

**INFORME DE GESTIÓN  
TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.**



**Libertad y Orden**

**Prosperidad  
para todos**

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

VG-F-004

Página 1 de 28

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA.....</b>	<b>3</b>
1.1. CONFORMACIÓN DE LA EMPRESA.....	3
1.2. JUNTA DIRECTIVA .....	3
1.3. ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA.....	5
<b>2. ACCIONES DE LA SSPD .....</b>	<b>5</b>
<b>3. ASPECTOS FINANCIEROS.....</b>	<b>6</b>
3.1. HECHOS RELEVANTES DEL ÚLTIMO AÑO: .....	6
3.2. BALANCE GENERAL .....	6
3.3. ESTADO DE RESULTADOS .....	10
3.4. INDICADORES FINANCIEROS .....	12
<i>Rentabilidad Operacional</i> .....	12
<i>Liquidez</i> .....	13
<i>Deuda</i> .....	13
3.5. ANÁLISIS Y CONCLUSIONES SOBRE EL DESEMPEÑO FINANCIERO DE LA EMPRESA	
15	
<b>4. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS.....</b>	<b>15</b>
4.1. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA: .....	15
4.2. INVERSIONES. ....	17
4.3. MANTENIMIENTOS Y OPERACIÓN.....	18
4.4. ASPECTOS AMBIENTALES .....	27
<b>5. ASPECTOS COMERCIALES.....</b>	<b>27</b>
<b>6. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN.....</b>	<b>27</b>
<b>7. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI.....</b>	<b>28</b>
<b>8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>28</b>

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN GENERADOR**  
**TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.**  
**TEBSA S.A. E.S.P.**  
**ANÁLISIS 2011**

**AUDITOR: Gestión Futura Auditores S.A.S.**

**1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA**

Termobarranquilla S.A. Empresa de Servicios Públicos cuya sigla es TEBSA S.A. (E.S.P.), es una empresa de servicios públicos de carácter privado, fue constituida el 14 de octubre de 1994, mediante escritura pública 1.994 otorgada en la Notaría Única de Soledad- Atlántico. Su domicilio es el municipio de Soledad en el departamento del Atlántico. Su duración es indefinida y su objeto social comprende la generación y comercialización de energía eléctrica y la prestación de servicios conexos a estas actividades. Durante 2011 TEBSA no modificó su objeto social.

**1.1. Conformación de la empresa**

<b>CONCEPTO</b>	<b>EXPLICACIÓN</b>
<b>TIPO SOCIEDAD</b>	ANONIMA, EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS
<b>RAZON SOCIAL</b>	TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.
<b>SIGLA</b>	TEBSA S.A. E.S.P.
<b>AREA DE PRESTACIÓN</b>	DEPARTAMENTO DE ATLÁNTICO, MUNICIPIO DE SOLEDAD
<b>ACTIVIDAD QUE DESARROLLA</b>	GENERADOR
<b>FECHA DE CONSTITUCION</b>	OCTUBRE 14 DE 1994
<b>NOMBRE DEL GERENTE</b>	LUIS MIGUEL FERNANDEZ ZAHER
<b>ESTRUCTURA DEL MERCADO</b>	LA EMPRESA ES GENERADOR

**1.2. Junta directiva**

<b>REPRESENTANTES</b>	<b>CARGO</b>
<b>ANDRES RAFAEL YABRUDI LOZANO</b>	<b>MIEMBRO PRINCIPAL</b>
<b>RONALD HOWARD MUNEVAR</b>	<b>MIEMBRO PRINCIPAL</b>
<b>CIRO ALBERTO MENDEZ SAMPAYO</b>	<b>MIEMBRO PRINCIPAL</b>
<b>EDUARDO DAMIAN VILLAREAL</b>	<b>MIEMBRO PRINCIPAL</b>
<b>LUC GERARD</b>	<b>MIEMBRO PRINCIPAL</b>

VG-F-004

<b>REPRESENTANTES</b>	<b>CARGO</b>
<b>ERICK WEHDEKING ARCIERI</b>	<b>PRIMERO SUPLENTE</b>
<b>RUBEN DARIO RODRIGUEZ ALVAREZ</b>	<b>PRIMERO SUPLENTE</b>
<b>FELIPE IRRAGORI LONDOÑO</b>	<b>PRIMERO SUPLENTE</b>
<b>JUAN ALBERTO FERNANDEZ DAVILA</b>	<b>PRIMERO SUPLENTE</b>
<b>MIGUEL DE POMBO ESPECHE</b>	<b>PRIMERO SUPLENTE</b>
<b>GERARDO GENTIL OBREGON</b>	<b>SEGUNDO SUPLENTE</b>
<b>KAREN ENRIQUEZ LEAL</b>	<b>SEGUNDO SUPLENTE</b>
<b>GERARDO GENTIL OBREGON</b>	<b>SEGUNDO SUPLENTE</b>

En la Junta Directiva se nombraron nuevos miembros de Junta Directiva según actas No. 40 de asamblea de accionistas de marzo de 2011 y 41 del mismo órgano de fecha mayo de 2011. Estos fueron reportados en el RUPS.

En relación con la composición accionaria, TEBSA contaba con los siguientes accionistas a diciembre 31 de 2011:

<b>ACCIONISTA</b>	<b>ACCIONES</b>	<b>%</b>
GECELCA	61.864.972	42,51%
GOLDEN GATE ENERGY INVESTMENTS LTD.	83.439.850	57,34%
GPUi Colombia Ltda.	63.072	0,04%
DISTRAL TERMICA C.A.(EMA)	63.072	0,04%
LANCASTER STEEL CO, INC.	84.151	0,06%
<b>TOTAL</b>	<b>145.515.117</b>	<b>100,00%</b>

En la representación legal no se presentaron novedades frente al año 2010 período en el cual fue nombrado como presidente y representante legal a Luis Miguel Fernández Zaher, según acta 152 de septiembre de 2010, registrada con 163.256 de octubre 14 de 2010 de la Cámara de Comercio de Soledad.

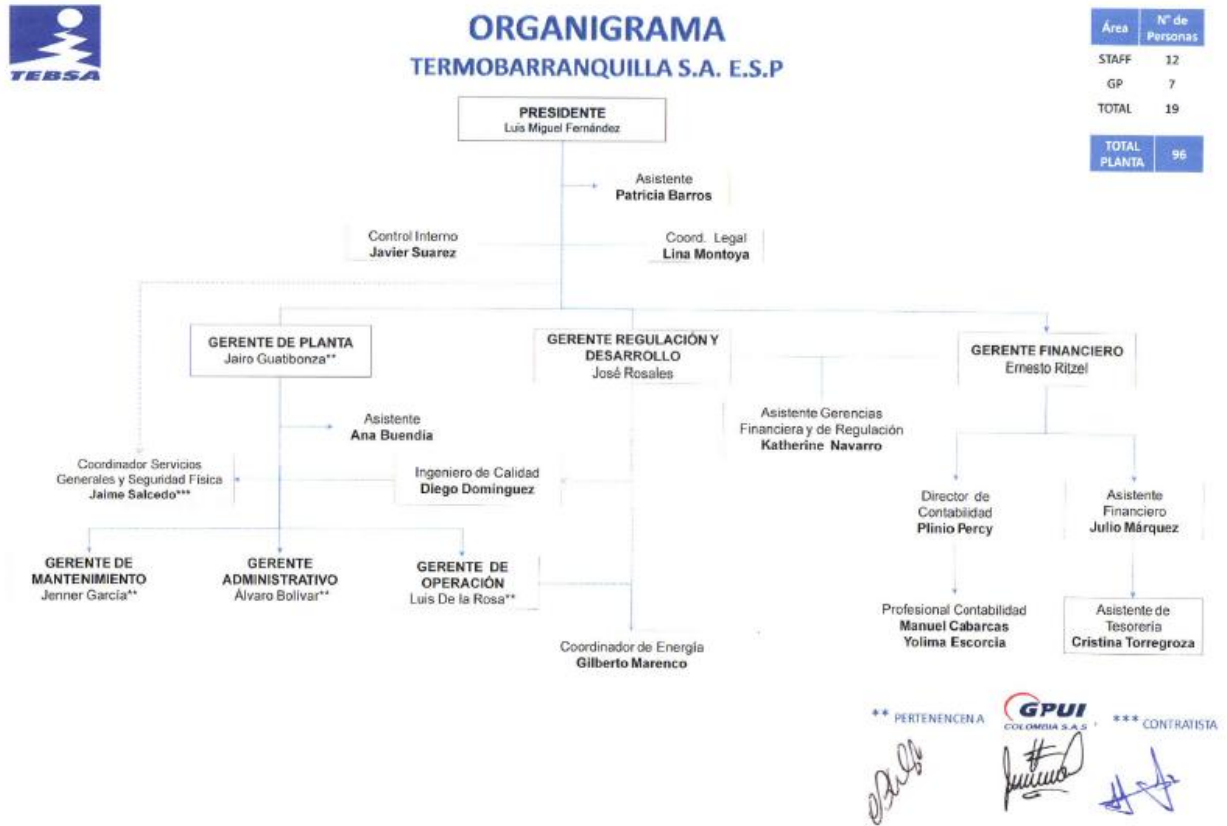
En 2011 mediante acta 158 del 29 de marzo de la Junta Directiva, se registraron los nombramientos de Ernesto Ritzel Feske como primer suplente del presidente y José Rosales M. como segundo suplente del presidente.

TEBSA SA ESP suscribió desde el 23 de Abril de 2004 una convención colectiva de trabajo con el SINDICATO DE TRABAJADORES DE LA ELECTRICIDAD DE COLOMBIA –SINTRAEECOL. La convención duró hasta el 31 de Diciembre de 2007 y ha sido ratificada por la nueva administración, que respeta los principios de la institución sindical. Durante 2011 la nueva administración calificó el PIT con un porcentaje del 20%, esto quiere decir que se remuneró al personal en dicho valor según 8 indicadores y de acuerdo con las tablas de metas individuales y grupales.

VG-F-004

La compañía ha venido trabajando estrategias fundamentales desde el cambio de accionistas, cuya visión de futuro apunta a definir las acciones ejecutables una vez termine el PPA suscrito con GECELCA, en 2016.

### 1.3. Organigrama de la empresa



En relación con el personal, a diciembre 31 de 2011 TEBSA tenía:

TOTAL PERSONAL DIRECTO	TOTAL PERSONAL INDIRECTO		TOTAL PERSONAL ACTIVO
	APRENDICES	TEMPORALES	
92	3	2	97

De los 92 empleados directos, 51 están adscritos a la convención colectiva. Entre el personal retirado se encuentran 60 personas de las cuales 55 son pensionados y 5 rentistas de capital

### 2. ACCIONES DE LA SSPD

Durante el año 2011 no se realizaron visitas técnicas a la empresa AES CHIVOR & CIA S.C.A. ESP y en la Dirección de investigaciones de Superintendencia Delegada

VG-F-004

para Energía y Gas Combustible no cursa ninguna investigación por incumplimiento a la regulación vigente.

### 3. ASPECTOS FINANCIEROS

#### 3.1. Hechos Relevantes del último año:

El capital de la sociedad según el certificado de existencia y representación legal No. 03-10001935-193219 de enero de 2012 era:

CAPITAL AUTORIZADO	\$153.000.000.000
CAPITAL SUSCRITO	\$145.515.117.000
CAPITAL PAGADO	\$145.515.117.000

El capital autorizado es de 153.000.000.000 acciones a \$1.000 cada una.

#### 3.2. Balance General

El patrimonio representa el 42,21% del activo total, para el año 2011, esta mejoría se evidenció porque no existe proporcionalidad entre la disminución del activo total al margen de 1% y del Patrimonio del 24,68%.

Para el 2011, el Activo total en TEBSA S.A. E.S.P. es de \$574.634.540, frente al del periodo 2010 de \$582.039.791., es menor en 1,27% principalmente por los rubros de inventarios, gastos pagados por anticipado y diferidos. Estas disminuciones se compensaron con los rubros del activo corriente como el efectivo, inversiones y otros deudores, las cuales aumentaron. La participación del activo corriente frente al total es del 13,31%

La propiedad, planta y equipo de Termobarranquilla, creció un 0,85% respecto al año 2010 con un monto de \$ 634.740.571.944 pasando a \$ 640.114.884.344 en el 2011.

La cartera de Termobarranquilla asciende a un monto de \$16.972.771

INDICADOR	CONCEPTOS	BASES 2011	2.011	2.010	DIFERENCIA
Rotación Cuentas por Cobrar (Días)	Cuentas por Cobrar	57.004.950.551,00	44,94	56,77	-11,83
	Ingresos Operacionales	463.017.459.320,00			

VG-F-004

El resultado del indicador obtenido en TEBSA para el 2011 fue menor al 2010, cumpliendo con el referente y siendo consecuente con la realidad de la empresa, puesto que el contrato PPA, firmado con Gecelca, estipula que los pagos deben realizarse a los 60 días de presentada la factura y aunque en ocasiones se han presentado desviaciones, durante el periodo 2011 se cumplió dicho término.

Los días de la rotación de las cuentas por cobrar disminuyeron, permitiendo obtener mayor flujo de caja por este concepto.

El ingreso operacional fue menor en el periodo al margen de 3%, debido a que el contrato PPA, con Gecelca (único cliente), presenta menor remuneración para este periodo, efecto de la tasa de cambio.

#### Estructura del Capital

	2009	2010	2011	Var 09-10	Var 10-11
<b>ACTIVO</b>	<b>617.428.513.615</b>	<b>582.039.789.392</b>	<b>574.634.538.968</b>	<b>-5,73%</b>	<b>-1,27%</b>
Activo Corriente	221.778.607.411	76.088.008.682	76.512.294.724	<b>-65,69%</b>	<b>0,56%</b>
Disponibles	14.774.578.844	4.056.080.855	2.266.370.327	<b>-72,55%</b>	<b>-44,12%</b>
Deudores	147.289.258.003	47.703.209.914	47.683.095.660	<b>-67,61%</b>	<b>-0,04%</b>
Inversiones	5.151.841.773	2.361.711.282	7.168.806.008	<b>-54,16%</b>	<b>203,54%</b>
Otros Activos	4.765.662.614	4.385.554.958	3.679.369.004	<b>-7,98%</b>	<b>-16,10%</b>
Activo No Corriente	395.649.906.204	505.951.780.710	498.122.244.244	<b>27,88%</b>	<b>-1,55%</b>
Propiedad, planta y equipo	631.790.931.357	634.740.571.944	640.114.884.344	<b>0,47%</b>	<b>0,85%</b>
Inversiones	0	0	0	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>
Otros Activos	284.249.489.480	310.827.809.590	305.834.032.357	<b>9,35%</b>	<b>-1,61%</b>
Depreciación Acumulada	548.902.413.883	556.597.780.164	564.519.119.173	<b>1,40%</b>	<b>1,42%</b>
<b>PASIVO</b>	<b>241.486.382.142</b>	<b>259.979.015.755</b>	<b>332.072.058.446</b>	<b>7,66%</b>	<b>27,73%</b>

VG-F-004

Pasivo Corriente	183.785.409.565	49.262.947.505	73.307.027.961	-73,20%	48,81%
Obligaciones Financieras	0	0	0	0,00%	0,00%
Cuentas por pagar	158.141.641.043	38.480.394.725	59.363.234.079	-75,67%	54,27%
Otros Pasivos	3.493.689.455	2.600.669.796	2.337.424.490	-25,56%	-10,12%
Pasivo No Corriente	57.700.972.577	210.716.068.250	258.765.030.485	265,19%	22,80%
Obligaciones Financieras	0	2.647.448.431	60.334.861.997	0,00%	2178,98%
Cuentas por pagar	10.098.460.000	117.648.415.304	119.576.570.518	1065,01%	1,64%
Otros Pasivos	0	0	0	0,00%	0,00%
<b>Patrimonio</b>	<b>375.942.131.473</b>	<b>322.060.773.637</b>	<b>242.562.480.522</b>	<b>-14,33%</b>	<b>-24,68%</b>
Capital suscrito y pagado	145.515.117.000	145.515.117.000	145.515.117.000	0,00%	0,00%

Fuente: Balance general empresa

El pasivo total aumentó 27,73%, lo cual corresponde a \$72.093.042.691 del año 2011 \$ 332.072.058.446 y \$ 259.979.015.755 del año 2010.

Los pasivos corrientes de la empresa para el 2011 ascienden a \$73.307.027.961 con una concentración del 22% sobre el activo total, reflejada en las cuentas por pagar y otros pasivos.

A 31 de diciembre la compañía cuenta con una obligación financiera de \$60.334.861.997 con una participación del 0% en el corto plazo y del 100% en el pasivo a largo plazo.

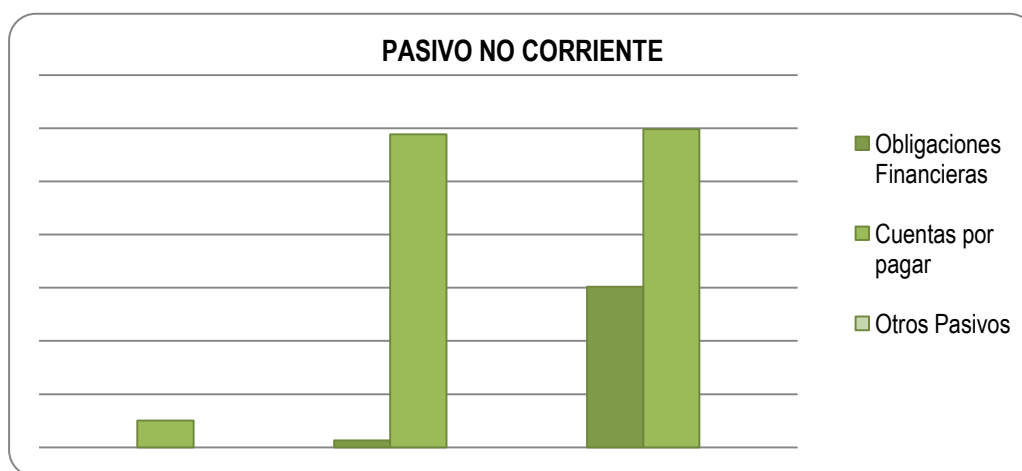
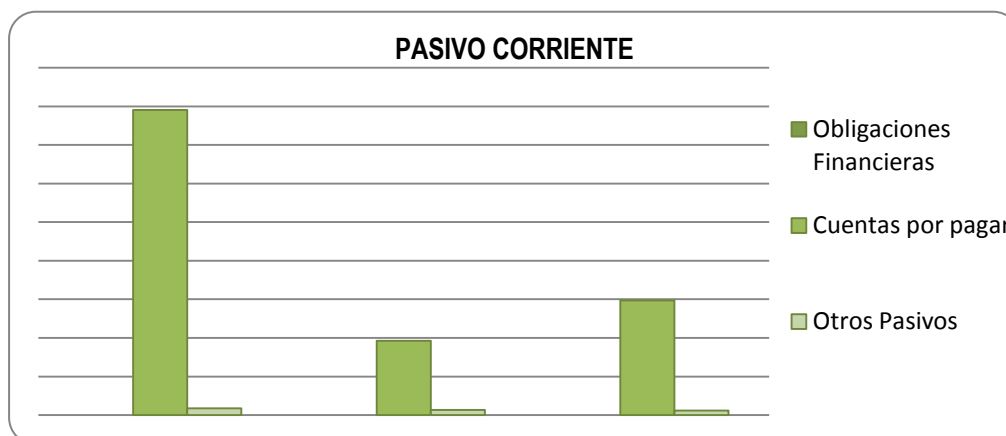
INDICADOR	CONCEPTOS	BASES 2011	2.011	2.010	DIFERENCIA
Rotación Cuentas por Pagar	Cuentas por Pagar	7.291.766.665,00	36,4	15,74	20,67
( Cuentas por Pagar / Costo de Ventas ) = Días	Costo de Ventas	73.114.234.687,00			

VG-F-004



En el 2011 el resultado del indicador es mayor debido a que se aumenta la compra de materiales y demás necesidades para dar cumplimiento a la nueva estrategia para los mantenimientos para optimizar la generación. El rubro de cuentas por pagar aumentó 68,17% respecto al 2010. No se cumple con el referente.

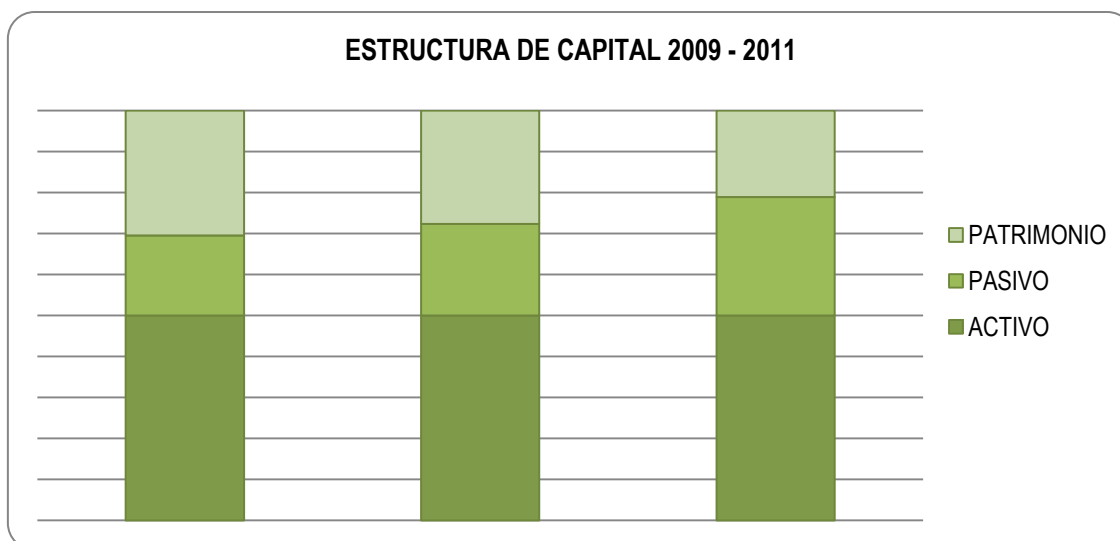
La composición de la deuda se muestra a continuación dividida en pasivo corriente y no corriente para los años 2009, 2010 y 2011.



El resultado total del rubro Patrimonio es menor para el 2011, debido a la pérdida obtenida durante el periodo. Para el 2011 es de \$ 242.562.480.522 y para el 2010 \$322.060.773.637, con una variación de \$ 79.498.293.115

En el periodo 2011, TEBSA, presenta mayor pérdida operacional, al margen de 17%, frente a la obtenida en el periodo 2010, dicha pérdida es mayor por cambios en políticas contables afectando los rubros de costos y anticipos como es el caso del pago de repuestos.

El capital suscrito y pagado, de Tebsa no presentó variación en este rubro por tal motivo se mantiene el monto de \$145.525.117.



En la estructura de capital se puede identificar que el activo tuvo un crecimiento para el año 2009-2010 y una disminución para el 2011. El pasivo presentó crecimiento progresivo durante los tres años evaluados, mientras que el patrimonio mantiene su tendencia a la baja por las pérdidas de los últimos periodos.

### 3.3. Estado de Resultados

Los ingresos operacionales de Tebsa se disminuyeron un 9,74% % respecto al año 2010 pasando de \$112.689.314.581 a \$ 101.712.342.254 en el 2011.

Los ingresos operacionales corresponden a: cargo por confiabilidad \$71.531.961.976, energía entregada \$11.229.473.302, ajuste por diferencias en impuestos \$13.403.503.900, adición al contrato de mandato \$5.548.403.077

Flujo Operativo y Neto en la Prestación del Servicio

	2009	2010	2011	Var 09-10	Var 10-11
Ingresos Operativos	149.812.310.581	112.689.314.581	101.712.342.254	-25%	-9,74%
Costos Operativos	94.004.042.667	78.794.936.549	73.114.234.687	-16%	-7,21%
Gastos Operativos	7.419.451.234	9.946.179.280	8.118.347.823	34%	-18,38%
Utilidad Operativa	48.388.816.680	23.948.198.752	20.479.759.744	-51%	-14,48%
Utilidad Neta	49.219.892.432	68.041.573.109	79.498.293.116	38%	16,84%

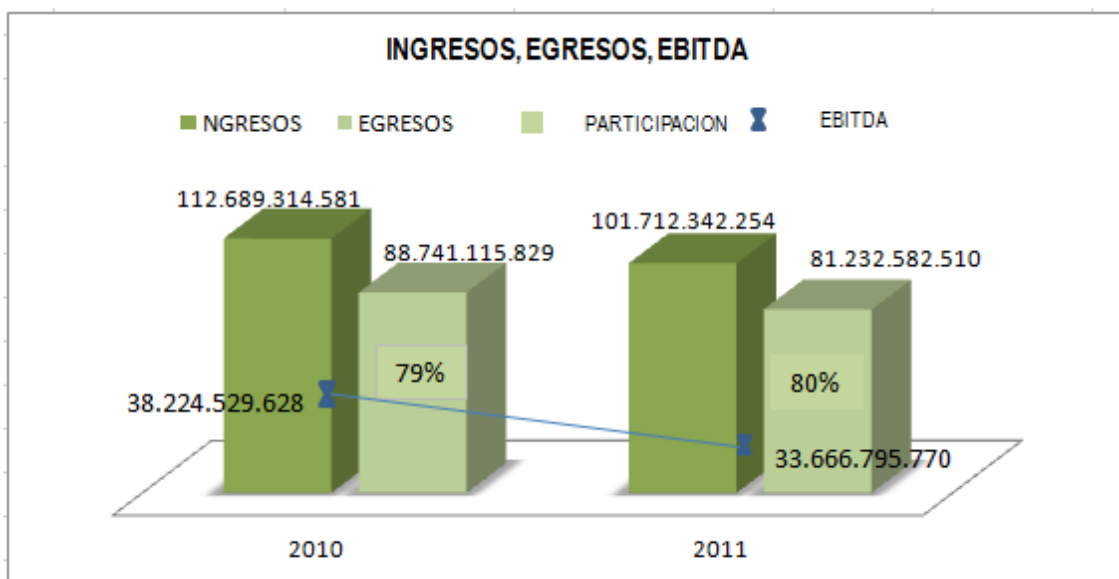
Fuente: SUI

Respecto al periodo 2010, los costos de la operación disminuyeron un 7,21%, pasando en 2010 de \$78.794.936.549 a \$73.114.234.687 en 2011.

Los gastos operacionales son inferiores con respecto al 2010 en un - 18,38% pasando en 2010 de \$9.946.179.280 a \$8.118.347.823 en 2011, los cuales se circunscriben a costos fijos y costos variables.

Los ingresos no operacionales fueron para el 2010 \$ 123.841.717.222 y para el 2011 \$2.281.182.563 dentro de los cuales, los financieros para el 2011 fueron de \$373.484.219 y para el 2010 de \$832.817.376.

Los gastos no operacionales, para el 2010 fueron de \$103.367.018.121 y para 2011 de \$ 2.281.182.563 de los cuales los gastos financieros \$ 373.484.219 para el 2011 y 2010 \$ 15.672.845.623



En los egresos de TEBSA se presenta un variación del 79% frente a los ingresos operacionales del año 2010 y el 80% para los egresos del año 2011 frente a los ingresos operacionales del mismo año. Para el año 2011 los egresos se ubicaron en \$81.232.582.510, conformados inicialmente por las compras de energía, mantenimientos y reparaciones entre otros.

### 3.4. Indicadores Financieros

#### Rentabilidad Operacional

	2010	2011
Ebitda	38.224.529.628	33.666.795.770
Margen Operacional	33,92%	33,10%
Rentabilidad Activos Roa	6,57%	5,86%
Rentabilidad De Patrimonio Roe	7,00%	7,60%

La rentabilidad sobre activos indica que con el nivel actual de inversión, la rentabilidad total llega a un 5,86%. Para la empresa, el activo total es menor para el 2011, en 1% por la disminución principalmente en el rubro de diferidos, y gastos pagados por anticipado, debido a cambio en la política contable para este periodo.

La rentabilidad operativa es del margen de 7,60%. La Empresa no cumple con el referente, pero si presenta buena rentabilidad.

El EBITDA es menor por la disminución que presentaron los ingresos.

Por el hecho de poseer activos, TEBSA, para el año 2011, presenta rentabilidad de 5,86%.

El valor del Patrimonio es menor al margen del 24,68% por la pérdida presentada en el periodo.

### Liquidez

	2010	2011
Razón Corriente	2,56	0,99
Capital de Trabajo	20,25%	10,86%
Flujo Operativo	21,68%	11,97%

TEBSA 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 -44,12% debido a disminución en los deudores por menor valor los ingresos, los cuales también se afectaron por menor generación presentada por el fenómeno de La Niña.

Respecto al pasivo corriente, el saldo a diciembre de 2011 es mayor principalmente por la nueva obligación corriente del crédito rotativo con el Banco de Bogotá, adquirido con el fin de lograr el cumplimiento del nuevo plan de mantenimientos lo cual garantizará optimización y efectividad para la generación de energía a futuro.

Del total de la inversión en activos de la compañía, el 10,86% corresponde a inversión en capital de trabajo. La disminución se presenta principalmente por el mayor valor en los rubros del pasivo, con mayor relevancia las obligaciones financieras y las cuentas por pagar.

En el año 2011 la participación porcentual del flujo de caja frente al activo total es de 11,97 %, fue menor que el año anterior, por disminución en el flujo de caja.

### Deuda

	2010	2011
Endeudamiento	5,51	7,69

Apalancamiento	4,87%	6,28%
Costo Estimado de Financiamiento	18,95%	22,08%
Cobertura de Gastos Financieros	2,44	2,21
Flujo de Caja Servicios de Deuda	9,45	4.51

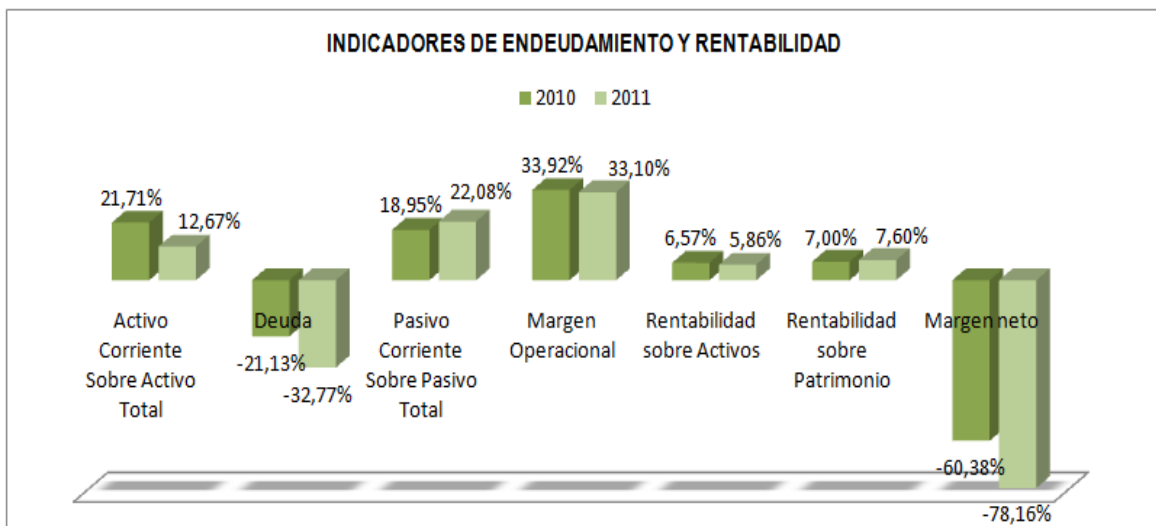
El servicio de deuda de la compañía se mantiene del 2010 al 2011 debido principalmente al aumento de las cuotas del leasing. Así mismo, la DTF presentó un aumento de aproximadamente 1% respecto al 2010, lo cual se reflejó en un aumento de los intereses causados y pagados.

El resultado aumenta notoriamente por la disminución que sufre el Patrimonio gracias a la pérdida obtenida en el periodo.

El 22,08% del pasivo total corresponde a pasivo corriente, aumentó respecto al año anterior por la nueva obligación financiera adquirida en 2011.

Según el resultado del indicador, TEBSA en 7,69 años cancelaría el total de su pasivo a largo plazo, el resultado del indicador aumenta por la nueva obligación financiera adquirida con el Banco de Bogotá.

Para el año 2011, el 4,51 veces del flujo de caja corresponde al servicio de deuda.



El activo corriente disminuyó, principalmente en el rubro de deudores, para el 2011 el 4,87% del activo total es corriente.

El resultado de este indicador disminuyó en proporción del 16,83% por menor valor en el activo corriente. El resultado del indicador es razonable, con los resultados obtenidos.

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

En el balance se establecen variaciones representativas como es la disminución del -44,12 % en el disponible, y el 203,54% de las inversiones a corto plazo que muestra la empresa.

En el pasivo se refleja un crecimiento de las obligaciones financieras del 2178,98% el cual es notorio y representativo en los tres últimos años. En cuanto al patrimonio es evidente que la variación es debido al aumento de la pérdida de la empresa.

Los ingresos operativos para el año 2011 disminuyen un 9,74% con respecto al año 2010, el mismo efecto pasa en los costos con 7,21% y gastos 18,38%

Se concluye:

1. La empresa presenta liquidez pese a la disminución en los ingresos. En el periodo 2011, aumenta el flujo de caja, principalmente por la existencia de nuevas obligaciones financieras, con el fin de mejorar el plan de mantenimientos el cual optimizará los recursos en el futuro, a corto, mediano y largo plazo.
2. Debido a que en el 2011 la Empresa disminuye levemente la propiedad, planta y equipo por el efecto de la depreciación, los indicadores de este grupo desmejoraron. Esto no afecta el concepto de solvencia para TEBSA.
3. El pasivo corriente está respaldado por activo corriente, en cuanto a los gastos financieros, estos son menores. Se concluye que los pasivos están respaldados adecuadamente.

En TEBSA SA ESP no se realizaron a corte del 31 de diciembre de 2011 auditoría financieras. Las únicas evaluaciones realizadas fueron al principio de 2011 con ocasión de la Resolución de implementación de IFRS 1935/2010.

## **4. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS**

### **4.1. Descripción de la infraestructura:**

TEBSA S.A. E.S.P opera una central termoeléctrica consistente en dos ciclos termodinámicos separados en bloques llamados ABB y SIEMENS, el primero es un ciclo combinado a gas natural y un ciclo simple rankine regenerativo a vapor que también utiliza como energético primario el gas natural, pero teniendo también como

opción de combustible principal el fuel oil # 6 o como alterno la mezcla de los dos en eventos de desabastecimiento de gas para la costa Atlántica.

El ciclo simple lo conforman dos unidades Siemens Krafweg Unión turbo generadoras a vapor (TBO3 y TBO4), del tipo condensación/extracción, sin recalentamiento del vapor cada una de 63 y 64 MW de capacidad efectiva respectivamente, equipadas con una caldera de circulación natural, sistemas de condensación, bombeo, alimentación de combustible, sistema de monitoreo de emisiones, planta de tratamiento para la desmineralización del agua a utilizar como vapor en las turbinas y sala de control de sistema de señales analógico.

El ciclo combinado lo conforman cinco turbogeneradoras a gas ABB (GT11, GT12, GT13, GT21 y GT22) con capacidad nominal de GT 97.7 MW, cada una de estas turbinas puede operar en modo de ciclo simple con capacidad nominal de 94 MW, o en modo de ciclo combinado, con una capacidad 92MW, enviando los gases de combustión a cinco HRSG (Heat Recovery Steam Generator) que alimentan dos turbinas de vapor (ST14 y ST24) con capacidad nominal 170 MW, con pasos de alta y baja presión de capacidad efectiva neta de 165,5 MW. Tres de estos HRSG poseen quemadores adicionales que elevaron la potencia efectiva neta de las turbinas a los niveles actuales. Adicionalmente el sistema cuenta con una planta de tratamiento para desmineralización del agua de alimentación, sistema de condensación para turbinas de vapor y un centro de control automático para cada bloque. Este bloque según parámetros técnicos utilizados en el cálculo de las ENFICC tiene una capacidad efectiva neta de 791MW.

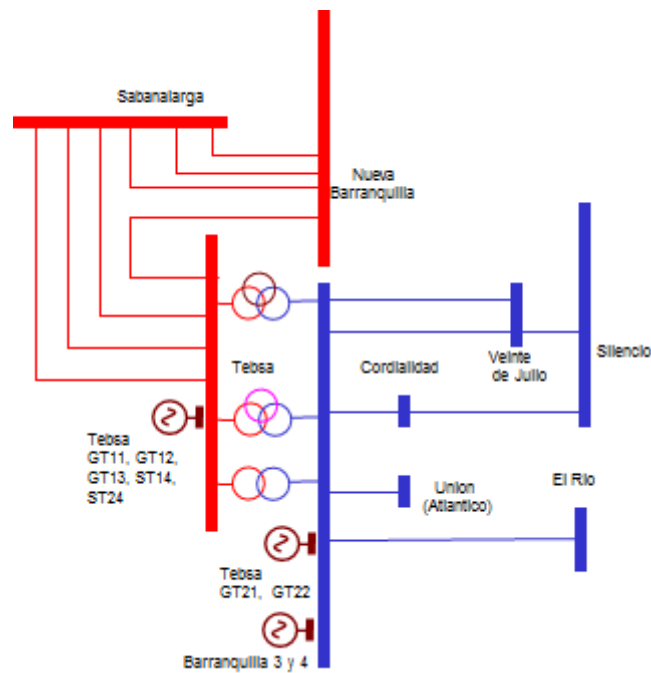
Mes	TEBSA		
	Heat Rate[Btu/kWh]	Factor de planta Neto	FD
ene-11	7982,2	63,39%	99,99%
feb-11	8063,7	55,75%	97,8%
mar-11	8053,8	50,98%	97,7%
abr-11	8325,0	51,28%	98,1%
may-11	8323,4	43,66%	95,1%
jun-11	8222,5	46,16%	99,4%
jul-11	8147,5	50,15%	97,7%
ago-11	7950,3	52,36%	92,3%
sep-11	7976,8	53,29%	94,4%
oct-11	9532,2	48,27%	83,5%
nov-11	7953,7	56,23%	89,8%
dic-11	8112,6	50,97%	94,4%
<b>Variación Anual</b>			
2011	8257,4	51%	95,0%
2010	7928,1	67,3%	94,7%
%	4%	-24%	0,3%
$FD = \frac{(\text{HORAS EN RESERVA} + \text{HORAS EN SERVICIO})}{(\text{HORAS DEL PERIODO})} \times 100\%$			

La planta para evacuar la generación de energía eléctrica al SIN se conecta a dos subestaciones eléctricas una de relación de transformacion 110kV/13,8kV que alimentan el sistema de Atlántico por alta y otra a 220/13,8 KV para alimentar el STN.

VG-F-004



Las unidades TBO3, TBO4, GT21 y GT22 se conectan al nivel de tensión de 110KV, las unidades restantes alimenta la subestación de 220KV en la siguiente gráfica y tabla se muestra la configuración de la central y sus subestaciones así como la relación de transformadores administrado por TEBSA:



**Grafico 1.** Unifilar plantas TEBSA

NOMBRE TRANSFORMADOR	CAP Alta (MVA)	IMP HL (%)	USO
BARRANQUILLA G3 78 MVA 110/13.8 KV	78,0	12,2	G
BARRANQUILLA G4 78 MVA 110/13.8 KV	78,0	12,2	G
TEBSA G21 115 MVA 110/13.8 KV	120,0	12,0	G
TEBSA G22 115 MVA 110/13.8 KV	120,0	12,0	G
<b>TOTAL TRANSFORMACIÓN 110-115 kV</b>	<b>396,0</b>		
TEBSA 1 100 MVA 220/110/13.8 KV	100,0	11,3	C
TEBSA G11 125 MVA 220/13.8 KV	120,0	12,0	G
TEBSA G12 125 MVA 220/13.8 KV	120,0	12,0	G
TEBSA G13 125 MVA 220/13.8 KV	120,0	12,0	G
TEBSA G14 215 MVA 220/18 KV	215,0	12,5	G
TEBSA G24 215 MVA 220/18 KV	215,0	15,5	G
<b>TOTAL TRANSFORMACIÓN 220-230 kV</b>	<b>890,0</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>1.286,0</b>		

CAP: Capacidad  
 IMP: Impedancia tomando como base la potencia del devanado de alta  
 USD: C: Carga, G: Generación

**Tabla 2.** Relación de transformadores de las subestación.

#### 4.2. Inversiones.

Este ítem no aplica ya que las inversiones realizadas por la empresa en la construcción del ciclo combinado, la adecuación para que las unidades SIEMENS brindaran una posibilidad de operación con un combustible líquido o la mezcla de

combustibles, o la instalación de quemadores adicionales para elevar la capacidad efectiva neta han sido efectuados en anteriores vigencias.

En el 2011 en particular no se efectuaron inversiones mayores en la termoeléctrica. Sin embargo y con miras a finalización del PPA la empresa está realizando reposiciones mediante UPGRADES y mantenimientos de rutina de las plantas tal como se explica en el aparte anterior, con el objeto de extender eficientemente la vida útil de las Unidades y equipos auxiliares.

### **4.3. Mantenimientos y operación.**

Dentro de la empresa se maneja un sistema de información y gestión de mantenimientos sobre una plataforma computacional llamada ellipse que permite la centralización de la información proyecciones, planeamientos, creación de órdenes o requisiciones de trabajo para cada uno de los procesos implicados. En la empresa se efectúan mantenimientos preventivos tales como cambio o reparación de piezas desgastadas, mantenimientos predictivos o inspecciones tales como termografías, pruebas mecánicas no destructivas, mediciones de aceite, y mantenimientos correctivos en función a los eventos en las unidades que producen falla o paro súbito.

Igualmente el sistema enlaza y actualiza la información a un centro de costo que provee de información en tiempo real a los procesos de apoyo ya sea en el seguimiento registro contable y financiero de la empresa o en la emisión de libranzas para despachar los materiales del almacén y mano de obra específica a cada mantenimiento realizado.

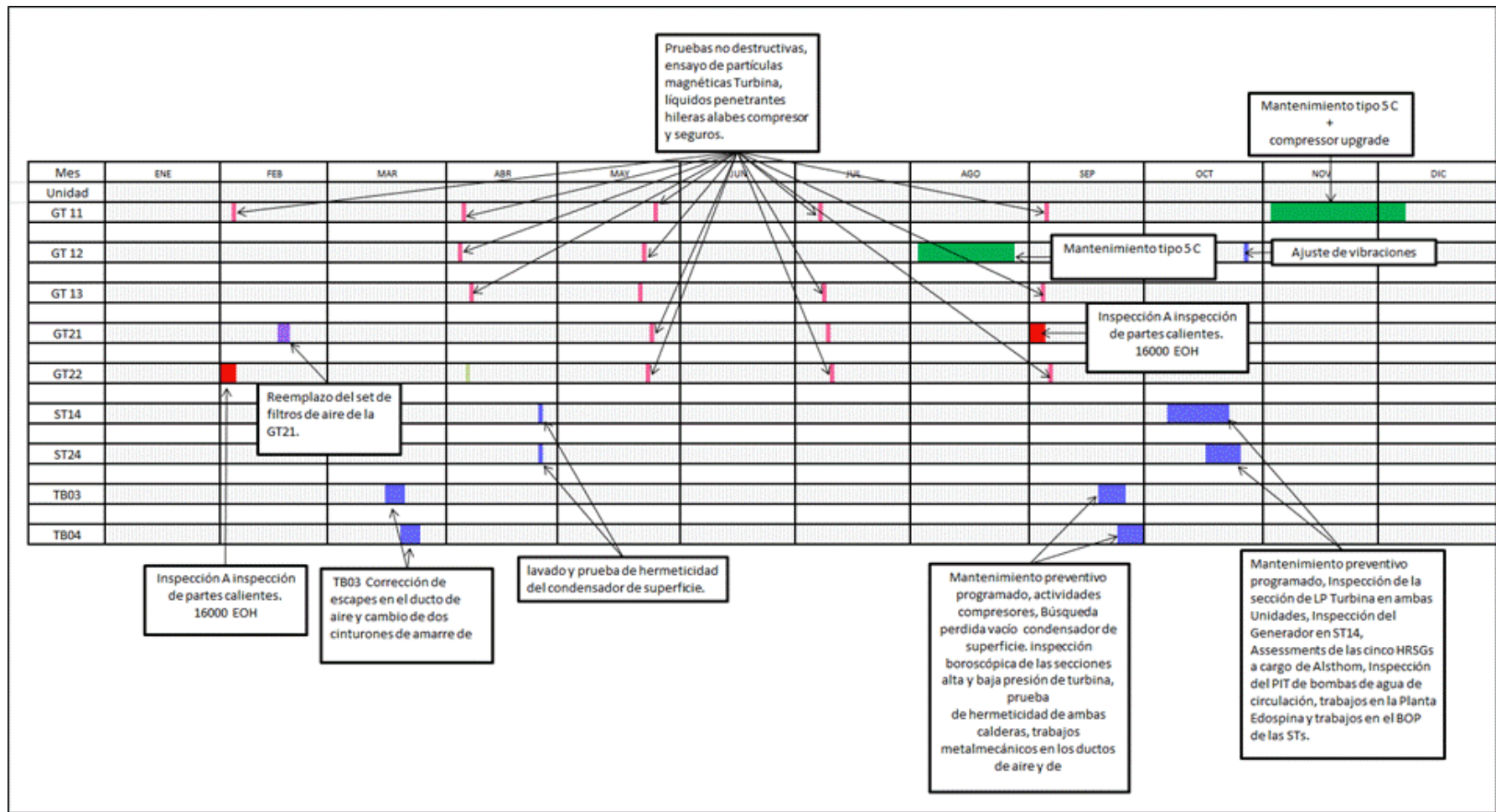
Los mantenimientos de mayor relevancia realizados por la empresa se resumen en la gráfica 2, se puede observar que todas las unidades son intervenidas ya sea para la realización de un ensayo no destructivo, una inspección mayor de partes caliente o un mantenimiento intermedio a la turbina de vapor, la planeación de estas paradas en las maquinas tiene en cuenta criterios técnico-económicos tales como el nivel de disponibilidad necesario para la planta conforme a las obligaciones del PPA, las horas equivalentes de operación de la unidades para la realización inspecciones del tipo A<sup>1</sup> B o C<sup>2</sup> ( 8000, 16000, 32000) y el alcance del presupuesto. Adicionalmente la empresa optimiza estas paradas para realizar mantenimientos en los sistemas auxiliares, de control, eléctrico, de tratamientos de agua, sistemas electromecánicos de los canales de descarga al río magdalena, de suministro y transporte de combustible.

---

<sup>1</sup> Las inspecciones son realizadas a la GT, no se desarma la turbina, se utiliza como herramienta principal el boroscopio. con el objeto de *“Obtener una impresión general de la condición de la turbina de gas”*

Las inspecciones tipo B se realizan las actividades de la inspección A y adicionalmente *“El equipo de seguridad del conjunto de turbinas de gas, el sistema hidráulico y de control electrónico en círculo cerrado, los controles de círculo abierto y los sistemas indicadores.*

<sup>2</sup> En las inspecciones tipo c según el contrato PPA se realizan las siguientes actividades *“ (se) verifican todos los componentes importantes y todo el equipo de seguridad, control y monitoreo del conjunto de las turbinas de gas. Posteriormente se realizan trabajos de rectificación (identificados en inspecciones previas tipo A y B) y trabajos de rectificación correctiva (basándose en los hallazgos de estas inspecciones). Además se remueven las carcasas y se expone el rotor.”*



**Gráfico 2.** Mantenimientos realizados en las Unidades de TERMOBARRANQUILLA durante el 2011.

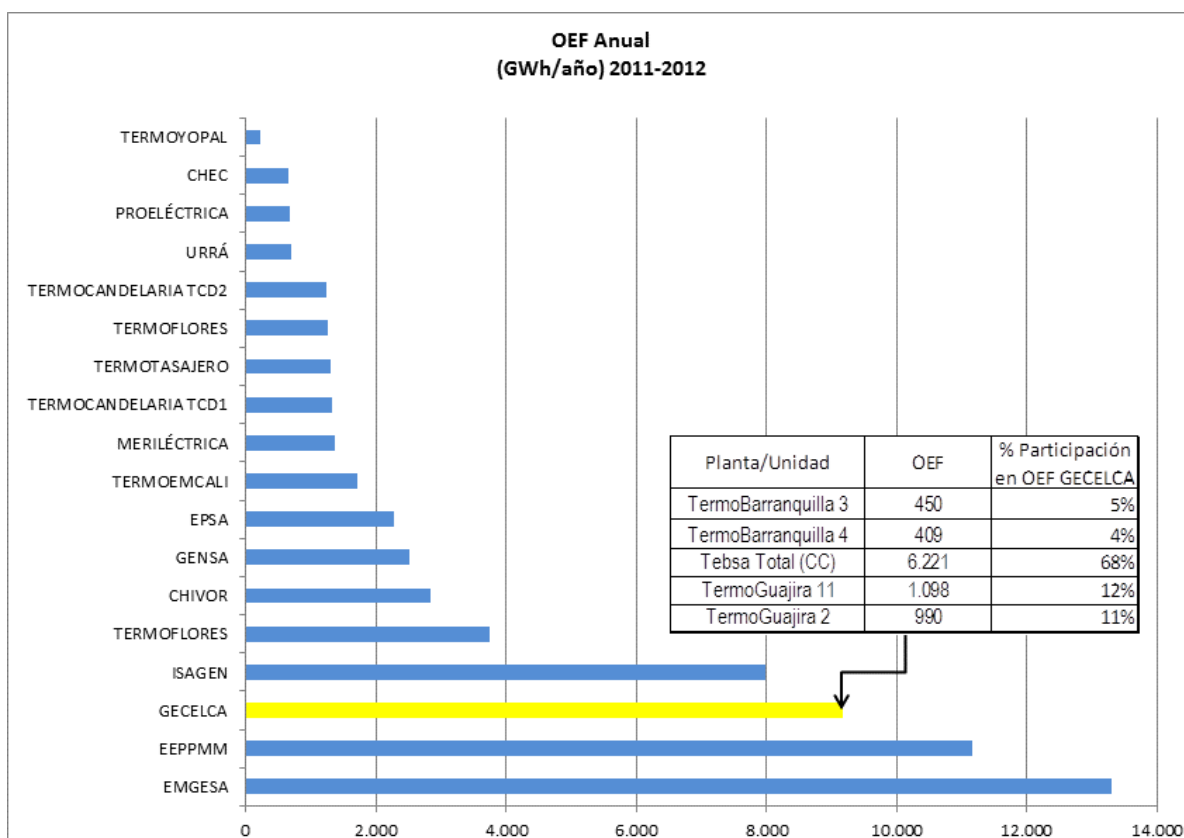
Es importante resaltar especialmente los mantenimientos tipo C de la planta, dado que presentan en esencia los tiempos más largos de paradas y son desarrollados en función a las conclusiones y observaciones realizadas en las inspecciones anteriores y que, pensando en la terminación del PPA, la estrategia por la que ha optado la empresa, es extender la vida útil de las unidades mediante mejoras mayores (Upgrades) con cambios de álabes, turbinas y compresor.

La política de mantenimiento que realiza TEBSA se adecúa a las buenas prácticas relacionadas con las cláusulas del PPA y se sustentan para efectos de planeación de las acciones predictivas y correctivas, en documentos y conceptos técnicos entregados y recomendados por el fabricante de cada equipo. Se observa un control diario y un desempeño acertado del plan tal y como lo demuestran los indicadores del proceso, al cumplir el 99,8% de la programación, igualmente al reducir la indisponibilidad por mantenimientos forzados de las unidades a menos del 1%, al propender porque el 70% de la ordenes generadas de trabajo sean ejecutadas y que el 60% de estas sean del tipo preventivo.

El costo de AOM reportado por la empresa en el año calculado como la suma de las cuentas 7540(órdenes y contratos de mantenimiento), 7542(honorarios) y la 7550(materiales y otros costos de operación), ascendió a \$ 13.936.101.380,00, un 5,0% menor al reportado en el PUC para el año 2010 que ascendió a \$ 14.667.300.111,11 pesos constantes de 2011.

#### Operación

Con miras a asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente a mediano y largo plazo, en 2011 se efectuó la segunda subasta de energía firme asignando OEF (Obligaciones de Energía Firme) a dos proyectos térmicos nuevos el Termotasajero 4 y Gecelca 32, y tres hidráulicos la Central Hidroeléctrica Carlos Lleras Restrepo el proyecto Hidroeléctrico del Río Ambeima y San Miguel, junto con estos oferta se asignaron 3.7 TWh-año con una capacidad de 575 MW. Adicionalmente las obligaciones de energía firme asignadas para el periodo 2010-2011 se observan en a la siguiente gráfica:



**Gráfico 3.** Obligaciones de energía Firme periodo 2010-2011 más asignación previamente a Termocandelaria y Termoflores.

En este periodo el 54.6% de las obligaciones fueron asumidas por plantas térmicas de las cuales el 26% genera con gas, 8% carbón, 14 gas-fueloil #2 y el 3% son plantas duales gas –Fuel oil #6. TermoBarranquilla con sus dos ciclos y representado comercialmente por GECELCA para este periodo tuvo asignada el 77% de la asignación a GECELCA y el 12,6% de OEF del SIN.

La obligación asignada a esta empresa como planta existente estuvo vigente hasta el 30 de noviembre de 2011. En todo caso la planta participo representada por Gecelca en los procesos de subasta de reloj descendente para las obligaciones de las vigencias 2012-2013, 2015-2016 asignándosele 7.270,9 GWh-Año y 7.209,3 GWh-Año respectivamente y mediante el procedimiento del artículo 25 de la resolución 071 de 2006 para los periodos 2011-2012 y 2013-2014 asignándosele, 7.061,8GWh-Año y 6.387,7 GWh-Año. La reducción del 12% en el periodo 2013-2014 se debe a la asignación a prorrata de la demanda objetivo.

Dado que la operación de la planta presenta con respecto a otras termoeléctricas del país una particularidad significativa y es encontrarse su explotación comercial bajo la modalidad de contrato PPA, a continuación se presentan un pequeño resumen de las características y condiciones de acuerdo aplicables para este reporte:

El contrato PPA fue celebrado en 1995 con CORELCA y cedido a GECELCA dentro del proceso de liquidación de la primera, este contrato remunera a TEBSA mediante el pago de cargos por arranques<sup>3</sup>, capacidad, operación, mantenimiento y energía.

Otro punto importante es que GECELCA suministra a TEBSA todo el combustible requerido por la Planta de acuerdo con los Términos del Anexo A del contrato PPA.

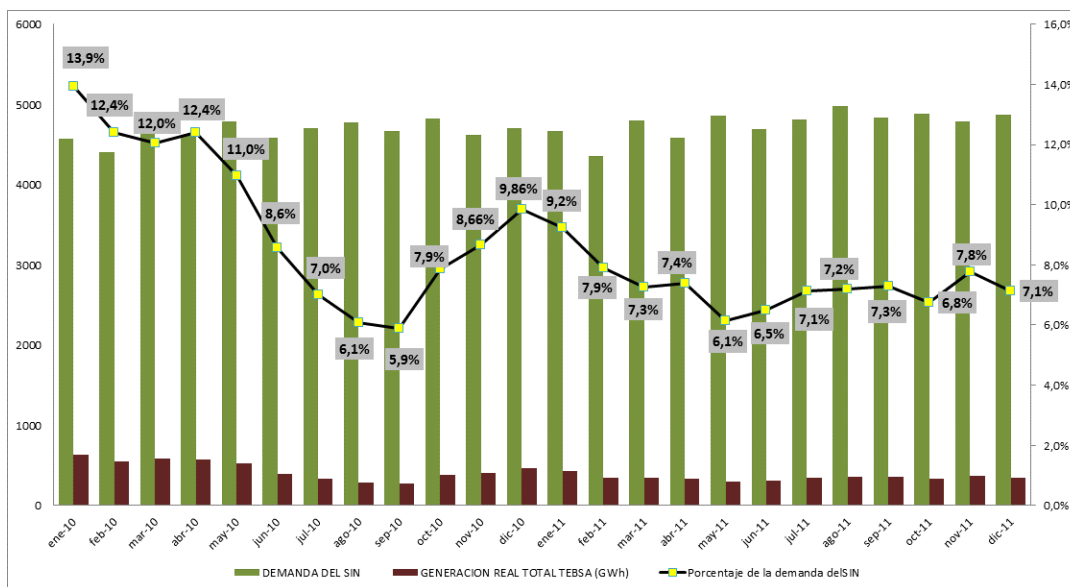
Una de las obligaciones de TEBSA consiste en garantizar que a partir de la fecha de terminación de la construcción la planta tendrá y mantendrá la habilidad de producir y entregar una capacidad disponible anual promedio de 750 MW. Con respecto a lo anterior se desarrolló una metodología de *Créditos* por disponibilidad que le permite a TEBSA acumular un MW por cada MW de disponibilidad declarada que sobrepase los 750MW esto en periodo seco o verano, con un máximo de 100MW y en periodo húmedo por cada MW que sobrepase los 680MW con máximo 70MW esto hasta la finalización del segundo ciclo de mantenimiento mayor, que es el tiempo entre la terminación de dos (2) inspecciones consecutivas del Tipo C. Esta metodología permite balancear y optimizar las paradas por mantenimiento de la planta que le podrían reducir la capacidad disponible y así evitar penalizaciones dentro del contrato.

Sin embargo existe una obligación de disponibilidad mínima por hora que tiene que proveer la central, en periodo seco 520 MW y en húmedo 440MW. Es válido añadir que por este criterio Gecelca no impuso multas a TEBSA durante el 2011.

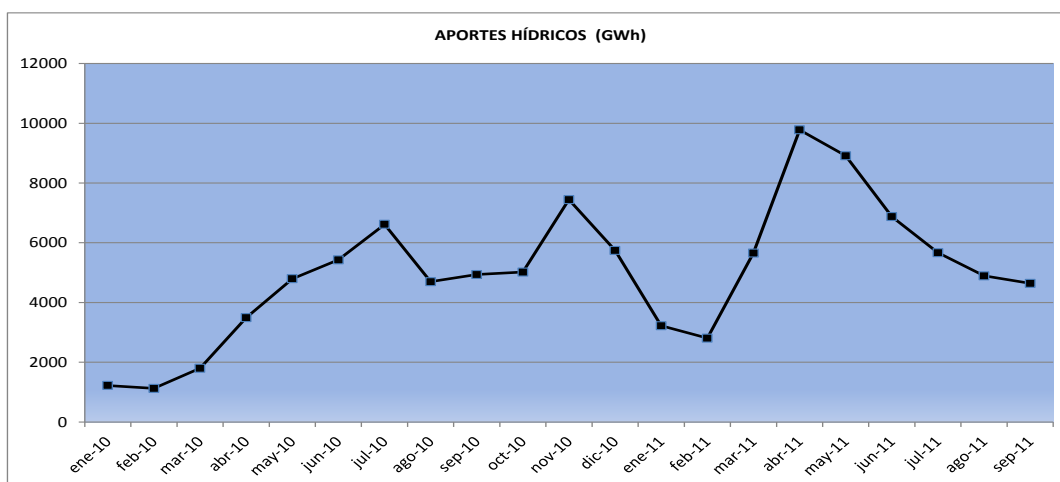
Conforme a lo anterior la generación real de energía de la termoeléctrica en el 2011 suma 4169,87GWh-año, lo que equivale al 7,3% de la demanda de energía del SIN en este periodo de tiempo, con un pico máximo de 9,2% de la energía requerida para cubrir la demanda del SIN en el mes de enero de 2011. Se observa en la gráfica 3, comparando periodos iguales de tiempo, que con respecto al año pasado la central ha disminuido su generación real en 2,32% puntos, esto debido al régimen climático del fenómeno El Niño que afectó el sistema en el periodo 2009-2010 y permitió que la empresa asumiera en el primer semestre de 2010 una mayor parte de la demanda de energía al verse afectados los niveles de embalse de los generadores hidráulicos. En otras palabras y como se puede observar en la gráfica 4, el régimen hidrológico realizó una transición de fenómeno El Niño a fenómeno de La Niña en 2010, el cual fue de mayor intensidad durante el 2011.

---

<sup>3</sup> GECELCA tiene derecho a 30 arranque de las turbinas de gas, después de este número debe cancelar el cargo. En el año 2011 se contabilizaron únicamente 20.

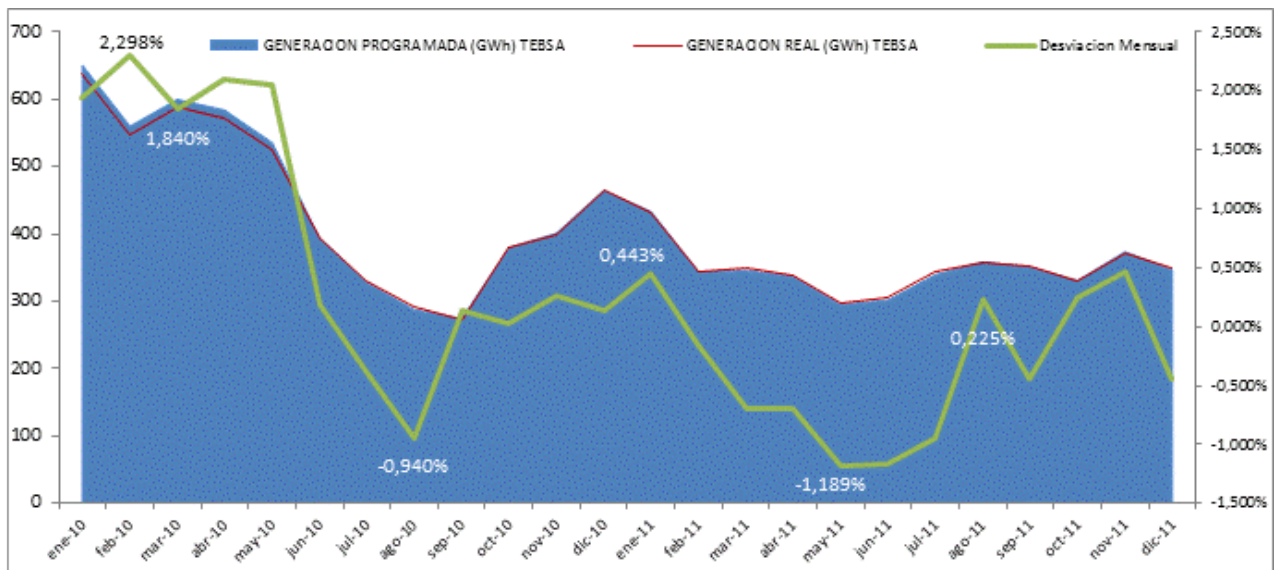


**Gráfica 3. Demanda del SIN Vs Generación real TEBSA.**



**Gráfico 4. Aportes Hídricos 2010, 2011. Fuente: NEON**

La generación real de la planta durante el 2011 se presenta en la siguiente gráfica, la empresa presentó en 8 periodos horarios desviaciones al despacho programado que superaron los límites  $\pm 5\%$  exceptuando los casos de las rampas de entrada y salida, en total la generación anual real de la dos unidades solo se desvió  $-0,3\%$  por debajo generación programada anual. De los 8 casos 2 se originaron en eventos de indisponibilidad de las unidades Siemens y 6 en derrateos por disparos de las unidades del bloque ABB.



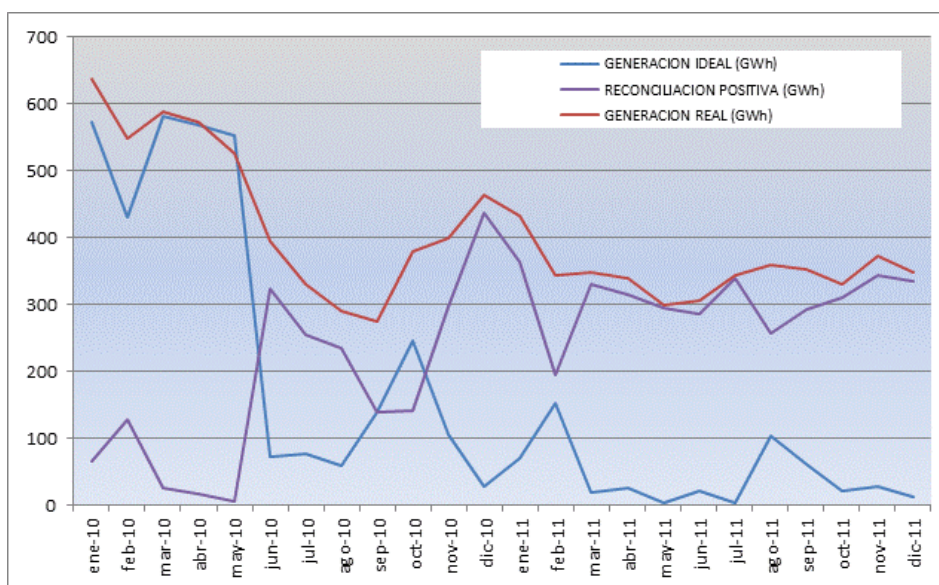
**Gráfico 5. Generación real vs Generación Programada.**

En ese mismo sentido, la empresa en lo corrido del año ha generado el 54,5% de la energía servida por el parque térmico a gas del SIN y el 0,4% de la totalidad de lo generado por el resto de los generadores térmicos despachados en el sistema (Fuel Oil, gas y carbón), lo que indica la importancia estratégica dentro del mercado por parte de este activo de generación. La empresa reportó, para el mismo periodo, un consumo de gas de 38254,56GBTU, equivalentes al 99,7 por ciento del combustible utilizado para la generación, en comparación con el fuel oil utilizado en las unidades SIEMENS que sumó 103,41GBTU equivalente al 0,27% del energético utilizado, este consumo de combustible líquido se realizó en los meses de enero, abril, mayo y el último trimestre de 2011.

En cuanto al comportamiento de la planta ante las condiciones del mercado, no obstante que la operación comercial del activo está representada por GECELCA S.A. E.S.P., se puede observar en el siguiente gráfico que a partir de febrero la planta ha sido despachada de forma sostenida como generación de seguridad fuera de mérito (restricciones eléctricas, reserva rodante, estabilidad del STN, indisponibilidades) para la sub área operativa atlántico, en ocasiones en porcentajes cercanos al 98% de la generación real de la central.

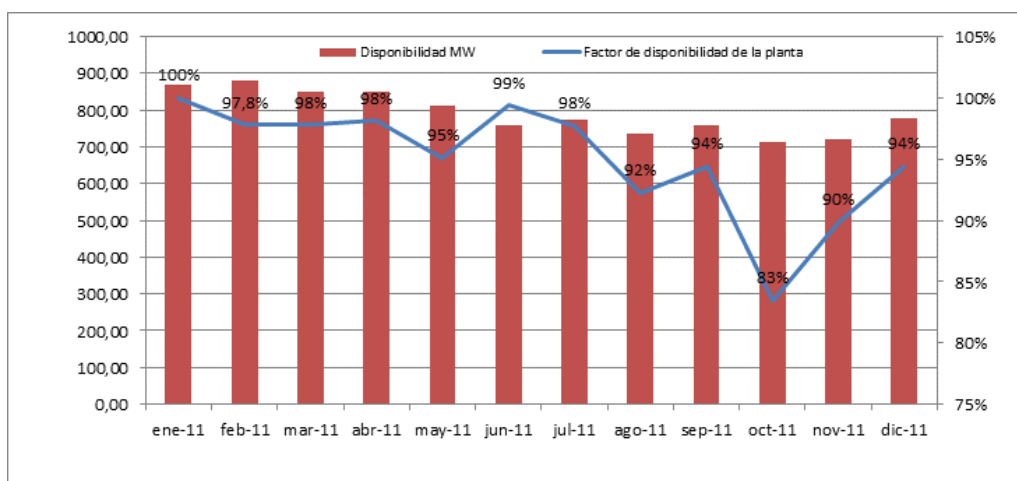
La evidencia de este comportamiento se puede observar en el gráfico número 6, nótese que en el periodo hidrológica crítica en el primer semestre de 2010 la generación ideal alcanzó niveles cercanos a la generación real reduciéndose las reconciliaciones positivas y aumentando su competitividad en estos escenarios.





**Gráfica 6.** Generación real, generación ideal y reconciliaciones positivas vs la disponibilidad.

En cuanto a la disponibilidad de la planta en el 2011 se cumple con las metas internas propuestas por la gerencia de operación de la planta, observándose una disponibilidad promedio de 791,37 MW y un factor de disponibilidad promedio de 95%. La empresa reduce su disponibilidad en el mes de octubre debido al mantenimiento preventivo de las unidades ST14 y ST24 y en general en el periodo húmedo del PPA debido a que este solo tiene en cuenta la capacidad disponible de las unidades TB03-04 cuando el bloque está derrateado o cuando estas son solicitadas por despacho. El comportamiento de esta variable bastante representativa, tanto para la remuneración de la empresa como para el planeamiento operativo y de mantenimiento, se observa en la siguiente gráfica:



**Gráfico 7.** Disponibilidad de la planta.

A continuación se presenta una relación de los eventos de indisponibilidad de las unidades SIEMENS, ya que para el bloque de ciclo combinado no se declaró indisponible en ningún periodo del año:

Unidad	Fecha	Hora	Dispon MW	CEN [MW]	Causa	Descripción
TB03	may/10/11	4:37	0	60	Caldera - sistema combustion	Rotura de caldera TB03
	may/14/11	0:00	0	60	Caldera - sistema combustion	Abierta consignación C0076586 para trabajos en caldera unidad TB03.
	juv/19/11	20:30	0	60	Turbina	Salida de unidad por fallas en el sistema de aceite de Turbina
	oct/18/11	17:10	0	60	Caldera - sistema combustion	Disparo TB-03 por caldera
	oct/24/11	10:00	0	60	Caldera - sistema combustion	Unidad indisponible por problemas con ventilador tiro inducido. Problemas mecánicos.
	oct/26/11	19:51	0	60	Generador	Ingresar Descripción:Disparo por motor Tiro Inducido Caldera.
	nov/10/11	14:07	0	60	Servicios auxiliares	Ingresar Descripción: Dispara unidad TB03 al fallar barraje de 6.9kv.
	nov/16/11	21:11	0	60	Caldera - sistema combustion	Ingresar Descripción: Dispara unidad TB03 por falla en caldera.
	nov/19/11	19:00	0	60	Condensador	Ingresar Descripción:TB-03 Indisponible por Bajo Vacío
	dic/11/11	16:29	0	60	Caldera - sistema combustion	Ingresar Descripción: Dispara unidad TB03
	dic/16/11	9:59	0	60	Caldera - sistema combustion	Ingresar Descripción:Dispara unidad TB03 por quemadores F. O.
dic/17/11	13:12	0	60	Caldera - sistema combustion	Ingresar Descripción:Fuera de servicio unidad TB03, queda indisponible por rotura ducto de hunos salida caldera	
TB04	feb/02/11	6:45	0	60	Condensador	Problemas de bajo vacío en el Condensador
	mar/20/11	0:02	0	60	Mantenimiento programado	F/S unidad TB04 por mantenimiento programado
	mar/29/11	19:47	0	60	Generador	Dispara generador TB04 por alta temperatura de gas frío ante problemas con la válvula reguladora de agua de refrigeración.
	may/13/11	2:17	0	60	Generador	Dispara generador TB04 por protección falla tierra generador.
	may/14/11	0:00	0	60	Caldera - sistema combust	Abierta consignación C0076587 para trabajos en caldera unidad TB04.
	juv/19/11	20:12	0	60	Turbina	Salida de unidad por fallas en el sistema de aceite de Turbina
	juv/23/11	5:15	0	60	Caldera - sistema combust	Fuga de vapor por manhole tambor
	juv/23/11	18:00	0	60	Caldera - sistema combust	Fuga de vapor por manhole tambor
	ago/18/11	18:00	0	60	Turbina	Unidad TB04 indisponible por falla en vlv cierre rapido turbina
	ago/19/11	3:26	0	60	Caldera - sistema combust	Disparo de unidad TB04 por falla en la regulación de nivel del tambor de caldera.
	sep/24/11	0:00	0	60	Mantenimiento programado	Inspección tipo P unidad TB04.
	oct/24/11	13:00	0	60	Caldera - sistema combust	Unidad indisponible por bajo vacío.
	nov/19/11	19:00	0	60	Condensador	Ingresar Descripción:TB-04 Indisponible por Bajo Vacío.
	dic/16/11	12:55	0	60	Servicios auxiliares	Ingresar Descripción:Fuera de servicio unidad TB04, queda indisponible por problemas de alta temperatura en bomba de agua de circulación.

Tabla 3. Relación de eventos de generación Bloque SIEMENS 2011

Adicionalmente se realizaron las siguientes pruebas por mandato regulatorio en la central:

- Entre los meses febrero y marzo en cumplimiento con la resolución CREG 023 de 2001 la cual establece la obligatoriedad de realizar pruebas de estatismo de banda muerta y bajo la metodología y plazos acordados en los documentos CNO 495 y 496 de 2010, TEBSA realizó los ensayos encontrándose todas las unidades dentro de los rangos de 3% y 6% de la razón de la variación porcentual de la frecuencia aplicada y la variación porcentual de la potencia obtenida. Vale la pena anotar que el bloque ABB es elegible para AGC.

Fecha	Unidad	ESTATISMO	Banda Muerta [mHz]
27-ene	TB04	5,00%	<=30
23-feb	GT11	5,60%	-74.55 y 86.1
	GT12	5,60%	
	GT13	5,47%	
	GT21	5,71%	
	GT22	5,53%	
12-mar	TB03	5,20%	<=30

Según reporta la empresa “De acuerdo con lo establecido en el artículo 15 de la resolución CREG-085 de 2007, la Unidad 3, el 1 de abril de 2011 y la Unidad 4 el 8 de abril de 2011, fueron seleccionadas para realizar prueba de disponibilidad y su despacho se hizo según lo estipulado en dicha resolución y lo establecido en las resoluciones CREG-138 de 2009 y CREG-148 de 2010, teniendo en cuenta que esta última resolución establece que la prueba debe realizarse con el combustible declarado para el Cargo por Confiabilidad..”

El 30/05/2011, la Unidad 3 fue programada por GECELCA, para pruebas con combustible alterno, entre el periodo 7 y el 21. La Unidad fue sincronizada a las 05:18 y cumplió sus periodos de prueba entre el 8 y el 21, con carga de 60 MW (+/- 5%). La Unidad salió de servicio por despacho, después de cumplir con la prueba. El 31/05/2011 a las 06:12. Igualmente, el 31/05/2011, la Unidad 4 fue programada por GECELCA entre el periodo 10 y el 24 para el mismo tipo de pruebas. La Unidad fue sincronizada el 31/05/2011 a las 06:36, cumplió sus periodos de prueba entre el 10 y el 21, con carga de 60 MW (+/- 5%) y Fuel Oil como combustible principal.

Es importante destacar que todas las pruebas resultaron exitosas y no afectaron la información de parámetros negativamente.

#### **4.4. Aspectos ambientales**

La empresa posee tanto las licencias ambientales como lo estudios de impacto ambiental para de la operación de la Central térmica, cumpliendo con las metas establecidas en estos documento para la mitigación del impacto, el control de emisiones y las disposición de residuos.

#### **5. ASPECTOS COMERCIALES**

No aplica, no atiende usuarios finales.

#### **6. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN**

Es importante anotar, que aunque los estados financieros, indicadores y proyecciones analizadas generan resultados satisfactorios; de acuerdo con las condiciones actuales, TEBSA S.A. E.S.P., está sujeta a riesgos externos que podrían impactar su viabilidad financiera en un futuro, principalmente el riesgo regulatorio, dadas las inestabilidades normativas actuales respecto al tema del abastecimiento de gas en el futuro y la remuneración del cargo por confiabilidad, por ello es importante que tanto la UPME como la CREG, como entes encargados del planeamiento y la reglamentación del asunto, tomen decisiones de fondo, teniendo en cuenta que empresas como TEBSA

son primordiales para garantizarle al país el servicio de energía eléctrica, en este caso para la Costa Atlántica.

GESTION FUTURA considera que TEBSA S.A. E.S.P. es viable a corto y mediano plazo, ya que no existe ninguna situación interna que ponga en riesgo su estabilidad financiera, al contrario situaciones especiales como la terminación del PPA, son totalmente modelados en las proyecciones financieras y aunque sucederá a partir de abril de 2016, a la fecha, la empresa cuenta con diferentes escenarios en los cuales se evidencian notables mejoras que garantizan su continuidad; y posibles cambios abruptos en la normatividad que el ente regulador emita y que expondrían a TEBSA y al sector en general, generando posible incertidumbre también se contemplan en los modelos financieros.

En relación con la evaluación de riesgos, el mayor riesgo es la regulación por cuanto se emiten por parte de la CREG resoluciones que pueden afectar la compañía especialmente aquellas relacionadas con el gas como combustible base para la operación. La compañía precave de estos riesgos haciendo los análisis y realizando las actividades necesarias para controlar el riesgo.

La empresa efectúa los análisis de riesgo necesarios y controla las variables externas, posee las herramientas suficientes para minimizar los riesgos que se presentan por la regulación. El nivel de riesgo de la empresa auditada es **A**.

La compañía garantiza la existencia de un adecuado control de gestión.

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

El AEGR afirma que la información cargada al SUI refleja la situación real de TEBSA.

El AEGR indica que por el cargue de información del auditor externo de gestión y resultados del año 2010, la firma AUGE para esa época, la compañía recibió el 24-03-2011 un requerimiento de la Superintendencia de Servicios Públicos radicado No. 20112200125021 del 16 de marzo de 2011, en el cual le informaba que estaba pendiente de cargue tanto masivo como formularios todo el reporte del año 2010 y que verificado el cargue esta fue realizado el 23 de marzo de 2011, esto ocurrió porque a la fecha de cargue el SUI no habilitó los aplicativos.

## **8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

La AEGR no presentó recomendaciones a la gestión de 2011.