

# **Elektra Noreste, S. A.**

**Estados Financieros**

**30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005**

# Elektra Noreste, S.A.

---

	<b>Páginas</b>
Informe de la Administración	1
Estados Financieros:	
Balances Generales	2
Estados de Resultados	3
Estados de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas	4
Estados de Flujos de Efectivo	5 - 6
Notas a los Estados Financieros	7 - 18

# Elektra Noreste, S.A.

---

## Informe de la Administración

A la Junta Directiva y Accionistas  
Elektra Noreste, S.A.

Los balances generales que se acompañan de Elektra Noreste, S.A. al 30 de junio de 2006 y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio de los accionistas y de flujos de efectivo por cada uno de los seis meses en los períodos terminados el 30 de junio de 2006 y 2005, han sido preparados de los registro contables de la Compañía sin auditar y consecuentemente podrían estar sujetos a ajustes y/o reclasificaciones. Toda la información incluida en estos estados financieros interinos es la representación de la Administración de Elektra Noreste, S.A.

En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados, presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de Elektra Noreste, S.A. al 30 de junio de 2006, y los resultados de sus operaciones, los cambios en el patrimonio de los accionistas y sus flujos de efectivo por los períodos de seis meses terminados el 30 de junio de 2006 y 2005, de conformidad con Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América.

Javier Pariente  
Vicepresidente Ejecutivo y  
Gerente General

Eric Morales  
Director de Finanzas  
C.P.A. # 1769

24 de agosto de 2006  
Panamá, República de Panamá

# Elektra Noreste, S.A.

## Elektra Noreste, S. A. Balances Generales 30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005

	Junio 30, 2006	Diciembre 31, 2005		Junio 30, 2006	Diciembre 31, 2005
<b>Activos</b>			<b>Pasivos y Patrimonio de los Accionistas</b>		
Propiedad, planta y equipo:			Patrimonio de los accionistas:		
Propiedad, planta y equipo, neto de depreciación acumulada	US\$ 217,135,364	US\$ 213,997,316	Acciones comunes emitidas y autorizadas: 50,000,000 acciones sin valor nominal; 160,031 acciones en tesorería	US\$ 106,098,875	US\$ 106,098,875
Construcciones en proceso	10,969,082	13,840,455	Otras ganancias (pérdidas) integrales acumuladas (Nota 2)	2,472,428	(457,493)
			Utilidades no distribuidas	26,336,436	18,748,041
Total de propiedad, planta y equipo	228,104,446	227,837,771	Total de patrimonio de los accionistas	134,907,739	124,389,423
<b>Activos circulantes:</b>			<b>Pasivos circulantes:</b>		
Efectivo	1,428,340	1,576,063	Cuentas por pagar:		
Cuentas por cobrar:			Generación y transmisión	42,049,965	41,228,848
Cientes, neto (Nota 3)	43,539,111	39,232,827	Proveedores	8,101,061	10,226,889
Ajuste al componente de combustible (Nota 2)	14,832,807	16,724,807	Adelantos, retenciones y depósitos por contratos de construcción	6,461,056	6,674,630
Generadoras	655,646	569,495	Compañía relacionada	504,000	512,700
Otras	1,330,706	1,601,477	Impuesto sobre la renta por pagar (Nota 5)	1,354,679	
Cuentas por cobrar, neto	60,358,270	58,128,606	Impuesto sobre la renta diferido (Nota 5)	4,983,456	4,115,575
Inventario	5,895,528	7,050,919	Depósitos de clientes	2,569,428	2,665,177
Gastos pagados por adelantado	786,903	131,029	Retenciones de impuestos a empleados	183,534	257,885
Impuesto sobre la renta pagado por adelantado (Nota 5)	-	1,468,470	Total de cuentas pos pagar	66,207,179	65,681,704
Instrumento derivativo (Nota 6)	4,050,000	-	Obligaciones bancarias - porción circulante (Nota 7)	17,250,000	10,000,000
Adelanto a proveedores	351,038	398,614	Intereses por pagar	1,470,405	1,396,934
Total de activos circulantes	72,870,079	68,753,701	Dividendos por pagar	6,396	6,531
Otros activos:			Instrumento derivativo (Nota 6)	-	653,561
Inversión disponible para la venta (Nota 4)	12,431,040	-	Gastos acumulados por pagar	1,160,972	655,386
Costos diferidos	1,451,896	1,597,611	Total de pasivos circulantes	86,094,952	78,394,116
Fondo de cesantía	969,725	911,843	Obligaciones bancarias - largo plazo (Nota 7)	87,500,000	90,000,000
Depósitos de garantía	58,282	58,138	Depósitos de clientes y otros pasivos:		
Fondo de fideicomiso	2,500,000	2,500,000	Depósitos de clientes	9,131,777	8,923,025
Impuesto sobre la renta diferido (Nota 5)	1,314,166	2,069,550	Provisión para prima de antigüedad y cesantía	760,131	703,156
Total de otros activos	18,725,109	7,137,142	Otros pasivos	1,305,035	1,318,894
			Compromisos y contingencias (Nota 9)		
			Total de pasivos	184,791,895	179,339,191
Total de activos	US\$ 319,699,634	US\$ 303,728,614	Total de pasivos y patrimonio de los accionistas	US\$ 319,699,634	US\$ 303,728,614

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros

## Elektra Noreste, S. A.

### Estados de Resultados Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2006 y 2005

	2006	2005
<b>Ingresos</b>		
Ventas de energía, neto	US\$158,794,414	US\$122,416,785
Otros ingresos	<u>3,948,754</u>	<u>4,467,451</u>
Total de ingresos	<u>162,743,168</u>	<u>126,884,236</u>
Compra de energía y cargos de transmisión, neto (Nota 9)	<u>125,293,690</u>	<u>87,881,549</u>
Margen bruto en distribución	<u>37,449,478</u>	<u>39,002,687</u>
<b>Gastos de Operaciones</b>		
Salarios y otros costos relacionados con personal	4,303,497	4,177,583
Prima de antigüedad y cesantía	203,671	31,223
Provisión para cuentas de cobro dudoso	1,097,095	1,001,644
Reparación y mantenimiento	1,295,620	1,225,674
Servicios profesionales	4,285,784	4,107,688
Servicios administrativos	897,000	946,610
Depreciación y amortización	6,090,901	6,053,107
Administrativos y otros	3,681,420	4,163,387
Pérdida en venta y descarte de activo fijo, neto	<u>205,280</u>	<u>469,714</u>
Total de gastos de operaciones	<u>22,060,268</u>	<u>22,176,630</u>
Ganancia en operaciones	<u>15,389,210</u>	<u>16,826,057</u>
<b>Otros Ingresos (Egresos)</b>		
Intereses ganados	125,245	88,757
Gastos de intereses	<u>(4,499,762)</u>	<u>(3,441,752)</u>
Total de otros egresos	<u>(4,374,517)</u>	<u>(3,352,995)</u>
Utilidad antes del impuesto sobre la renta	11,014,693	13,473,062
Provisión para impuesto sobre la renta (Nota 5)	<u>3,305,008</u>	<u>4,176,673</u>
Utilidad neta	<u>US\$ 7,709,685</u>	<u>US\$ 9,296,389</u>

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros.

## Elektra Noreste, S. A.

### Estados de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2006 y 2005

	Acciones Comunes	Acciones en Tesorería	Utilidades No Distribuidas	Otras Utilidades (Pérdidas) Integrales Acumuladas	Total de Patrimonio de los Accionistas
Saldo al 31 de diciembre de 2005	US\$106,642,962	US\$(544,087)	US\$18,748,041	US\$ (457,493)	US\$124,389,423
Utilidad neta para los seis meses terminados el 30 de junio de 2006	-	-	7,709,685	-	7,709,685
Impuesto Complementario Pagado	-	-	(121,290)	-	(121,290)
Otras utilidades integradas, neto de impuesto: Ganancia no realizada en instrumentos de cobertura (neto de impuesto de US\$1,411,068)	-	-	-	3,292,493	3,292,493
Pérdida no realizada en inversiones disponibles para la venta (neto de impuesto de US\$155,388)	-	-	-	(362,572)	(362,572)
Saldo al 30 de junio de 2006	<u>US\$106,642,962</u>	<u>US\$(544,087)</u>	<u>US\$26,336,436</u>	<u>US\$ 2,472,428</u>	<u>US\$134,907,739</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2004	US\$106,642,962	US\$(544,087)	US\$ 4,011,196	US\$ -	US\$110,110,071
Utilidad neta para los seis meses terminados el 30 de junio de 2005			9,296,389		9,296,389
Dividendos declarados	-	-	(4,480,649)	-	(4,480,649)
Saldo al 30 de junio de 2005	<u>US\$106,642,962</u>	<u>US\$(544,087)</u>	<u>US\$ 8,826,936</u>	<u>US\$ -</u>	<u>US\$114,925,811</u>

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros.

**Elektra Noreste, S. A.**  
**Estados de Flujos de Efectivo**  
**Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2006 y 2005**

---

	2006	2005
<b>Flujos de efectivo por las actividades de operación</b>		
Utilidad neta	US\$ 7,709,685	US\$ 9,296,389
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación y amortización	6,090,901	6,053,107
Pérdida en venta y descarte de activo fijo	205,280	469,714
Provisión para cuentas de cobro dudoso	1,097,095	1,001,644
Provisión para prima de antigüedad, neto de aportes al fondo de cesantía	6,776	(34,917)
Impuesto sobre la renta diferido	367,585	2,718,000
Ajuste al componente de combustible	(11,057,000)	(7,291,601)
Cambios en activos y pasivos de operación:		
Cuentas por cobrar	(5,178,985)	(2,393,415)
Gastos pagados por adelantado	(510,303)	(177,963)
Inventario	1,155,391	(542,932)
Adelanto a proveedores	47,576	(1,249,771)
Cuentas por pagar comerciales y otros pasivos	(914,572)	12,724,312
Cuenta por pagar – compañía relacionada	(8,700)	(514,000)
Impuesto sobre la renta, neto	2,823,151	(3,943,051)
Pagos de prima de antigüedad	<u>(47,457)</u>	<u>(132,996)</u>
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	<u>1,786,423</u>	<u>15,982,520</u>
<b>Flujos de efectivo por las actividades de inversión</b>		
Adquisición de activo fijo	(6,979,293)	(8,133,138)
Producto de la venta de activos fijos	<u>416,437</u>	<u>36,054</u>
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	<u>(6,562,856)</u>	<u>(8,097,084)</u>

Continúa...

**Elektra Noreste, S. A.**  
**Estados de Flujos de Efectivo - Continuación**  
**Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2006 y 2005**

---

	2006	2005
<b>Flujos de efectivo por las actividades de financiamiento</b>		
Repago de deuda a largo plazo	US\$ (2,500,000)	US\$ (2,500,000)
Deuda a corto plazo, neto	7,250,000	6,000,000
Impuesto complementario pagado	(121,290)	-
Dividendos pagados	<u>-</u>	<u>(16,897,814)</u>
Efectivo neto provisto por (utilizado en) las actividades de financiamiento	<u>4,628,710</u>	<u>(13,397,814)</u>
Disminución neta en el efectivo	(147,723)	(5,512,378)
Efectivo al inicio del período	<u>1,576,063</u>	<u>6,544,514</u>
Efectivo al final del período	<u>US\$ 1,428,340</u>	<u>US\$ 1,032,136</u>
<b>Información suplementaria de flujos de efectivo</b>		
Intereses pagados	<u>US\$ 4,221,347</u>	<u>US\$ 3,137,229</u>
Impuesto sobre la renta pagado	<u>US\$ 114,272</u>	<u>US\$ 5,401,725</u>
<b>Transacciones que no representaron desembolso de efectivo</b>		
Conversión del ajuste al componente de combustible a inversión en valores negociables	<u>US\$ 12,949,000</u>	<u>US\$ -</u>

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros.



**Elektra Noreste, S. A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005**

---

**1. Organización y Naturaleza de las Operaciones**

Elektra Noreste, S. A. (la Compañía) es una sociedad anónima formada como resultado de la privatización del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). La Compañía fue constituida mediante Escritura Pública No.143 de 19 de enero de 1998 e inició operaciones en enero de 1998. El capital social autorizado de la Compañía consiste en cincuenta millones de acciones comunes sin valor nominal. A la fecha, un 51% de las acciones comunes autorizadas, emitidas y en circulación de la Compañía, están a nombre de inversionistas privados, mientras que el Gobierno Panameño y los empleados de la Compañía poseen un 48.25% y un 0.43%, respectivamente. El resto de las acciones se mantienen como acciones en tesorería.

La actividad de la Compañía, incluye la compra de energía en bloque y su transporte por las redes de distribución a los clientes. En adición, la Compañía realiza la transformación de tensión vinculada, la entrega de energía a los consumidores, la medición, lectura, facturación y cobro de la energía. De igual manera, la Compañía tiene la responsabilidad de instalar, operar y mantener el alumbrado público en la zona de concesión (tal como se define en el siguiente párrafo), de acuerdo con los niveles y criterios de iluminación establecidos por el Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ANSP). En adición, la Compañía está autorizada para realizar actividades de generación de energía hasta un límite del 15% de la demanda máxima y energía en la zona de concesión.

De acuerdo con el contrato de concesión descrito en la Nota 8, la Compañía tiene la exclusividad para la distribución y comercialización de energía eléctrica a clientes ubicados en las áreas geográficas de Panamá Este, Colón, la Bahía de Panamá, la Comarca de San Blas y Darién (reserva indígena). La exclusividad en la fase de distribución también incluye a los “grandes consumidores”, los cuales son definidos por la Ley 6, de fecha 3 de febrero de 1997, como aquellos clientes con una demanda máxima superior a 100 KW por sitio, a quienes les está permitido comprar directamente la energía a otros agentes del mercado eléctrico.

**2. Resumen de las Políticas Contables**

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo a los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América (“US GAAP”).

**Uso de Estimaciones**

La preparación de los estados financieros de acuerdo con US GAAP, requiere que la Administración de la Compañía realice estimaciones y supuestos que afectan los importes reportados en los estados financieros y las notas relacionadas. Estas estimaciones incluyen pero no están limitadas a las vidas estimadas para la depreciación y amortización, estimación para cuentas de cobro dudoso, estimación de flujos de cajas futuros asociados con el deterioro de activos, pérdidas por contingencia, recuperación del importe registrado como ajuste al componente del combustible y de la energía suministrada no facturada. Las estimaciones y supuestos utilizados están basados en la evaluación realizada por la Administración de la Compañía de los hechos relevantes y circunstancias existentes a la fecha de los estados financieros. Los resultados reales pueden diferir significativamente de estas estimaciones.

**Elektra Noreste, S. A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005**

---

**Actividad Regulada**

La Compañía está sujeta a la regulación por parte de la ANSP. Esta Entidad es la encargada de regular y establecer las tarifas finales que la Compañía factura a sus clientes. La Compañía mantiene sus registros contables de acuerdo con el Sistema Uniforme de Cuentas establecido por la ANSP para las empresas eléctricas.

La Compañía está sujeta a lo establecido en el pronunciamiento No.71 de la Junta de Normas de Contabilidad Financiera (SFAS por sus siglas en Inglés), “Contabilidad para los Efectos de Ciertos Tipos de Regulación”. Los activos regulados representan ingresos futuros probables asociados con ciertos costos que se esperan sean recuperados de los clientes a través del proceso de la tarifa. Los pasivos regulados representan probables reducciones en ingresos futuros asociados con importes que se esperan sean acreditados a los clientes a través del proceso de la tarifa.

Los activos y (pasivos) regulados que se presentan en el balance general de la Compañía al 30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005, se relacionan con lo siguiente:

	<b>Junio 30, 2006</b>		<b>Diciembre 31, 2005</b>		<b>Nota</b>
Ajuste al componente del Combustible	US\$	14,832,807	US\$	16,724,807	Ver "ajuste al componente de combustible"
Impuesto sobre la renta diferido		(4,449,842)		(5,017,442)	Ver Nota 5
<b>Total</b>	<b>US\$</b>	<b>10,382,965</b>	<b>US\$</b>	<b>11,707,365</b>	

En el evento que una parte de las operaciones de la Compañía no tenga que seguir aplicando las provisiones del SFAS No.71, la Compañía requeriría dar de baja los activos y pasivos regulados relacionados que específicamente no serán recuperados a través de la tarifa. En adición, la Compañía requeriría determinar si existe algún deterioro de los otros activos, incluyendo activos fijos, los cuales de existir deterioro deben ser dados de baja a su valor de mercado. Los activos y pasivos regulados son reflejados en la tarifa.

**Reconocimiento de Ingresos**

**Venta de Energía**

La Compañía reconoce los ingresos por venta de energía, cuando la energía es entregada y consumida por los clientes. La Compañía factura a los clientes en base a la lectura de los medidores, la cual se realiza sobre una base sistemática a través del mes. La tarifa utilizada para facturar a los clientes incluye el componente de costo de energía y de distribución. El componente de costo de energía opera como un “pass-through” y considera la energía comprada y los cargos de transmisión; mientras que, el componente de distribución es fijado por la ANSP para permitir a las empresas distribuidoras el recuperar los costos de operación, los gastos de mantenimiento, administración y comercialización, depreciación, la pérdida estándar de energía y además, el obtener un retorno razonable de la inversión realizada. El componente de costo de energía se ha estado ajustando cada seis meses para reflejar las fluctuaciones en el costo de energía; mientras que, los componentes de distribución son ajustados basados en el índice del precio al consumidor. De acuerdo a la Resolución AN 098-Elec de la ANSP del 23 de junio de 2006, se establece que este ajuste deberá aplicarse en forma mensual en la facturación de los clientes hasta el 31 de diciembre de 2006.

**Elektra Noreste, S. A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005**

---

Sobre una base mensual, la Compañía reconoce como ingreso, la venta de energía consumida por los clientes que no ha sido facturada. Este ingreso es registrado como energía suministrada no facturada como parte de las cuentas por cobrar en el balance general y es calculado en base al promedio de energía consumida diariamente por la tarifa aplicable a los clientes de la Compañía. La Compañía estima como poco probable, que las facturaciones posteriores de esta energía suministrada no facturada, difiera significativamente de la estimación registrada.

Otros Ingresos

La Compañía reconoce los cargos por conexión y reconexión, alquiler de postes y cargos por peaje cuando el servicio es provisto. Estos cargos se presentan como otros ingresos operativos en el estado de resultados.

**Ajuste al Componente de Combustible**

El sistema regulado bajo el cual opera la Compañía permite que cualquier exceso o deficiencia entre el costo estimado de la energía considerada en la tarifa y el costo actual incurrido por la Compañía sea incluida como un ajuste compensatorio a ser recuperado o devuelto a los clientes en la próxima revisión tarifaria. Cualquier exceso en el costo de energía cargado a los clientes es acumulado en las cuentas por pagar en el balance general y conlleva una reducción en la próxima revisión tarifaria a ser aplicada a los clientes. De la misma forma, cualquier déficit en el costo de energía cargado a los clientes es acumulado en la cuenta por cobrar en el balance general y conlleva a un aumento en la próxima revisión tarifaria a ser recuperada de los clientes.

Los cambios derivados por el incremento y/o recuperación de estos costos de energía se reflejan en el renglón de compras de energía y cargos de transmisión, neto en el estado de resultados. El importe acumulado por cobrar se presenta en la cuenta de ajuste al componente de combustible en el balance general hasta tanto dicho importe sea facturado a los clientes. Al 30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005, el ajuste al componente del combustible presentaba un saldo por cobrar de US\$14,832,807 y US\$16,724,807, respectivamente, como resultado de una deficiencia en los costos de energía que requieren sean facturados a los clientes.

A través de la Resolución JD-5930 del 31 de marzo de 2006 emitida por el Ente Regulador, se les ordena a las empresas distribuidoras no incluir este déficit en costo de energía en el ajuste de la tarifa a ser aplicada a partir del 1 de abril de 2006. La Compañía está recuperando este saldo a través de subsidios autorizados por el Gobierno panameño según Resoluciones JD-5806 y JD-5930.

**Elektra Noreste, S. A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005**

---

**Derivativos**

La Compañía registra los derivativos bajo el SFAS No.133 “Contabilidad para Instrumentos Derivativos y Actividades de Cobertura”, el cual reconoce los derivativos, activos o pasivos, en el balance general y mide esos instrumentos a su valor razonable. Las ganancias o pérdidas que resultan de aquellos instrumentos derivativos que califican como cobertura de flujo de efectivo son registradas, neto de impuesto sobre la renta, en el renglón de otras utilidades integrales. Las ganancias o pérdidas acumuladas, registradas en el renglón de otras utilidades integrales relacionadas con la cobertura de flujo de efectivo para el instrumento de deuda, son reclasificadas a ganancia durante el período que el gasto de interés de la deuda es reconocido.

**Impuesto sobre la Renta**

El impuesto sobre la renta es contabilizado bajo el método de activos y pasivos conforme lo establece el SFAS No.109, “Contabilidad para el Impuesto Sobre la Renta”. El impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo, son reconocidos por las consecuencias impositivas futuras atribuibles a diferencias entre los valores de los activos y pasivos presentados en los estados financieros y su respectiva base de impuesto. El impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo se mide con base en la aplicación de la tasa impositiva establecida para las utilidades gravables en los años en los cuales se espera que estas diferencias temporales sean recuperadas o pagadas. El efecto en el impuesto diferido activo y pasivo producto de un cambio en la tasa de impuesto es reconocido en resultados en el período en que entra en vigencia el cambio.

**Crédito Fiscal por Inversión**

La Compañía contabiliza el crédito fiscal por inversión como una reducción del impuesto sobre la renta corriente, bajo el método de contabilidad de crédito inmediato.

**Otras Utilidades Integrales Acumuladas**

Las otras utilidades (pérdidas) integrales acumuladas corresponde a la utilidad neta del período más el efecto de la ganancia (pérdida) neta no realizada derivada de instrumentos de cobertura, neto del impuesto sobre la renta.

Las utilidades integrales acumuladas para el período de seis meses terminados el 30 de junio de 2006 y 2005, se presentan a continuación.

	<b>Junio 30, 2006</b>	<b>Junio 30, 2005</b>
Utilidad neta para los seis meses terminados	US\$ 7,709,685	US\$ 9,296,389
Pérdida neta no realizada en inversión disponible para la venta, neta de impuesto	(362,572)	-
Ganancia neta no realizada en instrumentos de cobertura, neta de impuesto	<u>3,292,493</u>	<u>-</u>
Otras utilidades integrales para el período	<u>US\$ 10,639,606</u>	<u>US\$ 9,296,389</u>

**Elektra Noreste, S. A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005**

---

**Contingencias**

En el curso normal de operaciones, la Compañía está sujeta a acciones regulatorias, procesos y demandas relacionados con temas de medio ambiente, impuestos u otros asuntos legales. La Compañía registra reservas contables por las contingencias potenciales cuando éstas se consideran probables y se pueden estimar razonablemente. Véase Nota 9 de Contingencias.

**Nuevos Pronunciamientos Contables**

En mayo del 2005, el FASB emitió el SFAS No.154, “Cambios Contables y Corrección de Errores en reemplazo de la opinión APB 20 y Pronunciamiento FASB 3” o SFAS No.154 requiere aplicación retrospectiva a períodos anteriores en los estados financieros para cambios en principios contables, a menos que sea impráctico determinar, tanto el efecto en el período específico o el efecto acumulativo del cambio. SFAS No.54 también requiere que un cambio en depreciación, amortización o método de agotamiento para activos de larga vida, activos no financieros sea contabilizado como un cambio en estimación contable afectado por un cambio de principio contable. SFAS No.154 es efectivo para la contabilidad de cambios y corrección de errores realizados en los períodos fiscales que comenzaron posterior al 14 de diciembre de 2005. No se espera que la implementación del SFAS No.154 tenga un impacto significativo en las operaciones de la Compañía.

En marzo del 2005, FASB emitió la Interpretación No.47, “Contabilidad de Obligaciones Condicionales de Retiro de Activos”. La Interpretación aclara que la contabilidad para obligaciones condicionales de retiro de activos, como es definida en SFAS No.143, “Contabilidad para Obligaciones condicionales de Retiro de Activos”. La Interpretación No.47 es efectiva para el año fiscal 2006. La Administración considera que no habrá un efecto significativo en los resultados y situación financiera de la Compañía al momento de la implementación de esta Interpretación.

**3. Cuentas por Cobrar - Clientes**

Al 30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005, las cuentas por cobrar – clientes se presentan a continuación:

	<b>Junio 30, 2006</b>	<b>Diciembre 31, 2005</b>
Clientes	US\$ 33,273,394	US\$ 28,993,323
Gobierno y entidades municipales	<u>8,684,500</u>	<u>5,668,078</u>
	41,957,894	34,661,401
Energía suministrada no facturada	6,169,975	6,624,154
Subsidio del Gobierno por cobrar	<u>1,475,645</u>	<u>2,914,640</u>
	49,603,514	44,200,195
Provisión acumulada para cuentas de cobro dudoso	<u>(6,064,403)</u>	<u>(4,967,368)</u>
	<u>US\$ 43,539,111</u>	<u>US\$ 39,232,827</u>

**Elektra Noreste, S. A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005**

---

**4. Inversión en valores**

La inversión disponible para la venta, corresponde a Nota del Tesoro por US\$12,949,000 emitida por República de Panamá con vencimiento de cinco años y tasa anual del 6%, la cual se autorizó a través del Decreto Ejecutivo No. 22 del 28 de junio de 2006, para parcialmente compensar el saldo acumulado por cobrar en concepto de ajuste al componente de combustible que la Compañía acumuló entre el 1 de abril de 2005 y el 31 de marzo de 2006 por un total de de US\$25,409,926, el cual el Gobierno panameño acordó subsidiar.

Este valor se ha contabilizado como disponible para la venta conforme lo establece el SFAS No. 115, "Contabilidad para Inversiones en Bonos y Valores de Capital" y registrado a su valor razonable al 30 de junio de 2006 por US\$12,431,040, con pérdidas no realizadas incluidas en Otras Ganancias (Pérdidas) Integrales Acumuladas, neto de impuesto por US\$362,572. Esta inversión es evaluada por deterioro de acuerdo al SFAS No. 115, la cual requiere que la Compañía determine si una disminución en el valor razonable de la inversión por debajo de la base del costo amortizable es de carácter temporal o no. Si la Compañía determina según su criterio que la disminución en el valor razonable, no es de carácter temporal, la inversión se rebajará al valor razonable como su nueva base de costo. Al 30 de junio de 2006, la Compañía considera esta pérdida de naturaleza temporal y espera que la inversión recupere su valor en el futuro próximo dado a las expectativas generales sobre las condiciones futuras del mercado.

**5. Impuesto sobre la Renta**

La provisión para el impuesto sobre la renta es determinada en base al ingreso financiero, antes del impuesto sobre la renta, ajustado por los ingresos no gravables y los gastos no deducibles, si los hubiere. La tasa actual del impuesto sobre la renta es del 30%. El impuesto sobre la renta diferido se reconoce por los efectos de las diferencias temporales materiales resultantes entre la base financiera y fiscal de los activos y pasivos. Una reserva de valuación es registrada para reducir el valor de los activos por impuestos diferidos en los cuales exista la probabilidad de que sus beneficios fiscales no puedan ser realizados totalmente.

El impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo resultante de diferencias temporales que serán reconocidas en períodos futuros, se detallan a continuación:

	<b>Junio 30, 2006</b>	<b>Diciembre 31, 2005</b>
Impuesto sobre la renta diferido activo no corriente:		
Crédito fiscal por inversión	US\$ 4,096,847	US\$ 5,075,988
Inversión disponible para la venta	155,388	
Provisión para contingencias	<u>333,688</u>	<u>333,688</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido activo	4,585,923	5,409,676
Impuesto sobre la renta diferido pasivo no corriente - gasto de depreciación aplicable a períodos futuros	<u>3,271,757</u>	<u>3,340,126</u>
Impuesto sobre la renta diferido activo no corriente, neto	<u>US\$ 1,314,166</u>	<u>US\$ 2,069,550</u>

**Elektra Noreste, S. A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005**

	<b>Junio 30, 2006</b>	<b>Diciembre 31, 2005</b>
Impuesto sobre la renta diferido activo corriente:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	US\$ 358,177	US\$ 358,177
Derivado de cobertura de tasa	-	196,068
Otras	<u>323,209</u>	<u>347,622</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido activo	<u>681,386</u>	<u>901,867</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo corriente:		
Instrumento derivativo de cobertura	1,215,000	-
Ajuste al componente de combustible	<u>US\$ 4,449,842</u>	<u>US\$ 5,017,442</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido pasivo	<u>5,664,842</u>	<u>5,017,442</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo corriente, neto	<u>US\$ (4,983,456)</u>	<u>US\$ (4,115,575)</u>

La Compañía estima que en el futuro se generará suficiente impuesto sobre la renta a pagar, con lo cual se podrá aplicar o reversar las diferencias temporales deducibles que se presentan en el balance general al 30 de junio de 2006.

Las declaraciones de impuesto sobre la renta de las compañías constituidas en la República de Panamá están sujetas a revisión por las autoridades fiscales por los tres últimos años. Las Compañías también están sujetas a la revisión por parte de las autoridades fiscales por cumplimiento de las regulaciones del impuesto de timbres.

## **6. Instrumentos Derivados**

El 22 de diciembre de 2005, la Compañía realizó un contrato de cobertura relacionada con una prevista emisión de bonos, con el objetivo de reducir el riesgo de tasa de interés para la Compañía. El contrato de cobertura se realizó con el Citibank N.A., New York, por un período de 120 días. El instrumento fue negociado por un monto de US\$100,000,000 y fue diseñado como una cobertura de flujo de efectivo para el pago de intereses proyectado sobre una oferta de deuda esperada. Como resultado de aplicar la contabilidad de cobertura a esta transacción, al 30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005, se generó una ganancia (pérdida) después del impuesto sobre la renta por la suma de US\$2,835,000 y (US\$457,493), respectivamente y se presentan como parte de las utilidades integrales acumuladas en el estado de patrimonio. La emisión de la deuda a largo plazo con tasa de interés fija se negoció el 30 de junio de 2006, por lo tanto la Compañía decidió concluir la transacción de cobertura a esa misma fecha. La reclasificación de esta ganancia no realizada en el contrato de cobertura por US\$2,835,000 (neto de impuesto) de las utilidades integrales acumuladas se dará a medida que los intereses sobre el instrumento de deuda se reconozcan durante su término de 15 años de vencimiento.

La Compañía no realiza transacciones de derivados para compra venta o para propósitos especulativos.

## **7. Obligaciones Bancarias**

Al 30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005, las obligaciones bancarias se detallan como sigue:

**Junio 30,                      Diciembre 31,**

**Elektra Noreste, S. A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005**

	2006	2005
<b>Facilidades Crediticias a Corto Plazo:</b>		
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S. A.	US\$ 3,250,000	US\$ -
Citibank, N.A., Sucursal Panamá	3,000,000	-
The Bank of Nova Scotia	<u>6,000,000</u>	<u>5,000,000</u>
Total de facilidades crediticias a corto plazo	<u>12,250,000</u>	<u>5,000,000</u>
<b>Facilidades Crediticias a Largo Plazo:</b>		
Préstamo sindicado a largo plazo, con tasa de interés anual de Eurodólar de 3 meses + 3.50%, distribuido de la siguiente forma:		
Banco Continental de Panamá, S. A.	32,375,000	33,250,000
Primer Banco del Istmo, S. A.	32,375,000	33,250,000
Citibank, N.A., Sucursal Panamá	18,500,000	19,000,000
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S. A.	<u>9,250,000</u>	<u>9,500,000</u>
Total de las facilidades crediticias a largo plazo	<u>92,500,000</u>	<u>95,000,000</u>
Total de las obligaciones bancarias	104,750,000	100,000,000
Menos porción circulante	<u>17,250,000</u>	<u>10,000,000</u>
Obligaciones bancarias a largo plazo	<u>US\$ 87,500,000</u>	<u>US\$ 90,000,000</u>



**Elektra Noreste, S. A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005**

---

La Compañía tiene disponible facilidades de crédito a corto plazo con The Bank of Nova Scotia, Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S. A., Banco General, S. A. y Citibank, N. A. Al 30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005, estas facilidades de crédito disponibles ascienden a la suma de US\$50,300,000 y US\$43,300,000, respectivamente; y la tasa de interés oscila a 6 meses entre Libor + 1.20 % y 1.50%.

**8. Compra de Energía y Cargos de Transmisión, Neto**

La Compañía registra la compra de energía y los cargos de transmisión como sigue:

	<b>Junio 30, 2006</b>	<b>Junio, 30, 2005</b>
Compra de energía	US\$118,327,037	US\$ 90,393,385
Cargos de transmisión	5,074,653	4,779,765
Ajuste al componente de combustible	<u>1,892,000</u>	<u>(7,291,601)</u>
Total de compra de energía y cargos de transmisión, neto	<u>US\$ 125,293,690</u>	<u>US\$ 87,881,549</u>

**9. Compromisos y Contingencias**

Al 30 de junio de 2006, la Compañía tenía obligaciones contingentes producto de demandas originadas en el curso normal del negocio. No se espera que los resultados finales de estas contingencias tengan un efecto importante en la condición financiera ni en los resultados operacionales de la Compañía. A continuación los casos más representativos:

En el año 2005, el Sindicato de Trabajadores de la Industria Eléctrica de la República de Panamá presentó una demanda laboral en contra de la Compañía y otras siete compañías eléctricas resultantes, producto del proceso de privatización del IRHE. La demanda busca el pago de US\$7,191,852.59 por parte de la Compañía, más sumas adicionales de los otros demandados, reclamando que debido a errores en los cálculos, el Gobierno panameño no pagó en su totalidad los derechos laborales y prestaciones de los empleados del IRHE que a esa fecha acordaron terminar la relación laboral, tal como fue requerido por la privatización de las nuevas compañías eléctricas. Esta demanda ha sido rechazada por la Compañía. El asesor legal de la Compañía es de la opinión que tal demanda no tiene fundamento, ya que basado en el Decreto Ejecutivo No.42 de 1998, el Gobierno panameño asumió en su totalidad el pasivo por el pago de los derechos laborales y compensaciones de los empleados del IRHE derivados de la privatización, como también cualquier diferencia en los cálculos de tales derechos y compensaciones. Este caso aún se encuentra en trámite y en espera de presentación de evidencias. La administración de la Compañía considera que el resultado de este caso no tendrá un impacto negativo en los estados financieros.

**Elektra Noreste, S. A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005**

---

La Compañía demandó a la ANSP (anteriormente Ente Regulador de los Servicios Públicos) por varios casos relacionados con los reembolsos de cargos de alumbrado público realizados a las compañías generadoras. La Compañía basa su argumento en que la ANSP había previamente autorizado a la compañía de distribución a incluir de hecho los cargos de alumbrado público dentro de los cargos de peaje facturados a las compañías generadoras. Cuando las compañías generadoras reclamaron por estos cargos, la entidad reguladora reconsideró su decisión previamente dadas a las compañías distribuidoras, ordenando a través de varias resoluciones no sólo detener los cargos por alumbrado público sino, además, rembolsar todos los cargos previamente aplicados y cobrados a las generadoras. La Compañía apeló la decisión y finalmente el 20 de junio de 2006, la Corte Suprema de Justicia resuelve su fallo a favor de la Compañía con el cual invalida la demanda, por un monto aproximado de US\$2,414,318 (incluye intereses) presentada por las generadoras y deniega cualquier reembolso a las compañías generadoras.

A través de la Resolución JD-5956 de 11 de abril de 2006, la ANSP ordenó a la Compañía a devolver a sus clientes la suma de US\$4,033,188 a través de un crédito mensual en su facturación a partir de mayo del 2006 hasta diciembre del 2006, debido a un exceso en el “Ingreso Máximo Permitido”, cargado por la Compañía desde julio del 2002 hasta junio del 2006. De acuerdo con la ANSP, este supuesto exceso fue generado por las diferencias entre la distribución por categoría de tarifa del presupuesto utilizado para determinar la estructura tarifaria y la distribución real.

La Compañía presentó un recurso de reconsideración sobre esta decisión debido a la falta de fundamento legal y además, presentó una revisión del estudio desarrollado por la ANSP en el cual la diferencia en el “Ingreso Máximo Permitido” causado por la categoría de tarifa del presupuesto utilizado para determinar la estructura tarifaria y la distribución real resulta favorable a la Compañía. El 14 de junio de 2006 la ANSP decide por la suspensión y postergación de toda acción referida a la Resolución JD-5956, hasta que la Corte Suprema de Justicia se pronuncie sobre una ilegalidad presentada por otro agente del mercado en contra de la Resolución JD-5845 que presenta vínculos con la anterior resolución.

Al 30 de junio de 2006, la Compañía había firmado los contratos de energía asociada requerida y los términos de compras de capacidad a largo plazo con las siguientes compañías generadoras:

<u>Compañía</u>	<u>MW</u>	<u>Comienzo</u>	<u>Final</u>
Térmica del Noreste, S. A.		Junio 19, 2000	Julio 19, 2010
Bahía Las Minas	80	Enero 1, 2005	Diciembre 31, 2008
ESTI – AES	48.72	Noviembre 20, 2003	Noviembre 20, 2013
AES Panamá	40	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2006
La Mina Hidro-Power	28	Enero 1, 2008	Diciembre 31, 2015
AES Panamá	40	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2006
AES Panamá	20	Enero 1, 2007	Diciembre 31, 2007
AES Panamá	20	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2006
AES Panamá	40	Enero 1, 2007	Diciembre 31, 2007
AES Panamá	60	Enero 1, 2008	Diciembre 31, 2008
Bontex	19.8	Enero 1, 2008	Diciembre 31, 2015
Paso Ancho Hidro-Power	4	Enero 1, 2008	Diciembre 31, 2015
Pedregal Power Co.	30	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2008
PanAm	60	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2008
Pedregal Power Co.	12; 5; 15	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2008

**Elektra Noreste, S. A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005**

Fortuna	80	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2012
Fortuna	120	Enero 1, 2013	Diciembre 31, 2018

En cumplimiento con la Ley de Electricidad del año 1997, la Compañía negoció la contratación de compra de energía a largo plazo con las empresas generadoras. Esta contratación cubre la mayor parte de la contribución de sus clientes regulados del total de la demanda pico de electricidad y trabaja para limitar cualquier costo de energía asociada. Históricamente, la Compañía contrata anualmente entre 79% a 85%, aproximadamente, del total de energía requerida a través de los contratos de compra de energía en el mercado de contratos. Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2006, la Compañía compró aproximadamente el 91% de su energía requerida a través de contratos de compra de energía en el mercado de contratos. Estos contratos de compra incluyen ambos un cargo fijo basado en los requerimientos de capacidad de energía y un cargo variable basado en la energía consumida.

La Compañía tiene varias obligaciones contractuales incondicionales a largo plazo, relacionadas con la compra de capacidad de energía. Al 30 de junio de 2006, los importes incrementales de pagos requeridos para tales obligaciones, se presentan a continuación:

<b>Año</b>	<b>Obligaciones de Pago</b>
2006	US\$ 41,088,691
2007	31,920,691
2008	37,339,891
2009	15,855,888
2010	15,855,888
En los sucesivo	<u>123,812,340</u>
<b>Total</b>	<b><u>US\$ 265,873,389</u></b>

La Compañía ha otorgado garantías limitadas a las compañías generadoras con el propósito de proveer seguridad crediticia y cumplimiento de las obligaciones contraídas bajo los contratos de compra de energía. Estas garantías no son registradas en el balance general, debido a que la Compañía considera que está en disposición de cumplir con lo establecido en los contratos y que por lo tanto, no es probable que las garantías sean requeridas. Los montos garantizados están limitados en función de la capacidad de energía y consumo de energía asociada estimada para un mes, y han sido establecidos para un período de doce meses con renovaciones automáticas, siempre que el contrato de compra de energía esté vigente. El monto agregado de las garantías de cumplimiento asciende a la suma de US\$16,97,065. Además, la Compañía ha emitido una garantía a favor de la ANSP por la suma de US\$8,000,000 en cumplimiento de la Cláusula 53 del Contrato de Concesión.

Al 30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005, la Compañía tenía contratos de construcciones en proceso para mejoras y desarrollo del sistema de distribución. Los compromisos futuros de estos contratos suman US\$288,210 y US\$762,669, respectivamente.

La Compañía tiene varias cartas de crédito por la suma de US\$5,594,650 a favor de ETESA, como garantía del pago de la compra de energía en el mercado ocasional.

**Elektra Noreste, S. A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**30 de junio de 2006 y 31 de diciembre de 2005**

---

Con fecha 20 de octubre de 2003, la Compañía y el Sindicato de Trabajadores firmaron la segunda Convención Colectiva de Trabajo por un término de cuatro años y con vencimiento el 20 de octubre de 2007.

**Contrato de Concesión**

La Compañía tiene derecho exclusivo para instalar, poseer y operar una red de distribución de energía eléctrica y suministrar energía al consumidor final exceptuando los grandes consumidores, actualmente definidos como aquellos con demanda pico por sitio por encima de 100KV. Los grandes consumidores pueden elegir comprar directamente a los generadores o en el mercado ocasional.

El Contrato de Concesión tiene una vigencia de quince años. Un año antes de su vencimiento, la ANSP convocará a un proceso competitivo de libre concurrencia para la venta del 51% de las acciones poseídas por Panamá Distribution Group, S. A. Los accionistas mayoritarios tienen el derecho a fijar el precio para el acto competitivo (haciendo su propia licitación) y será solamente requerida a vender su participación en la Compañía en caso que otra oferta hecha sea superior, para lo cual tendrá derecho a retener las ganancias, producto de la venta de acciones. En caso de que no se haga una propuesta que supere el precio establecido, los accionistas mayoritarios retendrán su posesión por otros quince años, término sujeto a los mismos procedimientos de renovación. Como resultado de este proceso competitivo, los nuevos accionistas mayoritarios obtendrán los derechos del Contrato de Concesión por otros 15 años, sin que deba realizarse pago alguno al Gobierno panameño.

El Contrato de Concesión establece disposiciones relacionadas con las obligaciones del Concesionario en materia de prestación de servicio, se prohíbe la separación del paquete mayoritario de acciones, se obligan al envío de información técnica y financiera de forma periódica a la ANSP, cumplimiento de estándares técnicos de calidad, (normas de calidad, normas de medición y regulaciones de operación del CND), pago de la tasa de control, vigilancia y fiscalización de la ANSP, la cual no podrá ser transferida a los usuarios a través de la tarifa.