

## Transportadora de Electricidad S.A. (TDE)

Informe con Estados Financieros al 30 de junio de 2011    Fecha de Comité: 30 de septiembre de 2011		
Daniel Acevedo Loayza	(591) 2 2124127	<a href="mailto:dacevedo@ratingspcr.com">dacevedo@ratingspcr.com</a>

Aspecto o Instrumento Calificado	Calificación	Equivalencia
	PCR	ASFI
Acciones Ordinarias	Primera Clase Nivel 1	I

### Significado de la Clasificación

**Primera Clase Nivel 1:** Las acciones calificadas en esta categoría son probablemente las más seguras, estables y menos riesgosas del mercado. Muestran una muy buena capacidad de generación de utilidades y liquidez en el mercado.

### Significado de la Clasificación ASFI

**Categoría I:** El más alto nivel de solvencia y muy buena capacidad de generación de utilidades.

*La calificación de riesgo no constituye una sugerencia o recomendación para comprar, vender o mantener un valor, ni un aval o garantía de una emisión o su emisor; sino un factor complementario para la toma de decisiones de inversión.*

*La información empleada en la presente clasificación proviene de fuentes oficiales, sin embargo no garantizamos la confiabilidad e integridad de la misma, por lo que no nos hacemos responsables por algún error u omisión por el uso de dicha información. Las clasificaciones de PCR constituyen una opinión sobre la calidad crediticia y no son recomendaciones de compra y venta de estos instrumentos.*

## Racionalidad

---

Calificadora de Riesgo Pacific Credit Rating S.A. en Sesión de Comité N°025/2011 de 30 de septiembre de 2011 acordó por unanimidad otorgar la calificación de I (equivalente a Primera Clase Nivel 1 según la simbología de calificación utilizada por PCR) a las acciones ordinarias nominativas de Transportadora de Electricidad S.A. (en adelante TDE). Las acciones clasificadas en esta categoría son probablemente las más seguras, estables y menos riesgosas del mercado. Muestran una muy buena capacidad de generación de utilidades y liquidez en el mercado.

La calificación asignada se sustenta en:

- Transportadora de Electricidad S.A. es la principal empresa de transmisión de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional.
- La amplia experiencia de Red Eléctrica Internacional (R.E.I), filial del grupo Red Eléctrica de España, quien es el principal accionista y actual operador de TDE. Así también, la política que ha venido empleando referente a la búsqueda de nuevas oportunidades en el sector eléctrico boliviano, lo cual conllevaría a ampliar las posibilidades de expandir las redes de transporte y por ende a aumentar los ingresos de la compañía.
- La estabilidad y predictibilidad de los flujos de la compañía así como la capacidad de generación de utilidades producto de la regulación actual. La mayor parte de los ingresos de la empresa se encuentran regulados y poseen una cláusula de mantenimiento de valor, la cual le otorga una mayor estabilidad al flujo de ingresos. De acuerdo con la Ley de Electricidad N°1604, en el caso que se requiera la expansión de la transmisión eléctrica, los costos serán atribuibles al agente que los ocasiona, lo cual a su vez garantiza a la empresa la recuperación de su inversión. Así también, la realización de cualquier nueva inversión en líneas de transmisión aprobada por el Comité Nacional de Despacho de Carga, se encuentra respaldada por el flujo que genere la misma.
- El mejor desempeño operativo de la compañía, le ha permitido incrementar sus ingresos a junio de 2011 en 6,98% en relación a junio de 2010. Este hecho, le permite a la TDE generar un EBITDA superior en 7,29% al registrado un año antes y mantener la tendencia creciente en el ratio de cobertura financiera.
- El bajo riesgo inherente a la actividad de transmisión eléctrica bajo la actual norma de regulación.
- A junio de 2011 las utilidades netas fueron de US\$ 6,45 millones, superior en 31,80% a las registradas a junio de 2010 por efecto de mayores ingresos operativos y por mayores ingresos extraordinarios relacionados a ajustes de tipo de cambio e inflación.
- TDE es una empresa altamente rentable con un indicador ROE (12 meses) de 7,97% y ROA (12 meses) de 5,50%, indicadores que son muy superiores a otras empresas del sector y los más altos en los últimos dos años.
- Finalmente los indicadores de liquidez en la compañía, muestran una mejora en los últimos periodos. Si bien la liquidación total de las inversiones temporarias no han sido colocadas en las disponibilidades de la compañía, estas han sido invertidas en créditos a corto plazo a empresas relacionadas del grupo. En la actualidad el índice de liquidez de la empresa es de 1,47 veces, índice superior al alcanzado a junio de 2010 donde se obtuvo 1,42 veces.

## Información utilizada

---

### Información empleada y analizada en el proceso de calificación

#### 1. Información financiera

- Estados Financieros Auditados anuales (2005-2009) y Estados Financieros trimestrales de TDE al 30 de junio de 2011.
- Estructura de Financiamiento.
- Inversiones

#### 2. Información de mercado

- Estadísticas del sector eléctrico boliviano a abril de 2011.

#### 3. Perfil de la empresa

- Características de la administración y propiedad.
- Descripción del proceso operativo de la empresa.
- Estadísticas de ventas.
- Proyectos de expansión.

#### 4. Información Legal

- Ley de electricidad N°1604 (21 de diciembre de 1994)
- Decreto Supremo 726 de 6 de diciembre de 2010.

## Análisis Realizados

### 1. Análisis del Mercado Eléctrico: Estudio de las variables del mercado eléctrico.

**2. Análisis de hechos de importancia recientes:** Evaluación de eventos recientes que por su importancia son trascendentes.

**3. Análisis financiero:** Interpretación de los estados financieros con el fin de evaluar el desempeño de la empresa.

**4. Evaluación de Gestión:** Enfoque de los puntos relevantes del desarrollo de sus actividades.

## Instrumentos Calificados

### Características de los instrumentos calificados:

**Acciones Ordinarias Nominativas:** En Junta General Extraordinaria de Accionistas de TDE celebrada el 26 de Septiembre de 2001, se autorizó la inscripción de las acciones suscritas y pagadas de TDE en la Bolsa Boliviana de Valores S.A. con las siguientes características:

- Total de acciones suscritas y pagadas: 3.622.521
- Valor nominal de Bs 100.
- Serie: Única.
- Derechos y Obligaciones: De acuerdo a lo establecido en el Código de Comercio, cada acción ordinaria otorga a su propietario el derecho de un voto en las Juntas Generales e incorpora iguales derechos a la percepción de dividendos y alícuota parte en caso de liquidación. Asimismo, los accionistas son responsables solamente hasta el monto del valor nominal de sus acciones. El patrimonio individual del accionista es diferente e independiente del patrimonio social.
- Emisor: Transportadora de Electricidad S.A.(TDE S.A.), con número de inscripción en el Registro del Mercado de Valores N° SPVS-IV-EM-TDE-041/2000, otorgada mediante Resolución SPVS-IV –N° 217 de 29 de mayo de 2000. Las acciones están registradas bajo el número de registrado SPVS-IV-EA-TDE-033/2000 de 29 de mayo de 2000.

## Reseña

El sector eléctrico en Bolivia se rige por la Ley de Electricidad N° 1604 del 21 de diciembre de 1994 y otros reglamentos que en conjunto establecen la existencia de un Sistema Interconectado Nacional (SIN), la existencia de empresas desagregadas verticalmente (generación, distribución y transmisión) con dedicación exclusiva en una actividad, la presencia de los sistemas aislados capaces de integrar las tres actividades y los auto-productores.

Fue en cumplimiento de esta ley que a principios del segundo trimestre de 1997 se constituyó TDE S.A.M como una sociedad de economía mixta gracias a los aportes de capital de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDE), como representante del Estado Boliviano, y de sus trabajadores como sector privado.

En julio de 1997, se concluyó la venta de la totalidad de acciones del Estado Boliviano a Red Eléctrica de Bolivia Ltda. de la cual Unión Fenosa Acex era el principal accionista. Posteriormente en junio de 2002 Unión FENOSA transfiere estas acciones a favor de Red Eléctrica Internacional.

## Accionistas, Directorio y Principales Ejecutivos

El principal accionista de TDE es Red Eléctrica Internacional S.A.U. (REISAU). En la Junta General Ordinaria de Accionistas del 12 de febrero de 2009, se determinó nombrar a los Directores Titulares y Suplentes, por la gestión 2009 – 2011, y ratificar a los Síndicos, según el detalle siguiente:

Cuadro 1			
Accionistas y Directorio			
Accionistas		Directorio	
Red Eléctrica Internacional S.A.U. (REISAU)	99.94%	<b>Directores Titulares</b>	<b>Directores Suplentes</b>
Trabajadores y otros	0.06%	Luis Atenza Serna	Luis Velasco Bodega
		Mauricio Torrico Galindo	Alberto Granda de Martos
		Carlos CollantesPéres Arda	<b>Síndicos</b>
		Javier de Quinto Romero	Juan Carlos Gumucio Del Villar (Tit.)
<b>Total</b>	<b>100.00%</b>	Juan Lasala Bernard	Andrés Llubomir Sitic Tardio (Sup.)

Fuente: Transportadora de Electricidad S.A. / Elaboración: PCR

El valor patrimonial de cada acción al 31 de marzo de 2011 asciende a Bs 288,78, siendo superior al registrado a diciembre de 2010 (Bs 288,00). A junio de 2011 el valor patrimonial asciende a Bs302,40.

A continuación se detalla la planta ejecutiva de la empresa:

<b>Cuadro 2</b>	
<b>Planta Ejecutiva</b>	
Nombre Completo	Cargo
Javier de Quinto Romero	Vicepresidente Ejecutivo
Miguel Aramayo Aramayo	Gerente de Ingeniería y Construcción
Boris Muñoz Arce	Gerente de Mantenimiento
Germán Rocha Maldonado	Gerente de Mercado y Operación
Mauricio Villarroel Camacho	Gerente Económico Financiero
Gonzalo Guzmán Orellana	Gerente Organización y Recursos Humanos

## **Red Eléctrica Internacional**

Red Eléctrica Internacional S.A.U. (REISAU) es una sociedad anónima unipersonal propietaria del 99.94% de TDE y es responsable de la administración de la sociedad en su calidad de operador. Red Eléctrica Internacional pertenece al GRUPO RED ELÉCTRICA, en el que participa RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA que es la empresa líder de transporte de electricidad español y propietario de la mayor parte de la red española de transporte de electricidad de alta tensión. Red Eléctrica Internacional canaliza y potencia los negocios del Grupo en el exterior<sup>1</sup>, cuya expansión se centra en regiones geográficas con altas tasas de crecimiento de la demanda de electricidad para los próximos años, como son Latinoamérica, Europa del Este y los países del Mediterráneo.

## **Operaciones**

La principal actividad de Transportadora de Electricidad S.A. es el transporte de la energía eléctrica en Bolivia. TDE desarrolla sus actividades como agente transmisor en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Bolivia, integrando el Sistema Interconectado Nacional (SIN) conformado por el Sistema Troncal de Interconexión (STI) y Sistemas Aislados de transmisión fuera del STI y Autoprodutores. TDE es propietaria de la mayor parte de la red de transmisión del STI y de la tercera parte de la red fuera del STI. Adicionalmente, cuenta con 22 subestaciones y es propietaria de instalaciones para operación y despacho de carga.

TDE pone a disposición del mercado todas sus líneas del STI y fuera del STI, las cuales se rigen de acuerdo a las tarifas aprobadas por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad. A la red de la empresa se conectan las principales centrales de generación, instalaciones de retiro de distribuidoras y de consumidores no regulados. TDE opera y supervisa el estado de su red con un sistema SCADA, que es también utilizado por el Comité Nacional de Despacho de Carga para el despacho económico de carga y la coordinación de la operación en el STI.

En cuanto a la cartera de clientes de la empresa, se encuentra compuesta por compañías que cuentan en su estructura accionaria con importantes empresas eléctricas extranjeras, situación que ha favorecido a la inexistencia de cuentas morosas.

<sup>1</sup>Fuente: [www.ree.es](http://www.ree.es)

Gráfico 1

## FACTURACIÓN CON IVA EN USD (Ene-Jun/11)

AGENTE	FACTURACIÓN JUNIO/11	ACUMULADO ENE-JUN/11	
		TOTAL	%
<b>SISTEMA TRONCAL INTERCONECTADO</b>			
<b>DISTRIBUIDORES</b>			
CRE	1.022.873	6.043.497	29,25%
ELECTROPAZ	639.167	3.793.285	18,36%
ELFEC	458.960	2.618.557	12,67%
ELFEO	163.902	953.278	4,61%
SEPSA	158.350	934.473	4,52%
CESSA	92.225	517.426	2,50%
ENDE	42.799	242.691	1,17%
<b>CONSUMIDORES NO REGULADOS</b>			
IAG	-	-	0,00%
INTI RAYMI	5.615	24.888	0,12%
EM VINTO	13.394	71.567	0,35%
COBOCE	18.661	111.273	0,54%
SAN CRISTOBAL	-	-	0,00%
<b>GENERADORES</b>			
CORANI	90.069	578.232	2,80%
EGSA	247.348	1.124.827	5,44%
VALLE HERMOSO	147.927	729.240	3,53%
COBEE	193.831	1.512.866	7,32%
BULO BULO	79.658	469.078	2,27%
HBOLIVIANA	14.546	355.772	1,72%
SYNERGIA	1.538	19.541	0,09%
RIO ELÉCTRICO	5.623	57.430	0,28%
GUABIRÁ ENERGÍA	15.078	16.836	0,08%
SDB	110	4.329	0,02%
ENDE ANDINA	84.827	483.360	2,34%
<b>TOTAL S.T.I.</b>	<b>3.496.501</b>	<b>20.662.446</b>	<b>100%</b>
<b>INSTALACIONES COMPLEMENTARIAS</b>			
VALLE HERMOSO	7.920	46.805	29,62%
ELFEC	7.920	46.805	29,62%
INTIRAYMI	3.960	23.402	14,81%
SEPSA	6.940	41.013	25,95%
<b>TOTAL INST. COMPLEMENTARIAS</b>	<b>26.738</b>	<b>158.026</b>	<b>100%</b>
<b>SISTEMA NORTE Y SUD</b>			
HBOLIVIANA	12.212	73.272	47,18%
RIÓ ELÉCTRICO	6.940	41.013	26,41%
SEPSA	6.940	41.013	26,41%
<b>TOTAL SISTEMAS NORTE Y SUD</b>	<b>26.091</b>	<b>155.299</b>	<b>100%</b>
<b>TOTAL TDE</b>	<b>3.549.330</b>	<b>20.975.770</b>	

### Riesgo Político

Mediante Decreto Supremo N° 493 el Gobierno Boliviano llevó a cabo la nacionalización de tres empresas generadoras de energía eléctrica (Corani, Guaracachi, Valle Hermoso) y mediante Decreto Supremo N° 492

se dispuso que la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad intervenga a Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC S.A.)

En opinión de PCR existe una probabilidad que las acciones de TDE pasen en un futuro a manos del Estado de manera intempestiva, por lo que la Calificadora se reserva el derecho de cambiar en cualquier momento la calificación de riesgo de las acciones ordinarias en caso se presentara algún evento que amerite dicha variación. Esta opinión se sustenta en la expresión verbal del Presidente de la República de Bolivia de que *"tarde o temprano el Estado debe controlar y administrar el 100 por ciento de energía que se produce"*<sup>2</sup> en el país.

Adicionalmente, mediante Decreto Supremo N° 726, el Gobierno señaló que todas las concesiones sobre recursos naturales, electricidad, telecomunicaciones y servicios básicos, cambian temporalmente para después adecuarse a lo establecido en la Constitución Política del Estado, respecto a la dirección y control estatal sobre los sectores estratégicos.

El Decreto parecería no tener efectos sobre las operaciones de la compañía ya que, se estarían hablando de concesiones y no de licencias, que es el mecanismo de contrato bajo el cual opera TDE. Sin embargo, no se tiene la seguridad de si el gobierno estaría tomando el término de concesiones en forma genérica para referirse también a las licencias, lo cual afectaría a TDE.

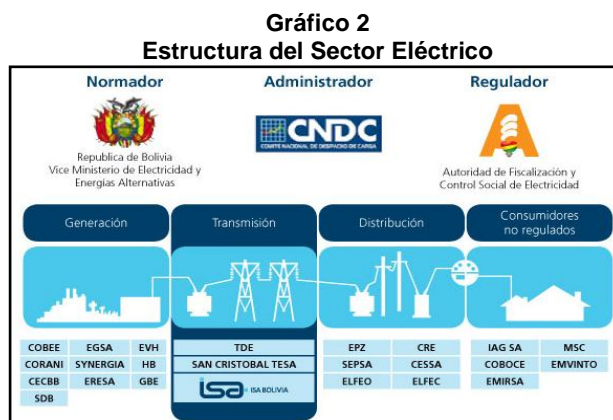
PCR evaluará las disposiciones legales que se vayan generando en relación a este Decreto Supremo, para ser incorporados en la calificación de riesgo de la compañía

## Análisis Sectorial

Para efectos de la evaluación de riesgos de la Transportadora de Electricidad S.A. se efectuó un breve análisis del sector eléctrico<sup>3</sup> tuvieron incidencia en la distribución de energía eléctrica.

### Estructura del Sector

En Bolivia las tres etapas del flujo energético están a cargo de empresas eléctricas y se encuentran desarrolladas por dos sistemas eléctricos reconocidos en la Ley de Electricidad, el Sistema Interconectado Nacional (SIN<sup>4</sup>), que provee de energía eléctrica de manera simultánea a las ciudades más grandes del país y los Sistemas Aislados y Autoprodutores, que proveen de energía eléctrica a las ciudades más pequeñas y a las empresas separadas del SIN. La industria eléctrica en Bolivia comprende las actividades de generación, transmisión y distribución. La estructura del sector determina la separación vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), con el objetivo de posibilitar el funcionamiento de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)<sup>5</sup> competitivo en lo que hace a la generación, donde la oferta está constituida por los generadores y la demanda por los distribuidores de electricidad y consumidores No Regulados.



**Fuente y Elaboración:** Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

El SIN empezó su construcción en 1965 conectando inicialmente las demandas de Oruro y Cochabamba, con las plantas generadoras de Corani y Miguillas (COBEE). En la década de los 80's se completó el tendido de las líneas que conectaban las ciudades de La Paz, Oruro, Potosí, Cochabamba y Sucre, y posteriormente Santa Cruz y finalmente el Beni, llegando así a constituir el SIN actual.

<sup>2</sup> Wall Street Journal en español (2 de mayo de 2010): <http://online.wsj.com/article/SB127282502247485661.html>

<sup>3</sup> Tomado de Información proporcionada por funcionarios COBBE

<sup>4</sup> El SIN fue originado en la construcción del Sistema Troncal Interconectado, el cual une los principales nodos de generación y distribución del país.

<sup>5</sup> Es el mercado integrado por generadores, distribuidores, transmisores y consumidores no regulados; que efectúan operaciones de compra, venta y transporte de electricidad

Dentro de los Sistemas Aislados las empresas sí pueden estar integradas verticalmente, es decir, que una empresa puede realizar más de una de las actividades definidas en la industria de electricidad. Los Sistemas Aislados más importantes operan en Tarija, Trinidad, Cobija, ciudades del departamento de Tarija como Yacuiba, Villamontes y Bermejo; en el departamento de Santa Cruz operan los sistemas Camiri, Germán Busch y Valles Cruceños y en el departamento del Beni los sistemas Guayaramerín y Riberalta.

Adicionalmente a estos dos sistemas se cuenta con Sistemas Aislados Menores, y los Autoprodutores, que representan una mínima parte de las actividades de la industria eléctrica en Bolivia. Estos otros Sistemas Aislados Menores son los que tienen una capacidad instalada menor a 1.000 kW, y en general son cooperativas menores ubicadas en poblaciones pequeñas del país. Los Autoprodutores son empresas, en su mayoría mineras, que generan electricidad para su propio consumo en base a energía hidráulica y térmica. Un ejemplo es la empresa minera Huanuni.

Una diferencia que existe entre el SIN y los Sistemas Aislados es que la generación del SIN es de tipo Hidroeléctrico o Termoeléctrico; en los Sistemas Aislados existen cuatro tipos de generación: Hidroeléctrica, a Turbina a Gas, a Motor a Gas y a Motor a Diesel. Esta diferencia se explica porque las empresas generadoras del SIN atienden la mayor parte de la demanda nacional, a diferencia de los Sistemas Aislados que atienden una parte muy pequeña de la misma y con pocos requerimientos de potencia.

Con la promulgación de la Ley de Electricidad en 1994 se dio paso a la desintegración vertical de la industria eléctrica en el país. La separación y capitalización en dicho año se realizó con el propósito de incrementar las inversiones, introducir eficiencia y competencia en todas las etapas y simular competencia en las etapas que no aceptaran competencia directa. Por otra parte, también se logró desintegrar la empresa privada COBEE, separando la generación del transporte y la distribución, para lo cual se crearon los incentivos necesarios.

Por último, el CNDC<sup>6</sup> inició operaciones en febrero de 1996 y en junio de 1997 la infraestructura de transporte de ambas empresas desintegradas se unió para ser administrada por una sola empresa privatizada, la actual "Empresa Transportadora de Electricidad (TDE)".

## Descripción del Sector

**Generación:** La generación eléctrica puede ser realizada por distintos tipos de plantas generadoras. En el SIN las plantas generadoras son termoeléctricas e hidroeléctricas. La generación hidroeléctrica utiliza como insumo el agua, por lo que requieren de embalses para su funcionamiento y la generación termoeléctrica utiliza como insumo el gas natural, por lo que requieren estar conectadas a un gasoducto. Las Termoeléctricas tienen costos variables altos y las hidroeléctricas costos fijos altos; por lo tanto, es más eficiente que las plantas hidroeléctricas operen en los bloques valle y resto, dejando que las termoeléctricas generen energía en el bloque punta o de demanda máxima.

La generación también estaba conformada por la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE), empresa privada que además era transportadora y distribuidora. Para incentivar la desintegración de COBEE se le otorgó una concesión para la actividad de generación de 40 años a partir de 1990 y la exclusividad para el suministro de energía eléctrica a las empresas distribuidoras que atendieran las ciudades de La Paz, El Alto y Oruro. Adicionalmente, y durante el período de 7 años la compañía debía recibir una tasa de retorno a su capital de 9% establecido bajo el Código de Electricidad. Luego, por otros siete años la compañía podría elegir entre permanecer con la tasa de retorno establecida en el Código de Electricidad o vender su electricidad siguiendo las reglas establecidas en la Ley de Electricidad.

Actualmente la generación está compuesta por once empresas generadoras, COBEE, Corani, Guaracahi, Valle Hermoso, Synergia, Empresa Hidroeléctrica Boliviana, Río Eléctrico, Guabirá Energía, ENDE Andina, Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu (CECBB) y Servicios de Desarrollo de Bolivia S.A. (SDB).

**Transmisión:** La transmisión de energía eléctrica es la transformación de la tensión de electricidad y su transporte en bloque desde el punto de entrega por un generador hasta el punto de recepción por un distribuidor, consumidor u otro transmisor.

Una de las características más importantes de la industria eléctrica es que las actividades del flujo energético tienen que estar conectadas entre sí, para poder satisfacer la demanda final. Esto debido a que la demanda que enfrentan las empresas generadoras pertenece a las empresas distribuidoras, la misma que está en función de la demanda de los consumidores finales. Por lo tanto, las distribuidoras únicamente trasladan la demanda de los usuarios finales a las empresas generadoras. En este sentido, la transmisión o transporte de energía es fundamental para el buen funcionamiento de la industria, la misma que actualmente funciona bajo el principio de acceso abierto para todas aquellas plantas generadoras que quieran transportar la energía dentro del SIN<sup>7</sup>.

<sup>6</sup> Comité Nacional de Despacho y Carga

<sup>7</sup> Ley de Electricidad, título III, Capítulo I, Artículo 17.

**Distribución:** En lo que respecta a la distribución de energía eléctrica esta se hace por medio de siete compañías que en algunos casos basan su estructura corporativa bajo la figura de cooperativas. Las siete compañías antes mencionadas son las siguientes: Electricidad La Paz (ELECTROPAZ), Cooperativa Rural de Electricidad (CRE), Empresa de Luz y Fuerza de Cochabamba (ELFEC), Empresa de Luz y Fuerza de Oruro (ELFEO), Compañía Eléctrica de Sucre (CESSA), Servicio Eléctrico Potosí (SEPSA) y la Empresa nacional de Electricidad-Distribución (ENDE).

El fin último de la distribución es la dotación del producto final a los consumidores de manera que sus tarifas están reguladas de acuerdo a los puntos establecidos en la ley de electricidad.

### Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Con la reestructuración del Mercado Eléctrico Nacional, la Ley de Electricidad creó el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), responsable de la administración del Mercado Eléctrico Mayorista, el cual está integrado por las empresas de generación, transmisión, distribución y los consumidores no regulados (los que realizan compras de electricidad sin pasar por una empresa distribuidora) del SIN (además el MEM incluye las transacciones internacionales con Mercados y sistemas de otros países).

La regulación en la industria eléctrica boliviana busca la eficiencia en sus diferentes etapas. En el Mercado Mayorista, la oferta es la sumatoria de los costos marginales mínimos de las empresas generadoras y la demanda es la sumatoria de las demandas de las seis empresas distribuidoras en cada momento del tiempo, más un porcentaje de pérdidas en el transporte de energía. El MEM es administrado por el CNDC que planifica la operación integrada del SIN, realiza el despacho de carga en tiempo real y a costo mínimo y determina las transacciones.

Previamente a la venta de energía, las empresas de generación realizan ofertas a distintos costos marginales, y es el CNDC quien decide, en función de la demanda proyectada dentro de una banda, qué empresa inyectará primero la energía. Lo hace la empresa con costo marginal más bajo para un nivel de demanda dado y el precio de la energía en el MEM es el costo marginal de corto plazo. De esta manera, en todo momento se encuentran operando las generadoras con menores costos marginales y en la medida que aumenta la demanda (en las horas pico), entran en operación las generadoras con mayores costos marginales.

**Cuadro 3**  
**Participantes de la Industria Eléctrica**

Empresas de Generación	Empresas de Transmisión	Empresas de Distribución	Consumidores No Regulados
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. (COBEE)</li> <li>• Empresa Guaracachi S.A. (EGSA)</li> <li>• Empresa Eléctrica Corani S.A. (CORANI)</li> <li>• Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A. (VHE)</li> <li>• Compañía Eléctrica Central Bullo S.A. (CECB)</li> <li>• Empresa Río Eléctrico S.A. (ERESA)</li> <li>• Hidroeléctrica Boliviana S.A. (HB)</li> <li>• Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina S.A. (SYNERGIA)</li> <li>• Servicios de Desarrollo de Bolivia S.A. (SDB)</li> <li>• Guabira Energía S.A. (GBE)</li> <li>• ENDE ANDINA SAM (ENDEANDINA)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transportadora de Electricidad S.A. (TDE)</li> <li>• Interconexión Eléctrica ISA Bolivia S.A. (ISA)</li> <li>• San Cristóbal TESA (SCTESA)</li> <li>• Empresa Nacional de Electricidad - Transmisión (ENDE)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cooperativa Rural de Electrificación Ltda. (CRE)</li> <li>• Electricidad de La Paz (ELECTROPAZ)</li> <li>• Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC)</li> <li>• Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Oruro S.A. (ELFEO)</li> <li>• Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA)</li> <li>• Servicios Eléctricos Potosí (SEPSA)</li> <li>• Empresa Nacional de Electricidad - Distribución (ENDE)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Empresa Minera Inti Raymi S.A. (EMIRSA)</li> <li>• Empresa Metalúrgica Vinto (EMVINTO)</li> <li>• Coboce Ltda. (COBOCE)</li> <li>• Empresa Minera San Cristóbal (EMSC)</li> </ul>

Fuente: CNDC/ Elaboración: PCR

### Desarrollo del Sector

La participación promedio del sector eléctrico (incluyendo gas y agua) en el PIB al 31 de diciembre de 2010 representó un 7,34% cifra superior a la alcanzada durante la gestión 2009 en el que el aporte de este sector al PIB fue de un 6,11%.

Entre las gestiones 2009 y 2010 la demanda del sector eléctrico alcanzó un crecimiento de 7,73% ya que durante el año 2009 se tuvo una demanda de energía de 5.397 GWh mientras que durante la gestión 2010 la demanda alcanzó 5814 GWh lo cual nos muestra que el sector tuvo durante la pasada década un desarrollo importante en cuanto a consumo de energía eléctrica. Esta situación se debe por un lado al incremento de la población, y por otro, a un mayor tendido de cables de energía eléctrica para atender las actividades industrial y minera.

Asimismo la demanda de potencia también sufrió un incremento en el mercado boliviano ya que el año 2009 este indicador alcanzaba una demanda anual 10.663,4 MW alcanzando 11.541,9 MW en el 2010 lo cual representa un incremento de un 8,25%.

La industria eléctrica en Bolivia comprende las actividades de generación, transmisión y distribución. La estructura del sector determina la separación vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), con el objetivo de posibilitar el funcionamiento de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)<sup>8</sup> competitivo en lo que hace a la generación, donde la oferta está constituida por los generadores y la demanda por los distribuidores de electricidad y consumidores No Regulados.

La generación bruta de energía de la gestión 2009 alcanzó 5.632.658 MWh., generación que tuvo un incremento de 452.868 MWh. para finalmente alcanzar una generación bruta total de 6.085.526 MWh.

La oferta de electricidad en Bolivia se encuentra basada en centrales generadoras hidroeléctricas y termoeléctricas, durante la gestión 2009 las centrales termoeléctricas representaron 59,8%, hasta llegar a representar un 64,55% del total de la generación en el País.

La operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante la gestión 2009 fue normal, habiéndose realizado el despacho de carga con los criterios de seguridad, confiabilidad y a costo mínimo, establecidos en la normativa.

Las centrales de generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional están ubicadas en siete de los nueve departamentos de Bolivia: La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Chuquisaca, Potosí, Oruro y el Beni.

A continuación mostramos la capacidad de Generación del Sistema Interconectado Nacional al mes de Junio de 2011.

CUADRO 4				
Empresa	Central o Sistema	Tipo	Capacidad MW	Capacidad MW
Compañía Boliviana de Energía Eléctrica	Zongo	Hidro	187.77	227.12
	Miguillas	Hidro	21.11	
	Kenko	Térmico	18.24	
Hidroeléctrica Boliviana	Taquesi	Hidro	89.27	89.27
Empresa Eléctrica Corani	Corani	Hidro	57.62	148.73
	Santa Isabel	Hidro	91.11	
Empresa Río Eléctrico	Yura	Hidro	19.04	19.04
Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina	Kanata	Hidro	7.54	7.54
Servicios de Desarrollo de Bolivia S.A.	Quehata	Hidro	1.96	1.96
Empresa Guaracachi	Guaracachi	Térmico	298.22	348.16
	Aranjuez	Térmico	36.03	
	Karachipampa	Térmico	13.91	
Empresa Eléctrica Valle Hermoso	Carrasco	Térmico	107.57	178.49
	Valle Hermoso	Térmico	70.92	
Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu	Bulu Bulu	Térmico	89.64	89.64
Guabira Energía S.A.	Guabirá	Térmico	21.00	21.00
Ende Andina	Entre Rios	Térmico	104.81	104.81
TOTAL			1,235.75	1,235.75

Fuente: CNDC/ Elaboración: PCR

### **Demanda, Oferta y Precios:**

En el año 2008, pese a la incertidumbre política de Bolivia, la demanda se vio impulsada en 10,60% debido al consumo de la Minera San Cristóbal, por el ingreso de la Minera San Bartolomé y por el fuerte crecimiento del consumo minero hasta septiembre de 2008, que determinaron el crecimiento de la demanda de energía más elevado de los últimos 12 años.

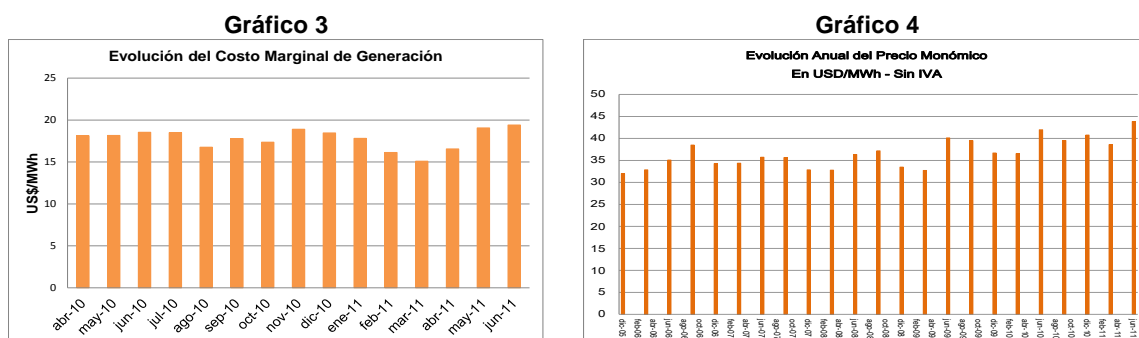
<sup>8</sup> Es el mercado integrado por generadores, distribuidores, transmisores y consumidores no regulados; que efectúan operaciones de compra, venta y transporte de electricidad

En el 2009, la oferta de generación en el SIN se incrementó con la incorporación de una potencia efectiva disponible de 5,0 MW. En esta gestión la capacidad de potencia efectiva disponible fue de 1164,2 MW, debido al repotenciamiento del turbogenerador TG-GE1, en el departamento de Santa Cruz, lo que incrementó la potencia en bornes de 16,0 MW a 21,0 MW.

A diciembre del 2009, el precio promedio de energía llegó a US\$/MWh 16,38; en tanto, el precio de la potencia se ubicó en US\$/MWh 13.52, mientras que el peaje se situó en US\$/MWh 6,78; de este modo el precio monómico registró un monto total de US\$/MWh 36.68, mayor al registrado al cuarto trimestre del año anterior (US\$/MWh 33.47).

A diciembre 2010, el consumo de energía del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) fue de 527.668.379 kWh con una demanda máxima de 1.009.392 kW. La variación de la demanda, respecto al mismo mes del año anterior, fueron 10% en energía y 7,4% en potencia máxima.

Las tasas de crecimiento del período anual que concluyó en el mes de diciembre fueron 7,7% en energía y 7,4% en potencia máxima.



Fuente: CNDC/ Elaboración: PCR

**Puntos relevantes Junio 2011:**

- La demanda en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) creció, hasta el presente, con una tasa anual de 7,8% en energía y 7,3% en potencia.
- La capacidad de generación en este mes fue de 1.235,75 MW.
- La demanda máxima del mes fue de 995,6 MW, el día 20 a horas 19:00.
- La demanda máxima registrada en los últimos 12 meses fue de 1.031,30 MW
- La producción bruta en centrales de generación se distribuyó en: hidroeléctrica 26.12 % y termoeléctrica 73.88 %
- El caudal promedio del embalse Corani fue de 1.1 m³/s, que corresponde a una probabilidad de excedencia del 69.82 %.
- La disponibilidad del parque generador hidráulico fue de 96.7 % y en el parque termoeléctrico de 89.23 %.
- El costo marginal de generación fue de 19.41 US\$/MWh (sin IVA).
- El costo marginal en nodos de consumos, incluyendo el costo de la energía forzada, fue de 20.84 US\$/MWh (sin IVA).
- El precio monómico a los consumidores fue de 43.83 US\$/MWh (sin IVA).

A continuación se incluye un resumen de la proyección de costos marginales de energía para los próximos cuatro años, extractado del estudio de mediano plazo del CNDC<sup>9</sup> para el período mayo/2010 – abril/2014.

Cuadro 5 : Energía Libre y Costo Marginal Promedio								
Bloque	May/10-abr/11		may/11-abr/12		may/12-abr/13		may/13-abr/14	
	(GWh)	(US\$/MWh)	(GWh)	(US\$/MWh)	(GWh)	(US\$/MWh)	(GWh)	(US\$/MWh)
Alto	1.515,5	15,45	1.623,1	16,21	1.743,3	17,31	1.830,1	17,5
Medio	2.987,7	15,34	3.203,9	15,47	3.453,5	16,5	3.634,8	16,83
Bajo	1.302,7	14,69	1.392,9	14,8	1.498,8	15,49	1.579,7	15,8
Total	505,9	15,22	6.219,9	15,51	6.695,6	16,48	7.044,6	16,77

Fuente: CNDC / Elaboración: PCR

<sup>9</sup> Comité Nacional de Despacho y Carga

## Proyectos e Inversiones

A junio 2011, las inversiones efectuadas por la Compañía fueron de US\$825 mil. Durante el 2008, las inversiones realizadas por TDE ascendieron a US\$4,0 millones, inferior a los US\$10,96 millones registrado en el 2007. Las mayores inversiones ejecutadas durante el 2011 correspondieron a la construcción de obras civiles y la adquisición de equipos. Cabe mencionar que durante el 2007 (mes de agosto) fueron concluidas las instalaciones del proyecto Carrasco – Santiváñez.

A continuación, se muestra un detalle de las inversiones efectuadas a junio de 2011.

Cuadro 6					
Detalle de Inversiones					
(En dólares americanos)					
Inversiones	2007	2008	2009	2010	jun-11
Transmisión	10.527.461	3.698.146	7.423.350	2.388.558	705.654
Proyectos de Expansión en Red	6.496.995	792.293	4.785.115	115.453	194.129
Estudios	22.824	11.551	73.286	-	-
Otras Inversiones en Red	4.007.642	2.894.302	2.564.949	2.273.105	511.525
Telecomunicaciones	-	-	-	-	-
Software y Hardware	124.482	195.643	193.860	269.871	65.187
Otras Inversiones General	306.473	105.564	105.851	195.892	54.365
<b>Total Inversiones</b>	<b>10.958.416</b>	<b>3.999.353</b>	<b>7.723.061</b>	<b>2.854.321</b>	<b>825.206</b>

Fuente: Transportadora de Electricidad S.A. / Elaboración: PCR

### Proyectos de Expansión de TDE

#### Proyecto División línea Carrasco – San José en Chimoré

El 13 de septiembre de 2010 mediante resolución AE N° 441/2010 – Trámite N° 650 la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) comunica la aprobación de la expansión del STI con la incorporación de las instalaciones de este proyecto. El valor STEA aprobado para las nuevas instalaciones es de 1.449.100 USD.

En fecha 17 de noviembre de 2010 la Autoridad Ambiental competente extendió la licencia ambiental al proyecto.

La Autoridad de Electricidad (AE) ha emitido el 21 de marzo de 2011 la Resolución N°126/2011 otorgando la Ampliación de la Licencia de Transmisión a TDE con la incorporación de las instalaciones del proyecto. Sin embargo la resolución consigna una fecha de inicio para el proyecto, anterior a la fecha de aprobación de ampliación de licencia, en este sentido TDE presentó en fecha 11 de abril un memorial de solicitud de cambio de cronograma. La solicitud fue atendida mediante resolución AE N° 248/2011 aprobando una nueva fecha de inicio de obras a partir del 4 de abril 2011 y como fecha de conclusión el 3 de mayo de 2012.

Se iniciaron obras civiles el 20 de junio. Los suministros principales y servicio de Construcción y Montaje fueron adjudicados.

#### Adecuación de la Red a Larecaja

En fecha 21 de octubre mediante resolución AE N° 501/2010 la Autoridad de Electricidad aprobó el proyecto. El valor STEA aprobado en la mencionada resolución es de 494.163 USD y contempla el valor de una bahía de línea en Subestación Caranavi.

El valor STEA de la bahía de línea en Subestación Chuspipata es de 591.705 USD y ha sido establecido mediante resolución SSDE N° 125/2009 de fecha 22 de abril de 2009, emitida por la anterior Superintendencia de Electricidad.

La autoridad ambiental competente otorgó el 15 de febrero de 2011 la respectiva Licencia Ambiental al Proyecto.

La Autoridad de Electricidad (AE) emitió el 19 de mayo de 2011 la Resolución N°226/2011 otorgando la Ampliación de la Licencia de Transmisión a TDE con la incorporación de las instalaciones del proyecto. La resolución fija un plazo de ejecución de obras de 13 meses computables a partir de su notificación.

Se iniciaron obras civiles el 4 de julio de 2011. La contratación de los servicios de construcción y montaje ha sido adjudicada.

#### **Proyecto ampliación Subestacion Arocagua**

En fecha 21 de octubre mediante resolución AE N° 502/2010 la Autoridad de Electricidad aprobó el proyecto.

El valor STEA aprobado para las nuevas instalaciones subió a 1.900.579 USD, luego de que el Organismo Regulador atendió el reclamo de TDE mediante Resolución AE No. 036/2011 del 27 de enero 2011.

La autoridad ambiental competente otorgó el 15 de febrero de 2011 la respectiva Licencia Ambiental.

En fecha 23 de marzo de 2011 TDE remitió a la AE la solicitud de Ampliación de Licencia. Entre el 15 y el 17 de junio se procedió a la publicación en prensa del extracto de solicitud de ampliación de licencia.

A la espera de la aprobación de ampliación de licencia para el inicio de obras.

#### **Proyecto elevación de tensión línea Potosí – Punutuma 115 kV**

La Autoridad de Electricidad mediante resolución AE N° 589/2010 de 2 de diciembre de 2010, aprueba la incorporación de las instalaciones del proyecto “Elevación de Tensión Línea Potosí - Punutuma” al STI, conforme la propuesta técnica de TDE. El valor STEA aprobado para las nuevas instalaciones es de 5.746.065 USD

La autoridad ambiental competente otorgó el 29 de abril de 2011 la respectiva Licencia Ambiental. La solicitud de ampliación de licencia ha sido presentada el 2 de febrero de 2011.

Entre el 10 y el 12 de junio se procedió a la publicación en prensa del extracto de solicitud de ampliación de licencia dirigido a la AE.

A la espera de la aprobación de ampliación de licencia para el inicio de obras.

#### **Proyecto Subestación Sacaba 115 kV**

El proyecto comprende la construcción de la nueva subestación Sacaba 115 kV, que separará en dos tramos la línea Santa Isabel - Arocagua, con la finalidad de permitir la conexión de la futura línea a Paracaya 115 kV de ELFEC. Se determinó iniciar el proceso de adquisición del terreno para viabilizar la licencia ambiental y la propia licencia de transmisión.

En fecha 17 de junio la Autoridad Ambiental: Secretaria Departamental de los Derechos de la Madre Tierra, del Gobierno autónomo del Departamento de Cochabamba, ha otorgado la Categoría III, al proyecto S/E Sacaba 115 kV, con lo que corresponde presentar los documentos PPM – PASA Plan de Aplicación y Seguimiento Ambiental.

En fecha 29 de junio de 2011, TDE presenta a la Autoridad Ambiental de Cochabamba, los documentos de solicitud de licencia LASP (Licencia Ambiental para Actividades con Sustancias Peligrosas) para el proyecto S/E Sacaba 115 kV.

El 6 de julio de 2011, TDE presenta al Ministerio de Hidrocarburos y Energía, el Plan de Prevención y Mitigación; Programa de Aplicación y Seguimiento Ambiental correspondiente al Proyecto Subestación Sacaba 115 kV.

#### **Proyecto Subestación Cataricagua 115 kV**

El proyecto comprende la construcción de la nueva subestación Cataricagua 115 kV, que separará en dos tramos la línea Vinto – Catavi 115 kV en dos tramos y facilitando un alimentador para conectar una línea de 115 kV hasta las instalaciones de la ampliación del ingenio de la Empresa Minera Huanuni.

El CNDC en su sesión del día 27 de julio de 2011 ha aprobado el informe de evaluación económica del proyecto y ha dispuesto su envío a la AE, recomendando la ejecución.

En fecha 20 de junio de 2011, TDE inicia el trámite de licencia ambiental ante el Organismo Sectorial Competente (OSC) presentando la Ficha Ambiental del Proyecto

En fecha 11 de julio de 2011, TDE presenta a la Autoridad Ambiental de Oruro, los documentos de solicitud de licencia LASP (Licencia Ambiental para Actividades con Sustancias Peligrosas) para el proyecto S/E Cataricagua 115 kV.

## Hechos Relevantes

---

- En fecha 12 de agosto se ha comunicado que la Junta General de accionistas, realizada el 10 de agosto de 2011, determinó:
  - Distribuir las Utilidades Acumuladas en dividendos por un monto equivalente de Bs43.900.537.- declarando en consecuencia un dividendo de Bs12,119 por acción.
  - Designar a la empresa PricewaterhouseCoopers S.R.L. como Auditores Externos de la Sociedad para la gestión 2011.
- En fecha 27 de Julio de 2011 se convocó a Junta General de accionistas a ser realizada el 10 de agosto de 2011, con el siguiente orden del día:
  - Propuesta de Distribución de Utilidades.
  - Nombramiento de Auditores Externos para la gestión 2011.
  - Aprobación del Acta
- En fecha 17 de febrero de 2011 se celebró la Junta General Ordinaria de accionistas, la cual fue convocada el 28 de enero de 2011. En la Junta se determinaron los siguientes puntos:
  - Aprobar la memoria anual de la sociedad, Balance General y Estado de Resultados con dictamen de Auditor externo al 31 de Diciembre de 2010.
  - Proceder a la reelección de los Directores Titulares y Suplentes:
    - Sr. Luis Atienza Serna (Director Titular)
    - Sr. Javier de Quinto Romero (Director Titular)
    - Sr. Mauricio Galindo Torrico (Director Titular)
    - Sr. Carlos Jaime Collantes Pérez-Arda (Director Titular)
    - Sr. Juan Lasal Bernard (Director Titular)
    - Sr. Alberto Granda de Matos (Director Suplente)
    - Sr. Luis Velasco Bodega (Director Suplente)
  - Ratificar a los Síndicos titulares y Suplentes:
    - Sr. Juan Carlos Gumucio del Villar (Sindico Titular)
    - Sr. Andrés Llubomir Sitic Tardio(Sindico Suplente)
  - El nombramiento de Auditores Externos se queda postergado para la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas.
- En fecha 10 de diciembre de 2010 TDE S.A. tomo conocimiento de la aprobación del Decreto Supremo N°72, concerniente a la disposición transitoria octava de la Constitución Política del Estado.
- El 6 de Diciembre de 2010, el Gobierno del Estado Plurinacional de Bolivia emitió el Decreto Supremo N°726. El cual en su artículo único señala que todas las concesiones sobre: recursos naturales, electricidad, telecomunicaciones, y servicios básicos cambian temporalmente para después adecuarse a lo establecido en la Constitución Política del Estado, respecto a la dirección y control sobre sectores estratégicos
- En fecha 3 de agosto de 2010 la Junta General Ordinaria de Accionistas determino aprobar la distribución de utilidades acumuladas por un total de Bs 42.726.345, 50, de acuerdo a lo establecido en la reunión de Directorio del 20 de Julio de 2010.  
De esta manera el 4 de agosto de 2010, se procedió al pago de dividendos a Bs 11,7946 por acción, en la sede central de la sociedad ubicada en la calle Colombia 0-0655 de la Ciudad de Cochabamba – Bolivia
- En fecha 20 de julio de 2010 en reunión de directorio se decidió convocar a Junta General de Accionistas de la Transportadora de Electricidad TDE a celebrarse el de 3 de agosto de 2010 a horas 16:00 en la sede de la empresa, ubicada en la calle Colombia 0-0655 de la Ciudad de Cochabamba – Bolivia, con el siguiente orden:
  - Propuesta de distribución de utilidades acumuladas

- Aprobación del acta
  - Nombramiento de dos accionistas para la firma del acta.
- En fecha 12 de febrero de 2010 la Junta General Ordinaria de Accionistas determinó:
    - Aprobar la memoria anual de la sociedad para la gestión 2009.
    - Aprobar el balance General y Estado de Resultados con dictamen de Auditor externo al 31 de Diciembre de 2009.
    - Aprobar el informe del Síndico para la Gestión 2009.
    - Aprobar la distribución de Utilidades de la gestión 2009 de acuerdo a la propuesta del Directorio, conforme el siguiente detalle:
      - Utilidad Neta después de Impuestos: Bs 79.109.471,58
      - Reserva Legal (5%) Bs 3.955.473,58
      - Distribución de Dividendos: Bs 42.447.022,00
      - Utilidad Acumulada Bs 32.706.976,00
    - En consecuencia, se declaró un dividendo de Bs11,717 por acción. Para el efecto, se delegó a la Vicepresidencia Ejecutiva para que efectuó el pago de los dividendos correspondientes en función a las disponibilidades de caja y dando cumplimiento a los contratos de préstamo suscritos con el IFC y la CAF.
    - Así mismo informa que el día 12 de Febrero de 2010 se procederá a pago de dividendos de la gestión 2009 a Bs 11,72 por acción.
    - Aprobación de Auditores Externos a la firma PricewaterhouseCoopers.
    - Consideración de operaciones de Tesorería: La Junta resolvió por unanimidad autorizar al directorio para que se proceda a la colocación de excedentes de caja por vía de un préstamo a corto plazo a ser otorgado al principal accionista de la sociedad, Red Eléctrica Internacional SAU, encargado al Directorio los términos y condiciones correspondientes

## **Análisis Financiero**

---

Para la elaboración del análisis se ha utilizado los estados financieros de la Transportadora de Electricidad S.A. al 30 de junio de 2011.

### **Análisis de Resultados.-**

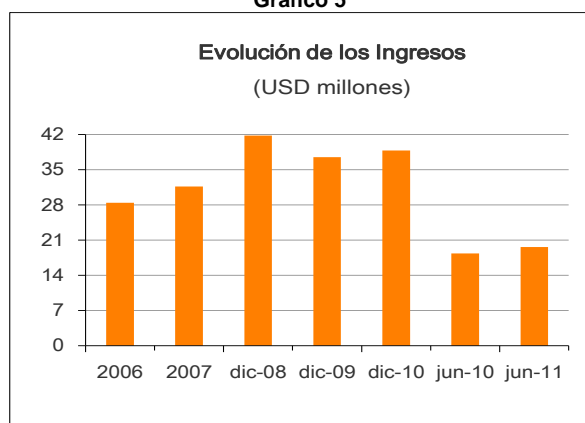
**Evolución de los Ingresos:** Durante el periodo 2005 a 2008, los ingresos brutos de TDE presentaron una tendencia creciente de alrededor US\$ 31.54 millones. Esta tendencia tuvo su punto máximo en Diciembre de 2008 cuando los ingresos brutos registraron un monto equivalente a US\$ 41.80 millones. Sin embargo a Diciembre 2009 esta tendencia se revirtió y los ingresos brutos de la gestión alcanzaron los US\$ 37.47 millones, monto inferior en 10.38% respecto al registrado el año anterior. En lo que respecta a diciembre de 2010, la empresa generó ingresos totales por US\$ 38.797 millones, nivel superior en 3,56% al nivel alcanzado en diciembre de 2009. Esto debió principalmente al aumento en los ingresos por transporte de energía y otros ingresos, los cuales aumentaron en 2,81% y 14,99% respectivamente interanualmente.

El principal concepto de ingresos de la compañía es la transmisión de energía eléctrica, la cual representa el 96% de las ventas netas de diciembre 2010. El 4% restante corresponde a ingresos de negocio complementario. El negocio de transmisión de energía se caracteriza por mantener ingresos operativos estables, con una demanda que depende principalmente del nivel de actividad económica. Los factores climáticos juegan un rol importante para el suministro de energía, principalmente a lo referente a las plantas hidroeléctricas de embalse.

A marzo de 2011, la empresa generó ingresos totales por US\$9,48 millones, nivel superior en 4,35% al nivel alcanzado a marzo de 2010. Esto se debió principalmente al aumento en los ingresos por transporte de energía y otros ingresos, los cuales aumentaron en 4,25% y 6,98% respectivamente interanualmente.

A junio de 2011, la empresa obtuvo ingresos totales por un monto de US\$19,61 millones, superior en un 6,98% respecto a datos a junio de 2010, a causa de los ingresos por transporte de energía.

Gráfico 5



Fuente: Transportadora de Electricidad S.A. / Elaboración: PCR

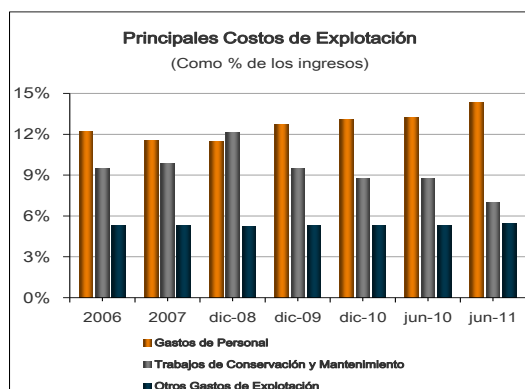
Al igual que los ingresos brutos, los costos de explotación de TDE durante el periodo 2005-2008, presentaron una tendencia creciente de alrededor US\$ 10.84 millones, la cual fue revertida durante la gestión 2009, cuando el monto relacionado a costos de explotación se redujo en un 12.99% respecto a diciembre de 2008. A diciembre de 2010 los costos de explotación llegaron a US\$ 13,31 millones, nivel superior en 1,80% al de diciembre de 2009, a causa del incremento en gastos por personal en 6,57%. Por su parte las utilidades operativas y netas del periodo 2005-2010 fueron en promedio de: US\$ 15.18 millones y US\$ 7,15 millones respectivamente, con tendencias similares a las registradas tanto por los ingresos brutos como los costos de explotación.

A marzo de 2011 los costos de explotación llegaron a US\$ 3,06 millones, nivel superior en 2,71% al registrado a marzo de 2010, principalmente motivado por el incremento en los costos asociados a: pago de tasas e impuestos (8,27%), costos relacionados a contratos de operación de Red Eléctrica Internacional (+6,33%) y gastos relacionados a sueldos y salarios (+5,11%).

Gracias a un comportamiento creciente tanto en ingresos operativos como en costos de operación la compañía registro un valor de EBITDA de US\$ 6.42 millones a marzo de 2011, monto superior en 5,15% al registrado en marzo de 2010.

A junio de 2011 los costos de explotación ascendieron a US\$ 6,68 millones, cifra superior en un 6,37% respecto de lo erogado al mismo corte de la gestión 2010, es importante destacar que los ingresos crecieron en una mayor proporción que los gastos de explotación aunque no sea a niveles tan materiales. Asimismo el EBITDA alcanzó un monto de US\$ 12,92 millones, lo cual significó un incremento del 7,29% respecto de lo que fue junio de 2010.

Gráfico 6



Fuente: Transportadora de Electricidad S.A. / Elaboración: PCR

La utilidad operativa de la empresa a marzo de 2011 es de US\$ 3,64 millones, superior en 5,39% a la utilidad operativa registrada en marzo de 2010 (US\$ 3.45 millones).

Adicionalmente, después de considerar gastos e ingresos financieros por US\$ 796 mil y US\$ 382 mil respectivamente, e impuestos por US\$ 764 mil se obtuvo un beneficio neto a marzo de 2011 de US\$ 3.24 millones, importe superior en 30,24% respecto a marzo de 2010. Este importante crecimiento en los niveles de utilidad neta al primer trimestre de 2011 se explica por dos factores. 1) La generación de mayores ingresos operativos y 2) los mayores resultados positivos por exposición a la inflación (-7.538%).

En lo que respecta a junio de 2011, se puede apreciar que la utilidad operativa de la empresa alcanzó US\$7,21 millones, cifra superior en 7,73% referente al mismo corte de la gestión 2010.

Finalmente se puede apreciar que luego de tomar en cuenta los ingresos financieros (US\$753 mil), los ingresos extraordinarios netos (US\$1,63 millones) y finalmente los Gastos Financieros (US\$1,59 millones) se ha podido determinar un Beneficio Neto de US\$6,45 millones, lo cual representa un incremento en el Beneficio Neto de 31,8% respecto de junio de 2010.

El detalle de las cuentas del Estado de Resultados se encuentra resumido en el siguiente cuadro:

<b>Cuadro 7</b>				
<b>Estado de Ganancias y Pérdidas</b>				
(En miles de dólares)				
	jun-10	jun-11	Var. Abs.	Var. %
Ingresos de explotación	18.328	19.607	1.279	6,98%
Ingresos por transporte de energía	17.582	18.787	1.205	6,85%
Otros ingresos	746	820	74	9,95%
Costos de explotación	(6.283)	(6.683)	(400)	6,37%
EBITDA	12.045	12.924	879	7,30%
Dotación para amortizaciones	(5.351)	(5.712)	(361)	6,75%
EBIT	6.695	7.212	517	7,73%
Ingresos financieros	887	753	(134)	-15,12%
Gastos financieros	(1.814)	(1.592)	222	-12,26%
Beneficio ordinario antes de impuestos	5.767	6.373	606	10,50%
Ingresos extraordinarios neto	168	1.632	1.464	872,30%
Beneficio neto antes de de impuestos	5.935	8.005	2.069	34,87%
Impuesto a las Utilidades	1.041	1.554	513	49,32%
<b>BENEFICIO NETO</b>	<b>4.894</b>	<b>6.451</b>	<b>1.556</b>	<b>31,79%</b>

Fuente: Transportadora de Electricidad S.A. / Elaboración: PCR

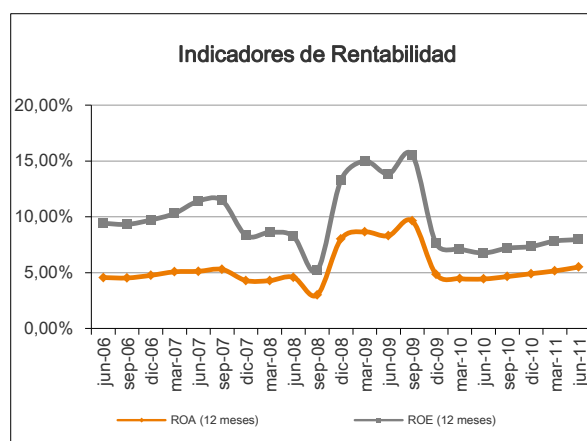
### **Análisis de Rentabilidad y Cobertura<sup>10</sup>**

Respecto a los indicadores de rentabilidad que relacionan a las utilidades netas con el patrimonio y activo de la empresa, se puede observar que al 31 de marzo de 2011, producto de un mayor nivel disminución de la utilidad neta de la empresa, el ROE a 12 meses fue de 7,83% y el ROA a 12 meses de 5,16%, siendo el ROA superior al registrado en la gestión de marzo 2010 (ROA: 4,46% y ROE 7,11%).

Adicionalmente realizado el análisis de los indicadores anteriormente mencionados a junio de 2011 se ha podido establecer que el ROE y el ROA a 12 meses alcanzaron un 7,97% y 5,5% respectivamente, estos índices son superiores a los obtenidos a junio de 2010 donde el ROE obtenido fue de 7,1% mientras que el ROA fue de 4,5%

<sup>10</sup> Considerando que los periodos no son comparables plenamente debido a los cambios en la normativa contable, es necesario aclarar que los análisis de márgenes no son sujetos de modificaciones significativas que distorsionen la realidad producto del cambio en la normativa.

Gráfico 7



Fuente: Transportadora de Electricidad S.A. / Elaboración: PCR

El ratio de cobertura, EBITDA/ Gastos Financieros (12 meses), ha mostrado durante los últimos años una tendencia positiva, pasando de 3,58 veces (año 2005) a 6,94 veces (año 2010), en respuesta a un mejor EBITDA y a disminuciones en los gastos financieros de la empresa. A marzo de 2011, el indicador siguió mostrando mejores niveles, llegando a marcar 7,21 veces, lo que se traduce en una mejora de la capacidad de la empresa para hacer frente a las obligaciones financieras emanadas de sus deudas.

A Junio de 2011 el ratio EBITDA/Gastos Financieros alcanzó un nivel de 7,64 veces, índice superior al alcanzado a junio de 2010, donde se obtuvo un ratio de 6,55 veces.

Gráfico 8

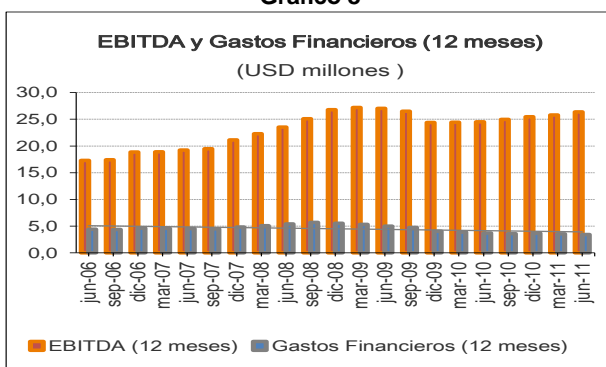
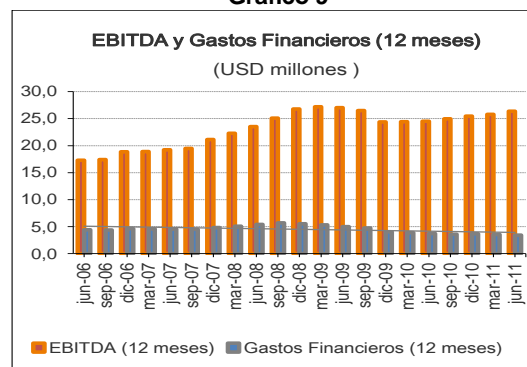


Gráfico 9



Fuente: Transportadora de Electricidad S.A. / Elaboración: PCR

### Análisis del Balance General:

**Calidad de activos:** Entre el 2005 y el 2010 los activos totales de TDE incrementaron de US\$ 179.10 millones a US\$223.06 millones, lo que representó un incremento de US\$ 43.96 millones, (+24,54%) en el transcurso de cinco años. Al 31 de marzo de 2011, el activo total de TDE ascendió a US\$226.93 millones, estando el 89,50% del mismo constituido por los activos de largo plazo, cuyo principal componente es el activo fijo neto (80,13% del activo total), seguido por las cuentas por cobrar a empresas relacionadas a largo plazo (9,09%).

Por su parte, los activos corrientes sumaron un total de US\$ 23.84 millones a marzo de 2011, importe superior a los US\$ 22.34 millones registrados en diciembre de 2010, lo que fue explicado principalmente por el incremento de las cuentas por cobrar a empresas relacionadas (+13,24%) y disponibilidades (+18,96%).

Los resultados a junio de 2011 el total activo alcanzó la cifra de US\$227,17 millones, de este monto se aprecia que el activo corriente representó un 9,73% mientras que el activo no corriente tuvo una participación del 90,27%. Dentro del Activo Corriente la cuenta más representativa fue cuentas por cobrar con un saldo de US\$11,30 millones, mientras que dentro del activo no corriente el rubro más importante fue el activo fijo neto con saldo de US\$184,69 millones.

**Exigibilidad de Pasivos:** Por otra parte el pasivo total entre las gestiones 2005 y 2010 presentó una disminución, de US\$ 92.86 millones a US\$ 74.03 millones, equivalente a US\$ 18,84 millones (-20,28%), explicado principalmente por las disminuciones en los pasivos de largo plazo en US\$ 26.81 millones. A marzo de 2011, la empresa afrontó obligaciones por US\$ 77.48 millones, importe superior en US\$3.45 millones en relación a diciembre de 2010 (+4,66%), debido principalmente al incremento del pasivo corriente y no corriente en: US\$ 1,98 millones y US\$ 1,47 millones respectivamente.

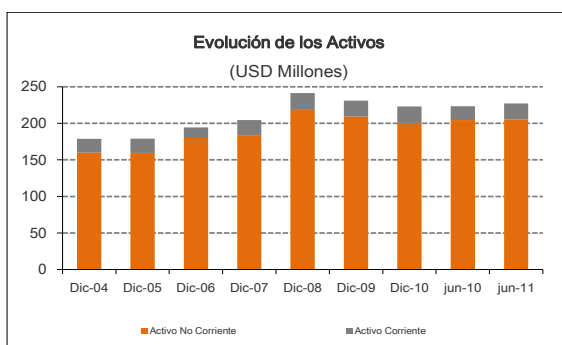
En lo referente al incremento de los pasivos no corrientes durante el primer trimestre de 2011, este obedece a una mayor deuda financiera a largo plazo en (+2,67%). Por su parte el pasivo corriente incrementó en 11,99% en relación a diciembre de 2010 como resultado de: mayores obligaciones por deudas comerciales (+13,74%), obligaciones fiscales y sociales (+12,52%) y deudas financieras a corto plazo (+11,52%).

A marzo de 2011 el pasivo corriente representa el 8,15% de la estructura de capital de TDE mientras que el Pasivo No corriente equivale al 25,99%. Por su parte el Patrimonio representa el 65,86% de esta estructura.

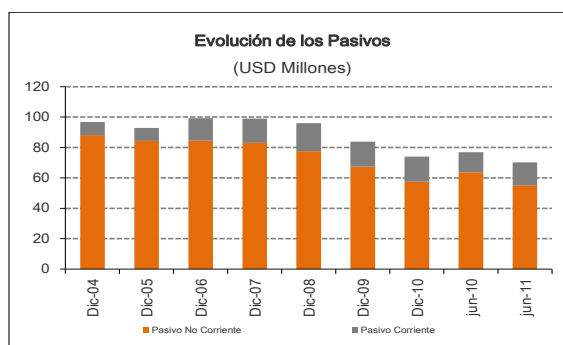
El pasivo financiero (deuda) representó el 82,09% del total de pasivos, estando concentrado en obligaciones contraídas de largo plazo (74,52% del total de pasivos). Este financiamiento está conformado principalmente por préstamos otorgados por el Tesoro General de la Nación (vencimiento en junio de 2022), Internacional Finance Corporation (vencimientos el 2013 y 2014), y Corporación Andina de Fomento (vencimiento el 2013), y en menores porciones por préstamos con la Banca Local (vencimiento en mayo de 2016).

Al cierre de junio de la presente gestión el total pasivo y patrimonio de TDE alcanzó la cifra de US\$227,17 millones, de los cuales un 6,62% está compuesto por pasivo corriente, un 24,29% por pasivo no corriente y finalmente un 69,09% por el patrimonio. Dentro de la estructura del pasivo se mantuvo la tendencia en la cual el pasivo financiero representa la mayor parte de este rubro con un 91,81%.

**Gráfico 10**



**Gráfico 11**



**Fuente:** Transportadora de Electricidad S.A. / **Elaboración:** PCR

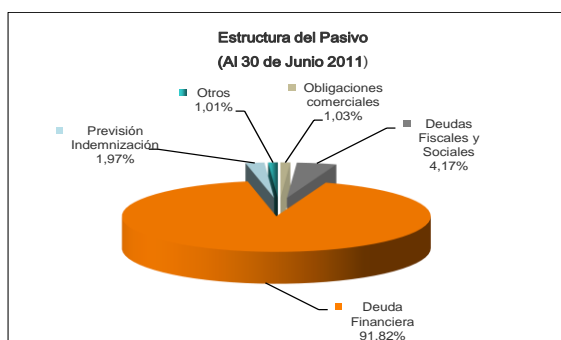
En lo referente a los créditos obtenidos por parte del Tesoro General de la Nación con tasas preferenciales (4% anual). El plazo de los créditos es de 25 años y la fecha de vencimiento de ambos créditos es en junio de 2022. El monto total otorgado fue de US\$70 millones, cuyo saldo a junio de 2011 es de US\$42,04 millones.

Respecto al crédito obtenido del IFC en junio de 2003 fue por US\$30 millones, en dos tramos: Loan Senior-US\$15 millones a 11 años con vencimiento en junio de 2014 y Loan Subod.-US\$15 millones a 10.5 años con vencimiento en diciembre de 2013. A junio de 2011, el saldo global es de US\$11,98 millones.

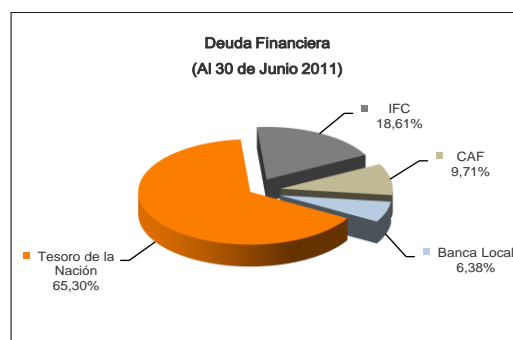
La Deuda contratada con Corporación Andina de Fomento (CAF) en septiembre de 2007. El desembolso fue de US\$15.00 millones, con una tasa variable LIBOR + 3.25%, amortizable en 12 cuotas hasta el 15 de diciembre de 2013. A junio de 2011 el saldo de dicho préstamo es de US\$6,25 millones.

Finalmente la deuda con la Banca local comprendida en tres créditos: Préstamo de US\$ 2 millones del Banco Bisa, préstamo de US\$ 1.5 millones del Banco Nacional de Bolivia y un préstamo por US\$ 2 millones recibido del Banco Unión. En caso de los dos primeros créditos el plazo es de 5 años a partir de la fecha de desembolso del 09 de junio de 2009, a un interés equivalente al 5.5% anual más la TRE, con vencimiento al 2014. En caso del crédito del Banco Unión S.A. el plazo fue de cinco años con vencimiento a marzo de 2016. El saldo a junio de 2011 de todos los créditos con la banca local se contabiliza en US\$4,11 millones.

**Gráfico 12**



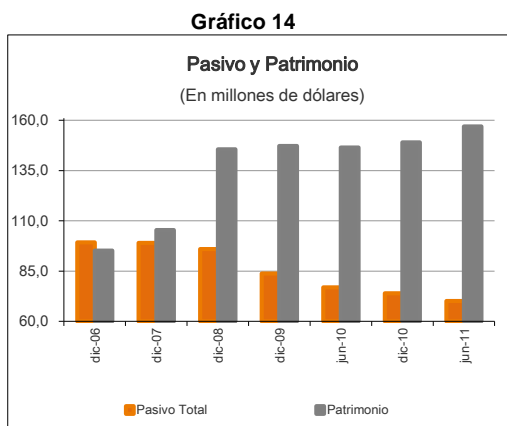
**Gráfico 13**



**Fuente:** Transportadora de Electricidad S.A. / **Elaboración:** PCR

**Patrimonio:** El patrimonio entre los periodos 2005 a 2010 tuvo un incremento de US\$ 86.25 millones a US\$ 149.04 millones, lo que significó un incremento de US\$ 62.79 millones (72.81%) en los últimos cinco años. A marzo de 2011, el patrimonio ascendió a US\$149.45 millones, superior en US\$405 mil en relación a su valor a diciembre de 2010, debido principalmente a la mayor constitución de reservas (+11,93%) y los ajustes al patrimonio (+9,85%). Asimismo TDE cuenta con un capital autorizado de Bs 724.504.200 y un capital suscrito y pagado de Bs 362.252.100 conformado por 3.622.521 acciones.

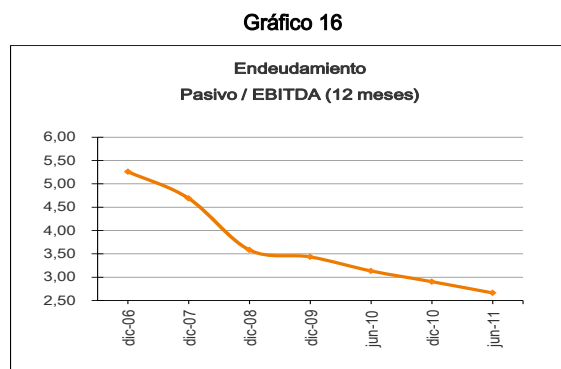
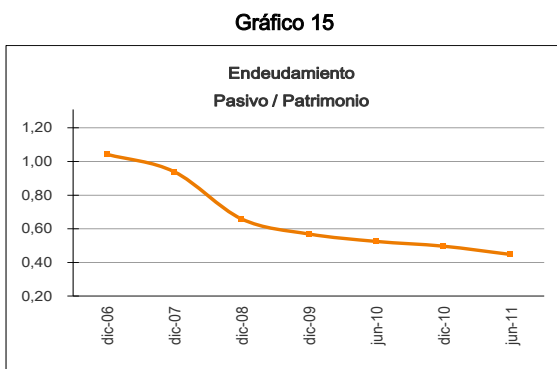
A junio de 2011 el patrimonio de TDE alcanzó US\$156,95 millones (5,02% de crecimiento respecto de marzo de la presente gestión), Este incremento se explicó principalmente debido al crecimiento de las Contribuciones pendientes de Capitalización (5,45%), el Ajuste Global del Patrimonio (12,45%) y principalmente los Resultados Acumulados (11,52%).



Fuente: Transportadora de Electricidad S.A. / Elaboración: PCR

**Análisis de Endeudamiento:** A marzo de 2011 el ratio de endeudamiento patrimonial fue de 0.52 veces, mayor a las 0.50 veces registradas a diciembre de 2010, debido al incremento de pasivos en +4,66% y el incremento en el patrimonio neto en tan solo 0,27%. Por su parte, el ratio pasivos totales/EBITDA 12 meses (número de años requeridos para pagar la totalidad de la deuda con fondos operativos) llegó a 3,0 años, lo cual indica que la deuda podría ser cancelada en este periodo de tiempo vía la generación operativa de fondos de TDE. Si se excluye la deuda del IFC (que fue transferida a R.E.I.), la cual ascendió a US\$ 12,81 millones, se pagaría en 2.51 años.

A junio de 2011 el endeudamiento patrimonial fue de 0,45 veces esto debido a la disminución del pasivo total en un 9,37% y al mismo tiempo del incremento del patrimonio en un 5,02%. Por otro lado el ratio de pasivos totales/EBITDA alcanzó a 2,66 años, periodo en el cual la deuda de la empresa podría ser cancelada a través de flujos operativos.



Fuente: Transportadora de Electricidad S.A. / Elaboración: PCR.

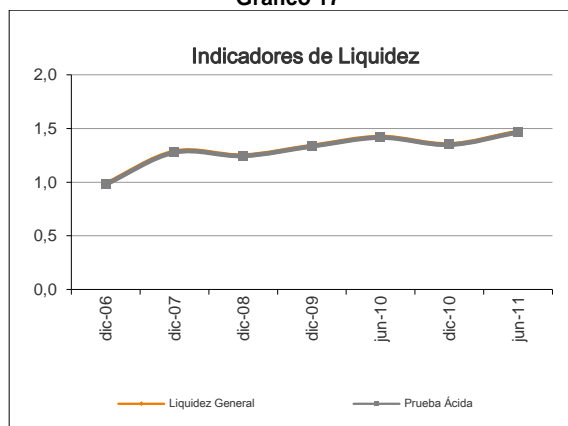
**Liquidez:** Dadas las características del negocio los indicadores de liquidez general y prueba ácida son muy similares, mostrado además un calce continuo en el período 2007-2010<sup>11</sup> como se observa en el gráfico siguiente. A marzo de 2011, la prueba de liquidez muestra que por cada dólar en obligaciones a corto plazo la empresa tiene US\$ 1.29 en activos líquidos, lo cual le permite generar un capital de trabajo positivo a marzo de 2011 equivalente a US\$5.34 millones.

<sup>11</sup>A diciembre de 2010.

En lo referente a junio de 2011 la liquidez general alcanzó un ratio de 1,47 lo cual muestra una evolución positiva de este índice

Si se excluye del análisis los inventarios así como otros activos corrientes menos líquidos, la prueba acida muestra que por cada dólar en obligaciones a corto plazo la TDE tiene US\$ 1,47 en activos altamente líquidos compuestos por disponibilidades y cuentas por cobrar.

**Gráfico 17**



**Fuente:** Transportadora de Electricidad S.A. / **Elaboración:** PCR

## ANEXO

TDE								
Estados Financieros								
Miles de Dolares Americanos								
	Dic-05	Dic-06	Dic-07	Dic-08	Dic-09	Jun-10	Dic-10	jun-11
Activo Corriente	19.522	14.561	20.629	22.981	21.828	18.857	22.337	22.107
Activo Corriente prueba ácida	19.456	14.484	20.518	22.913	21.756	18.788	22.273	22.040
Activo No Corriente	159.587	179.967	183.794	218.497	209.106	204.508	200.729	205.061
<b>Total Activo</b>	<b>179.108</b>	<b>194.528</b>	<b>204.423</b>	<b>241.478</b>	<b>230.933</b>	<b>223.365</b>	<b>223.066</b>	<b>227.168</b>
Pasivo Corriente	8.541	14.792	16.069	18.413	16.316	13.273	16.516	15.044
Pasivo No Corriente	84.321	84.522	82.961	77.527	67.458	63.630	57.510	55.175
<b>Pasivo Total</b>	<b>92.862</b>	<b>99.314</b>	<b>99.029</b>	<b>95.940</b>	<b>83.774</b>	<b>76.903</b>	<b>74.026</b>	<b>70.219</b>
<b>Patrimonio</b>	<b>86.246</b>	<b>95.213</b>	<b>105.394</b>	<b>145.537</b>	<b>147.159</b>	<b>146.462</b>	<b>149.040</b>	<b>156.949</b>
<b>Deuda Financiera</b>	<b>85.959</b>	<b>91.554</b>	<b>91.744</b>	<b>85.873</b>	<b>76.240</b>	<b>72.403</b>	<b>66.369</b>	<b>64.475</b>
Corto Plazo	4.100	9.853	9.807	9.462	9.934	10.032	10.134	10.686
Largo Plazo	81.858	81.701	81.938	76.411	66.306	62.371	56.235	53.789
<b>Estado de Ganancia y Pérdidas</b>								
<b>Ventas Netas</b>	<b>24.260</b>	<b>28.430</b>	<b>31.655</b>	<b>41.803</b>	<b>37.465</b>	<b>18.328</b>	<b>38.797</b>	<b>19.607</b>
Costo de ventas	2.132	2.689	3.132	5.059	3.566	1.602	3.404	1.365
Gastos Operacionales	5.974	6.861	7.402	9.969	9.511	4.681	9.908	5.318
<b>Resultado de Operación</b>	<b>16.154</b>	<b>18.880</b>	<b>21.121</b>	<b>26.775</b>	<b>24.388</b>	<b>12.045</b>	<b>25.485</b>	<b>12.924</b>
<b>Otros Ingresos y Egresos</b>	<b>(215)</b>	<b>42</b>	<b>(181)</b>	<b>10.703</b>	<b>1.834</b>	<b>168</b>	<b>625</b>	<b>1.632</b>
Gastos Financieros	4.512	4.643	4.844	5.555	4.066	1.814	3.672	1.592
<b>Utilidad Neta del Ejercicio</b>	<b>6.982</b>	<b>9.256</b>	<b>8.780</b>	<b>19.343</b>	<b>11.189</b>	<b>4.894</b>	<b>10.948</b>	<b>6.451</b>
<b>EBITDA y Cobertura</b>								
Total Ingresos (12 meses)	24.260	28.430	31.655	41.803	37.465	37.747	38.797	40.076
Costos de explotación (12 meses)	8.106	9.550	10.533	15.029	13.077	13.213	13.312	13.712
Utilidad Neta (12 meses)	6.982	9.256	8.780	19.343	11.189	9.903	10.948	12.505
Margen bruto	91,2%	90,5%	90,1%	87,9%	90,5%	91,3%	91,2%	93,0%
Margen operativo	66,6%	66,4%	66,7%	64,0%	65,1%	65,7%	65,7%	65,9%
Margen neto	28,8%	32,6%	27,7%	46,3%	29,9%	26,7%	28,2%	32,9%
EBIT (12 meses)	9.596	11.916	13.628	16.047	13.679	13.722	14.576	15.093
EBITDA (12 meses)	16.154	18.880	21.121	26.775	24.388	24.534	25.485	26.364
Gastos Financieros (12 meses)	4.512	4.643	4.844	5.555	4.066	3.748	3.672	3.450
EBIT / Gastos Financieros (12 meses)	2,13	2,57	2,81	2,89	3,36	3,66	3,97	4,38
EBITDA / Gastos Financieros (12 meses)	3,58	4,07	4,36	4,82	6,00	6,55	6,94	7,64
EBITDA / Ingresos (acum. en el periodo)	66,6%	66,4%	66,7%	64,0%	65,1%	133,9%	65,7%	134,5%
<b>Solvencia</b>								
Pasivo Corriente / Pasivo Total	0,09	0,15	0,16	0,19	0,19	0,17	0,22	0,21
Pasivo No Corriente / Pasivo Total	0,91	0,85	0,84	0,81	0,81	0,83	0,78	0,79
Deuda Financiera / Pasivo Total	0,93	0,92	0,93	0,90	0,91	0,94	0,90	0,92
Pasivo No Corriente / Patrimonio	0,98	0,89	0,79	0,53	0,46	0,43	0,39	0,35
Deuda Financiera / Patrimonio	1,00	0,96	0,87	0,59	0,52	0,49	0,45	0,41
Pasivo Total / Patrimonio	1,08	1,04	0,94	0,66	0,57	0,53	0,50	0,45
Pasivo No Corriente / EBITDA (12 meses)	5,22	4,48	3,93	2,90	2,77	2,59	2,26	2,09
Deuda Financiera / EBITDA (12 meses)	5,32	4,85	4,34	3,21	3,13	2,95	2,60	2,45
Pasivo Total / EBITDA (12 meses)	5,75	5,26	4,69	3,58	3,44	3,13	2,90	2,66
<b>Rentabilidad</b>								
ROA (12 meses)	0,0%	4,8%	4,3%	8,0%	4,85%	4,5%	4,91%	5,5%
ROE (12 meses)	0,0%	9,7%	8,3%	13,3%	7,60%	7,1%	7,35%	8,0%
<b>Liquidez</b>								
Liquidez General	2,29	0,98	1,28	1,25	1,34	1,42	1,35	1,47
Prueba Acida	2,28	0,98	1,28	1,24	1,33	1,42	1,35	1,47
Capital de Trabajo	10.980	-231	4.561	4.568	5.512	5.585	5.821	7.063