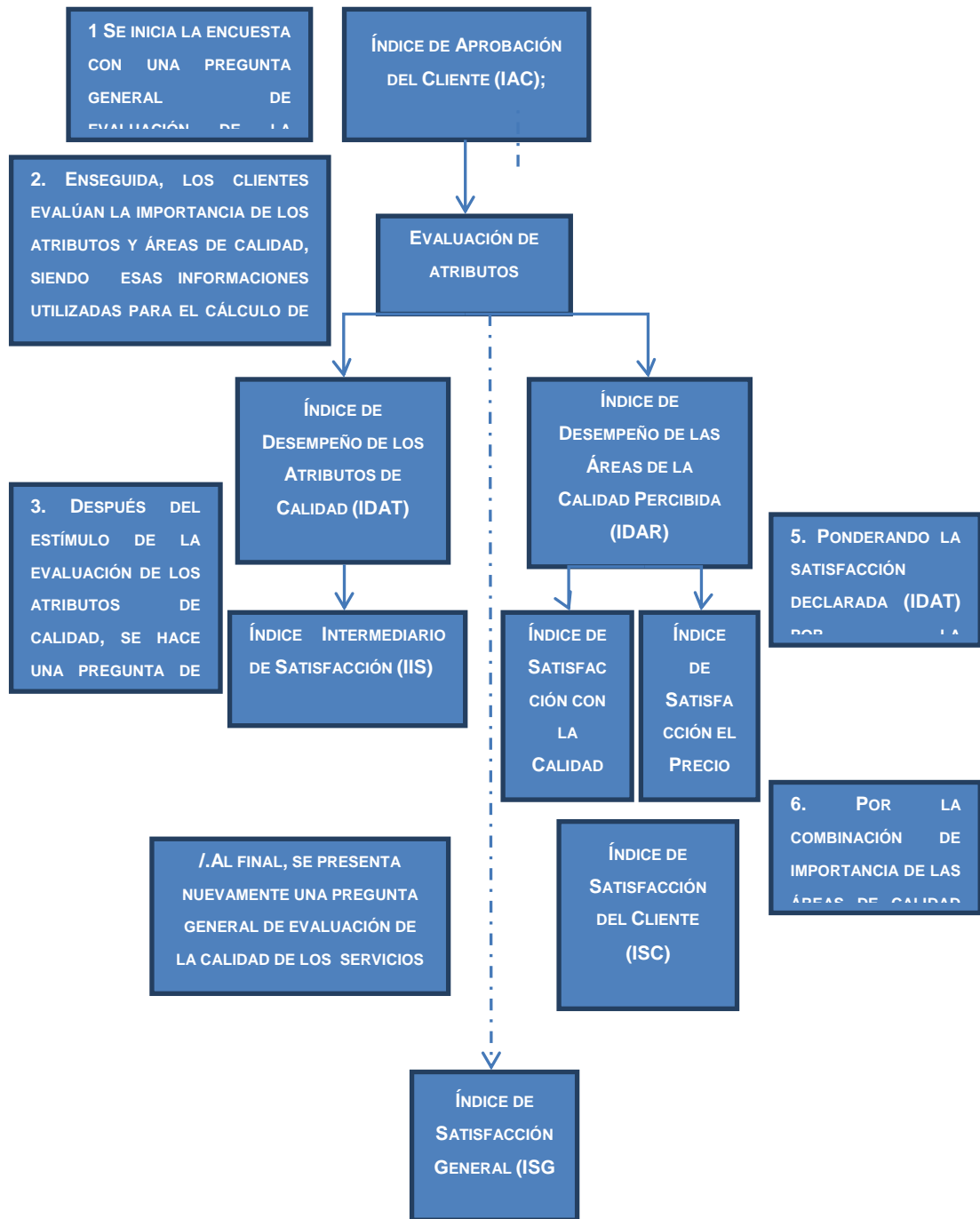


Grafico 17. Metodología índices CIER. Fuente. ESP.

El ISCAL es la expresión del resultado de la ponderación entre el total de clientes SATISFECHOS y MUY SATISFECHOS con cada atributo de calidad (los IDATs,

obtenidos en la Encuesta de Satisfacción) y la importancia relativa de cada uno de ellos en el total global (resultados recolectados en la Encuesta de Importancia).

Enertolima creció en todos y cada uno de los atributos evaluados demostrando que la estrategia de visualización de la gestión que realiza ante los usuarios está dando resultado y la percepción de satisfacción con el servicio que presta la empresa entre sus usuarios es aceptable y va mejorando.

5.9 Atención al cliente.

La empresa posee 8 CAICES (Centros de Atención Integrada a Clientes de Enertolima) permanentes, tres en el área urbana de Ibagué y 5 diseminados por geografía del departamento en los municipios de Espinal, Melgar, Chaparral y Honda. Desde marzo de 2010, la empresa inició una modalidad de atención al cliente: la de CAICE semipermanente, en donde el centro de atención está abierto alrededor de quince días, ya sea en la primera o segunda quincena del mes, esto dependiendo de la programación en la facturación. La empresa también provee atención por medio de CAICES itinerantes los cuales tienen a su cargo los municipios que no posee ninguno de los anteriores esquemas. Los municipios que están siendo atendidos en la modalidad de permanentes son: Venadillo, Guamo, Lérída y Purificación, estos dos últimos pasaron de tener un CAICE permanente a uno semipermanente justificado este cambio por el volumen y periodicidad del flujo de usuarios que se observaron en vigencias anteriores. Con esta estrategia de atención la empresa procura tener visibilidad entre los usuarios de cada una de los municipios atendidos.

Adicionalmente la empresa posee un convenio con el sistema de apuestas Gana Gana su red se apto, que permite que la posibilidad de pago oportuno, que también puede ser hecho por medios electrónicos y bancos tradicionales, llegue al la totalidad de los usuarios rurales ya que esta red tiene cubrimiento departamental.

A continuación se presente el detalle de las causales de Peticiones y quejas y reclamos durante el 2011 mediante un diagrama de pareto que identifica la causa de actuación del usuario ante la empresa, que presento con mayor frecuencia durante el año:

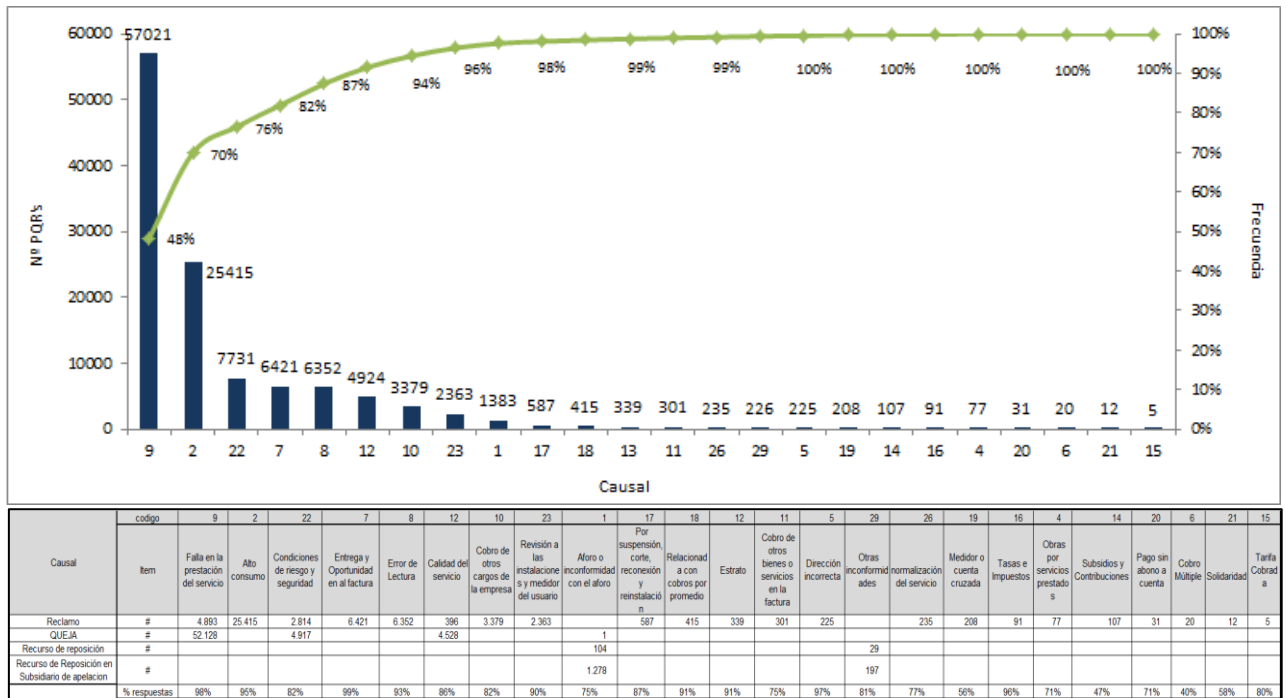


Gráfico 18. Frecuencia de causales en las PQR's 2011. Fuente: SUI.

Como se puede observar la causal de mayor incidencia durante el año 2011 fue el de falla en la prestación del servicio (9) con 57,021 oficios, que en un 91% fueron clasificados como quejas y se debieron a interrupciones en el servicio ya sea el STR-SDL o en el predio del usuario afectado que interpuso la queja y daños o hurtos del transformador de distribución. La empresa accedió en más del 95% de sus respuestas, utilizando para la reparación del usuario, los mecanismos definidos en el artículo 137 de la Ley 142 de 1994, que en su mayoría descansan en cuanto a su desarrollo técnico en la compensación del esquema calidad del servicio emitido por la CREG de forma general en las resoluciones 070 de 1998 y 097 de 2008.

La siguiente causal más frecuente en el año fue la de alto consumo (2) con 25415 oficios que son exclusivamente reclamaciones. Para esta clasificación la empresa ingresa las reclamaciones inherentes al consumo facturado, por una variación en consumo (alto o bajo) u ocasionado por un error en la aplicación de las lecturas o porque no se toman las lecturas. Vale la pena añadir que en solo el 9% de las reclamaciones fueron accedidas las pretensiones del usuario.

Por otro lado la causal 29 en donde se agrupan las otras inconformidades se comporta marginalmente, que tal como advierte la resolución, debe ser utilizada esta clasificación de causas. Se recibieron en la empresa 225 oficios de este tipo, las cuales se concentran en los recursos de reposición, o recursos subsidiarios de apelación. Dentro de las causales que la empresa diseñó para su propio seguimiento interno, todos los recursos de reposición con su apelación son reclasificados en la información SUI como otra inconformidad, excluyendo los relacionados con la causal 1 ya que la clasificación interna de la compañía es la misma que se define en el formato 15.

6 EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Proceso de refinanciación AVAL. La compañía recibió de grupo AVAL una propuesta de refinanciación que fue aceptada el 27 de marzo de 2012 y que adjuntamos a este informe para su conocimiento. A la fecha de la auditoría, falta todavía el documento de cierre de la operación que permita evidenciar la razón por la cual ENERTOLIMA no efectuó el pago de la cuota de capital correspondiente a febrero de 2012, imputable al crédito nuevo porque este lo que hace es refinanciar lo vigente. Cabe anotar que si bien falta el documento en mención, la propuesta de financiación aceptada por ENERTOLIMA es por un valor de \$105.125.000 que corresponden al saldo de la obligación total sin referirse en ningún momento a que esta se encuentre en mora.

Matriz de riesgo. El auditor calificó el nivel de riesgo con **B**. Siendo la gestión de los recursos calificado con 3 porque representa el riesgo más alto para la compañía.

Indica que es perentorio que los supuestos para conseguir los recursos de crédito, bien sean de un banco local o de la banca extranjera, se cumplan en el corto plazo. Aunque la compañía tiene sendos controles para verificar que no haya detrimento en la consecución de recursos en este caso específico no son muy eficaces porque no depende de la compañía gestionarlos.

La compañía tiene definida una política para la gestión de riesgos que se viene actualizando desde 2011, ahí diagnosticaron algunos riesgos como: cálculo de tarifas, compra y venta de energía. A partir de allí, el Comité de Administración de Riesgos determinó la necesidad de revisiones prioritarias para colocar mayores controles a riesgos críticos.

Los resultados operacionales para ENERTOLIMA en el 2011, comparados con el año anterior, son buenos, ya que dicha utilidad fue mayor a la presupuestada, generada por mayores ingresos dados por nuevos clientes y estrategias de mercado, los costos y gastos se mantienen y actúan de acuerdo con las variaciones que las afectan. La utilidad operacional ascendió a 62.222 millones, mayor en 6,02% a la del periodo anterior.

Aunque la Empresa tiene necesidades en su flujo de caja, debido al pago de sus obligaciones financieras y el gasto financiero que esto conlleva, ha venido realizando inversiones con las cuales considera obtendrá beneficios futuros. Para mejorar esta situación, la administración luego de un arduo trabajo, tiene muy adelantado el proceso de reestructuración de pasivos iniciado desde el periodo 2010, a marzo de 2012 en concreto se tienen dos opciones con entidades financieras, en el exterior con UBS y en el país, con el Grupo AVAL, posibilidades que por efectos externos a la Empresa, no han sido posible concluir, la primera opción en revisión de las garantías y coberturas y la segunda, con una oferta en firme de parte del Grupo AVAL, avanzados en la etapa de emisión del documento final de crédito.

Los resultados de los indicadores son positivos y se ajustan a la realidad de la Empresa.

En opinión de la AEGR *“...ENERTOLIMA S.A. E.S.P. debido a su estructura de gestión e infraestructura, a la excelente gestión financiera, técnica, comercial y buen manejo de los recursos, es una Empresa con una impecable operación, lo cual permite generar utilidad*

VG-F-004

operacional mayor a la presupuestada y a su vez realizar inversiones en aras de obtener futuros beneficios; es una empresa viable a nivel operacional... Debido a la reciente oferta de refinanciación de Grupo AVAL... se evidencia en sus proyecciones alivio en el flujo de caja de los próximos años, por lo tanto la Empresa tendría viabilidad financiera, condicionada al cierre de dicho contrato, el cual en su momento deberá ser analizado con sus condiciones de negociación definitivas a partir del cierre de la operación, desde el momento que suceda y con las condiciones finales, con el fin de determinar el plazo para dicha viabilidad y los beneficios actuales y futuros que conllevaría”

El auditor indica que la empresa ha dado cumplimiento a la regulación vigente, aunque hay algunas diferencias en la fuente de información al momento del cálculo de los indicadores comerciales, que no afectan la prestación del servicio ni a los usuarios y sus consumos.

Se sugirió un análisis profundo de cada caso y luego solicitar el remplazo de la información en el SUI, aun cuando esta no afecta de manera negativa los usuarios, pero si afecta los cálculos de la empresa.

En cuanto a la información de 2011 que se debe cargar en 2011 como PUC, cuentas por cobrar y por pagar, Costos ABC y las proyecciones financieras se cargaron en las fechas exigidas febrero 15 y 28 respectivamente de 2012, aun a pesar que la resolución 3545 de 2012 amplió los plazos para hacerlo; pues a la fecha de emisión de la resolución en febrero 14 ya estaban listos los archivos para el cargue. La información utilizada para la elaboración de los indicadores y los comentarios pertinentes, fue la cargada al SUI, la cual a su vez tomó ENERTOLIMA S.A. E.S.P. como base para la elaboración de las proyecciones financieras.

De acuerdo con los radicados 2012-529-020154-2 de la Superintendencia de Servicios Públicos y 2012-003579 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, el día 27 de abril de 2012 fue radicado el informe original de Costos AO&M, encontrándose dentro del plazo para su presentación según la regulación vigente y las resoluciones 039 y 051 emitidas por la CREG.

7. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Con respecto a la calidad de la información reportada al SISTEMA UNICO DE INFORMACIÓN (SUI), la empresa presenta (1) formato aun no reportados correspondientes al año 2011.

Información Pendiente					
COD_FORMATO	NOMBRE DEL FORMATO	ESTADO	ESTADO	PERIODO	AÑO
1026	INFORMACIÓN BASICA DE CIRCUITOS E INTERRUPTORES - TRANSFORMADORES VARIOS MERCADOS	P	PENDIENTE	1	2011

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La compañía ha obtenido una gestión destacada en sus resultados operacionales, dado que el manejo de su carga operativa se ha tornado eficiente desde el proceso de capitalización. Lo anterior producto de los esfuerzos y cumplimiento de planes de mejoramiento en años anteriores. Esto

VG-F-004

también generó un efecto positivo en la ejecución de su plan de inversiones, y una remuneración óptima del mismo vía tarifa y aprobación de cargos de distribución.

- Se evidencia una mejora considerable en la oportunidad y calidad del cargue de la información al SUI, con respecto a años anteriores. No obstante la SUPERSERVICIOS deberá tomar acciones en relación al formato pendiente.
- Se destaca el Acuerdo de Mejoramiento suscrito entre la Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P. y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, dado que es una herramienta que permite a la Entidad de Control y Vigilancia realizar un seguimiento más cercano al Operador, garantizando la continuidad y eficiencia del servicio de energía eléctrica a los usuarios del departamento de Tolima.
- Se recomienda hacer un seguimiento a la ejecución de las compensaciones económicas que deberá realizar la empresa por baja calidad del servicio durante el año 2012.