

Elektra Noreste, S. A.

Estados Financieros

30 de septiembre de 2006 y 31 de diciembre de 2005

Elektra Noreste, S.A.

	Páginas
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 - 19

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 septiembre 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 nueve meses en los períodos terminados el 30 de septiembre de 2006 y 2005, han sido preparados de los registros 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 septiembre 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 nueve meses terminados el 30 de septiembre 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

27 de noviembre de 2006
Panamá, República de Panamá

Elektra Noreste, S.A.

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

Activos	Septiembre 30, 2006	Diciembre 31, 2005	Pasivos y Patrimonio de los Accionistas	Septiembre 30, 2006	Diciembre 31, 2005
Propiedad, planta y equipo:			Patrimonio de los accionistas:		
Propiedad, planta y equipo, neto de depreciación acumulada	US\$ 220,860,222	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	8,598,542	13,840,455	Otras ganancias (pérdidas) integrales acumuladas (Nota 6)	2,787,750	(457,493)
			Utilidades no distribuidas	29,217,830	18,748,041
Total de propiedad, planta y equipo	229,458,764	227,837,771			
Activos circulantes:			Total de patrimonio de los accionistas	138,104,455	124,389,423
Efectivo	29,515,212	1,576,063			
Cuentas por cobrar:			Pasivos circulantes:		
Clientes, neto (Nota 3)	44,705,706	39,232,827	Cuentas por pagar:	40,355,193	41,228,848
Ajuste al componente de combustible (Nota 2)	1,492,357	16,724,807	Generación y transmisión	9,194,231	10,226,889
Generadoras	495,240	569,495	Proveedores	6,330,806	6,674,630
Otras	1,805,471	1,601,477	Retenciones y contratos de construcción	1,057,108	-
			Adelanto en subsidio del Estado	484,000	512,700
Cuentas por cobrar, neto	48,498,774	58,128,606	Compañía relacionada	4,406,538	4,115,575
			Impuesto sobre la renta por pagar (Nota 5)	573,991	2,665,177
Inventario	5,687,390	7,050,919	Impuesto sobre la renta diferido (Nota 5)	4,078,652	257,885
Gastos pagados por adelantado	407,709	131,029	Retenciones de impuestos a empleados	378,547	65,681,704
Impuesto sobre la renta pagado por adelantado (Nota 5)	-	1,468,470	Total de cuentas por pagar	66,859,066	
Adelanto a proveedores	433,573	398,614			
			Obligaciones bancarias - porción circulante (Nota 7)	-	10,000,000
Total de activos circulantes	84,542,658	68,753,701	Intereses por pagar	1,731,107	1,396,934
			Dividendos por pagar	6,396	6,531
Otros activos:			Instrumento derivativo (Nota 6)	-	653,561
Costos diferidos	2,099,519	1,597,611	Gastos acumulados por pagar	1,410,866	655,386
Fondo de cesantía	1,033,180	911,843			
Depósitos de garantía	64,415	58,138	Total de pasivos circulantes	70,007,435	78,394,116
Fondo de fideicomiso	-	2,500,000	Deuda a largo plazo (Nota 7)	99,143,899	90,000,000
Impuesto sobre la renta diferido (Nota 5)	-	2,069,550			
			Depósitos de clientes y otros pasivos:		
Total de otros activos	3,197,114	7,137,142	Impuesto sobre la renta diferido (Nota 5)	215,582	-
			Depósitos de clientes	7,691,334	8,923,025
			Provisión para prima de antigüedad y cesantía	739,781	703,156
			Otros pasivos	1,296,050	1,318,894
			Compromisos y contingencias (Nota 9)		
			Total de pasivos	179,094,081	179,339,191
Total de activos	US\$ 317,198,536	US\$ 303,728,614	Total de pasivos y patrimonio de los accionistas	US\$ 317,198,536	US\$ 303,728,614

Elektra Noreste, S. A.

Estados de Resultados

Para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2006 y 2005

	2006	2005
Ingresos		
Ventas de energía, neto	US\$251,519,778	US\$193,005,685
Otros ingresos	<u>5,846,413</u>	<u>6,983,295</u>
Total de ingresos	<u>257,366,191</u>	<u>199,988,980</u>
Compra de energía y cargos de transmisión, neto (Notas 8 y 9)	<u>200,240,275</u>	<u>141,236,623</u>
Margen bruto en distribución	<u>57,125,916</u>	<u>58,752,357</u>
Gastos de Operaciones		
Salarios y otros costos relacionados con personal	6,510,993	6,283,712
Prima de antigüedad y cesantía	219,743	125,999
Provisión para cuentas de cobro dudoso	1,722,441	853,241
Reparación y mantenimiento	1,957,344	1,942,997
Servicios profesionales	6,606,122	6,290,037
Servicios administrativos	1,381,000	1,466,000
Depreciación y amortización	9,162,958	9,104,400
Administrativos y otros	5,406,648	5,787,858
Pérdida en venta y descarte de activo fijo, neto	<u>183,426</u>	<u>682,261</u>
Total de gastos de operaciones	<u>33,150,675</u>	<u>32,536,505</u>
Ganancia en operaciones	<u>23,975,241</u>	<u>26,215,852</u>
Otros Ingresos (Egresos)		
Intereses ganados	276,705	133,930
Gasto de intereses	(8,784,947)	(5,395,914)
Pérdida realizada en venta de valores	<u>(414,368)</u>	<u>-</u>
Total de otros egresos	<u>(8,922,610)</u>	<u>(5,261,984)</u>
Utilidad antes del impuesto sobre la renta	15,052,631	20,953,868
Provisión para impuesto sobre la renta (Nota 5)	<u>4,515,788</u>	<u>6,515,268</u>
Utilidad neta	<u>US\$ 10,536,843</u>	<u>US\$ 14,438,600</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 nueve meses terminados el 30 de septiembre 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 nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2006	-	-	10,536,843	-	10,536,843
Impuesto Complementario Pagado	-	-	(242,580)	-	(242,580)
Impuesto Complementario Acreditado	-	-	175,526	-	175,526
Otras utilidades integradas, neto de impuesto: Ganancia no realizada en instrumentos de cobertura (neto de impuesto de US\$1,390,818)	-	-	-	3,245,243	3,245,243
Saldo al 30 de septiembre de 2006	<u>US\$106,642,962</u>	<u>US\$(544,087)</u>	<u>US\$29,217,830</u>	<u>US\$ 2,787,750</u>	<u>US\$138,104,455</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 nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2005			14,438,600		14,438,600
Dividendos declarados	-	-	(4,480,649)	-	(4,480,649)
Saldo al 30 de septiembre de 2005	<u>US\$106,642,962</u>	<u>US\$(544,087)</u>	<u>US\$ 13,969,147</u>	<u>US\$ -</u>	<u>US\$120,068,022</u>

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

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

	2006	2005
Flujos de efectivo por las actividades de operación		
Utilidad neta	US\$ 10,536,843	US\$ 14,438,600
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación y amortización	9,162,958	9,104,400
Pérdida en venta de inversión disponible para venta	414,368	-
Amortización de descuento en bonos por pagar	7,899	-
Reclasificación de ganancia en instrumento derivativo	(67,500)	-
Amortización de costos de emisión diferido	1,616,748	181,586
Pérdida en venta y descarte de activo fijo	183,426	682,261
Provisión para cuentas de cobro dudoso	1,722,441	853,241
Provisión para prima de antigüedad, neto de aportes al fondo de cesantía	(59,695)	39,936
Impuesto sobre la renta diferido	(2,647,270)	4,044,276
Ajuste al componente de combustible	2,283,450	(10,299,401)
Cambios en activos y pasivos de operación:		
Cuentas por cobrar	(6,983,280)	(10,866,427)
Gastos pagados por adelantado	(282,956)	(119,263)
Inventario	1,363,529	844,495
Adelanto a proveedores	(34,959)	(44,522)
Adelanto en subsidio del Estado	1,057,108	-
Cuentas por pagar comerciales y otros pasivos	(881,019)	13,552,970
Cuenta por pagar – compañía relacionada	(28,700)	9,250
Impuesto sobre la renta, neto	5,875,010	(2,930,732)
Pagos de prima de antigüedad	<u>(54,751)</u>	<u>(147,498)</u>
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	<u>22,871,605</u>	<u>19,343,172</u>
Flujos de efectivo por las actividades de inversión		
Adquisición de activo fijo	(11,793,016)	(13,079,934)
Producto de la venta de activos fijos	513,594	162,161
Producto de la venta de instrumento derivativo	4,050,000	-
Retiro de fondo de fideicomiso	2,500,000	-
Producto de la venta de valores disponible para la venta	<u>12,534,632</u>	<u>-</u>
Efectivo neto provisto por (utilizado en) las actividades de inversión	<u>7,805,210</u>	<u>(12,917,773)</u>

Continúa...

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

Elektra Noreste, S. A.
Estados de Flujos de Efectivo
Para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2006 y 2005

	2006	2005
Flujos de efectivo por las actividades de financiamiento		
Repago de deuda a largo plazo	US\$ (95,000,000)	US\$ (3,750,000)
Deuda a corto plazo, neto	(5,000,000)	8,000,000
Producto de emisión de bonos	99,136,000	-
Costos de emisión de deuda	(2,118,657)	(10,026)
Impuesto complementario pagado	(242,580)	-
Impuesto complementario acreditado	175,526	-
Dividendos pagados	<u>-</u>	<u>(16,917,164)</u>
 Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento	 <u>(3,049,711)</u>	 <u>(12,677,190)</u>
 Aumento (disminución) neta en el efectivo	 27,939,149	 (6,251,791)
 Efectivo al inicio del período	 <u>1,576,063</u>	 <u>6,544,514</u>
 Efectivo al final del período	 <u>US\$ 29,515,212</u>	 <u>US\$ 292,723</u>
Información suplementaria de flujos de efectivo		
Intereses pagados	<u>US\$ 6,903,052</u>	<u>US\$ 5,006,028</u>
 Impuesto sobre la renta pagado	 <u>US\$ 1,279,245</u>	 <u>US\$ 5,401,725</u>

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

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
30 de septiembre 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 48.26% y un 0.42%, 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 (ASEP). 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 septiembre de 2006 y 31 de diciembre de 2005

Actividad Regulada

La Compañía está sujeta a la regulación por parte de la ASEP. 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 ASEP 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 septiembre de 2006 y 31 de diciembre de 2005, se relacionan con lo siguiente:

	Septiembre 30, 2006	Diciembre 31, 2005	Nota
Ajuste al componente del Combustible	US\$ 1,492,357	US\$ 16,724,807	Ver "ajuste al componente de combustible"
Impuesto sobre la renta diferido	(447,707)	(5,017,442)	Ver Nota 5
Total	US\$ 1,044,650	US\$ 11,707,365	

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 ASEP 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-

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

Elec de la ASEP 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.

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 septiembre de 2006 y 31 de diciembre de 2005, el ajuste al componente del combustible presentaba un saldo por cobrar de US\$1,492,357 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 el déficit de US\$25,132,807 acumulado a esa fecha en costo de energía, en el ajuste tarifario a ser aplicado a partir del 1 de abril de 2006. La Compañía recuperó este monto a través de subsidios autorizados por el Gobierno panameño por medio de Decreto de Gabinete No.22 (28 de junio de 2006) y Resolución AN No. 164-Elec (27 de julio de 2006) de la ASEP.

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
30 de septiembre 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 nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2006 y 2005, se presentan a continuación.

	Septiembre 30, 2006	Septiembre 30, 2005
Utilidad neta para los nueve meses terminados	US\$ 10,536,843	US\$ 14,438,600
Ganancia neta no realizada en instrumentos de cobertura, neta de impuesto	<u>3,245,243</u>	<u>-</u>
Otras utilidades integrales para el período	<u>US\$ 13,782,086</u>	<u>US\$ 14,438,600</u>

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
30 de septiembre 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

SFAS No. 154. 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.

FIN 47. 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”, que trata sobre la obligación legal para cumplir con determinada actividad de retiro de activos en donde la ocasión y/o método de establecimiento están condicionadas a un evento futuro que pudiese o no pudiese estar bajo el control de la empresa. La Interpretación No.47 requiere que la empresa reconozca un pasivo por el valor razonable de la obligación condicional de retiro de activos y la misma 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.

FIN 48. En junio del 2006, FASB emitió la Interpretación No.48, “Contabilidad para Incertidumbre en Impuesto sobre la Renta, una Interpretación del Pronunciamiento FASB No. 109”. La Interpretación No. 48 establece un amplio modelo de cómo una empresa debe reconocer, medir, presentar y revelar en sus estados financieros posiciones inciertas en impuesto sobre la renta en cuanto a beneficios que la empresa ha tomado o espera tomar en su declaración fiscal. Bajo esta interpretación, los estados financieros deberán reflejar las posibles futuras consecuencias en impuesto de tales posiciones, asumiendo que las autoridades fiscales tienen total conocimiento de la posición y de los hechos relevantes de la misma. La Interpretación es efectiva para períodos anuales que inicien después del 15 de diciembre de 2006. Por consiguiente, la Compañía adoptará el FIN 48 a partir del 1 de enero de 2007. Actualmente la misma está siendo revisada y evaluada para determinar su impacto en los estados financieros.

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

3. Cuentas por Cobrar - Clientes

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

	Septiembre 30, 2006	Diciembre 31, 2005
Clientes	US\$ 35,348,306	US\$ 28,993,323
Gobierno y entidades municipales	<u>9,897,598</u>	<u>5,668,078</u>
	45,245,904	34,661,401
Energía suministrada no facturada	6,149,551	6,624,154
Subsidio del Gobierno por cobrar	<u>-</u>	<u>2,914,640</u>
	51,395,455	44,200,195
Provisión acumulada para cuentas de cobro dudoso	<u>(6,689,749)</u>	<u>(4,967,368)</u>
	<u>US\$ 44,705,706</u>	<u>US\$ 39,232,827</u>

4. Inversión en valores

A través del Decreto Ejecutivo No. 22 del 28 de junio de 2006, se autorizó la emisión de valores del Estado, denominados Notas del Tesoro por un monto de US\$12,949,000 a favor de Elektra Noreste, S.A. 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\$25,132,807, el cual el Gobierno panameño acordó subsidiar.

De la liquidación de estos valores contabilizados como disponible para la venta conforme lo establece el SFAS No. 115, “Contabilidad para Inversiones en Bonos y Valores de Capital” se obtuvo un producto de US\$12,534,632 y pérdidas realizadas asociadas con la venta de estas Notas del Tesoro por US\$414,368. El costo de estos valores se determinó sobre la base del método de identificación específico.

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

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:

	Septiembre 30, 2006	Diciembre 31, 2005
Impuesto sobre la renta diferido activo no corriente:		
Crédito fiscal por inversión	US\$ 2,688,302	US\$ 5,075,988
Provisión para contingencias	<u>333,688</u>	<u>333,688</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido activo	3,021,990	5,409,676
Impuesto sobre la renta diferido pasivo no corriente - gasto de depreciación aplicable a períodos futuros	<u>3,237,573</u>	<u>3,340,126</u>
Impuesto sobre la renta diferido (pasivo) activo no corriente, neto	<u>US\$ (215,583)</u>	<u>US\$ 2,069,550</u>
Impuesto sobre la renta diferido activo corriente:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	US\$ 698,285	US\$ 358,177
Derivado de cobertura de tasa	-	196,068
Otras	<u>370,181</u>	<u>347,622</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido activo	<u>1,068,466</u>	<u>901,867</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo corriente:		
Instrumento derivativo de cobertura	1,194,750	-
Ajuste al componente de combustible	<u>US\$ 447,707</u>	<u>US\$ 5,017,442</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido pasivo	<u>1,642,457</u>	<u>5,017,442</u>
Impuesto sobre la renta diferido (pasivo) activo corriente, neto	<u>US\$ (573,991)</u>	<u>US\$ (4,115,575)</u>

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

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 septiembre 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 septiembre de 2006 y 31 de diciembre de 2005, se generó una ganancia (pérdida) después del impuesto sobre la renta por la suma de US\$3,292,493 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\$3,292,493 (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. De este monto esperamos reclasificar la suma de US\$567,000 neto del Gasto de Intereses durante los próximos doce meses.

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

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

7. Documentos por Pagar y Obligaciones Bancarias

Al 30 de septiembre de 2006 y 31 de diciembre de 2005, las obligaciones bancarias y documentos por pagar se detallan como sigue:

	Septiembre 30, 2006	Diciembre 31, 2005
Facilidades Crediticias a Corto Plazo:		
The Bank of Nova Scotia	US\$ -	US\$ 5,000,000
Total de facilidades crediticias a corto plazo	-	5,000,000
Facilidades Crediticias a Largo Plazo:		
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.	-	33,250,000
Primer Banco del Istmo, S. A.	-	33,250,000
Citibank, N.A., Sucursal Panamá	-	19,000,000
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (Panamá), S. A.	-	9,500,000
Documentos por Pagar:		
Bonos por pagar no subordinados, con pago final a vencimiento en 2021 y con tasa fija de interés anual de 7.60% aplicable a pagos semestrales	100,000,000	-
Total de obligaciones bancarias y documentos por pagar a largo plazo	100,000,000	95,000,000
Menos:		
Descuento por amortizar	856,101	-
Porción circulante	-	10,000,000
Total deuda a largo plazo	<u>US\$ 99,143,899</u>	<u>US\$ 90,000,000</u>

Los bonos por pagar fueron emitidos de acuerdo a las disposiciones del Contrato de Emisión llevado a cabo entre Elektra Noreste, S.A. y The Bank of New York en calidad de fiduciario. Entre las provisiones del contrato existe una cláusula financiera que obliga a La Compañía para los cuatro trimestres fiscales consecutivos más recientes que la tasa de endeudamiento a EBITDA (como se define en el Contrato de Emisión) no exceda de 3.25 a 1.0 Actualmente La Compañía está en cumplimiento con todas las disposiciones y cláusulas del contrato.

El producto de la oferta de estos bonos se utilizó para repago de principal e intereses del Acuerdo de Préstamo Sindicado a Largo Plazo, para cubrir gastos de la oferta y el remanente para pago de facilidades crediticias a corto plazo.

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
30 de septiembre 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 septiembre de 2006 y 31 de diciembre de 2005, estas facilidades de crédito 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:

	Septiembre 30, 2006	Septiembre, 30, 2005
Compra de energía	US\$177,020,120	US\$144,857,007
Cargos de transmisión	7,987,705	6,679,017
Ajuste al componente de combustible	<u>15,232,450</u>	<u>(10,299,401)</u>
Total de compra de energía y cargos de transmisión, neto	<u>US\$ 200,240,275</u>	<u>US\$141,236,623</u>

9. Compromisos y Contingencias

Al 30 de septiembre 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 septiembre de 2006 y 31 de diciembre de 2005

La Compañía demandó a la ASEP 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 ASEP 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 presentada por las generadoras y deniega cualquier reembolso a las compañías generadoras.

Al 30 de septiembre 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 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
Pan Am	60	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2008
Pedregal Power Co.	12; 5; 15	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2008
Fortuna	80	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2012
Fortuna	120	Enero 1, 2013	Diciembre 31, 2018
Pedregal Power Co.	10; 1; 1	Enero 1, 2007	Diciembre 31, 2009
Semper Group.	0.001; 0.001	Enero 1, 2007	Diciembre 31, 2008
Semper Group.	30; 30	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2010
Pan Am.	16; 16; 45; 45	Enero 1, 2007	Diciembre 31, 2010
Fortuna.	25; 5; 15	Enero 1, 2007	Diciembre 31, 2009
Pedregal Power Co.	42	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2009
Pan Am	32	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2009
Semper Group.	0.0075; 0.0075	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2010
Semper Group.	23; 23	Enero 1, 2011	Diciembre 31, 2012
BLM	0.001	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2009
BLM	108	Enero 1, 2010	Diciembre 31, 2018
BLM	108	Enero 1, 2019	Diciembre 31, 2023
Pan Am	20	Enero 1, 2010	Diciembre 31, 2019
Pan Am	60	Enero 1, 2011	Diciembre 31, 2020

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

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 nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2006, la Compañía compró aproximadamente el 94.0% 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 septiembre de 2006, los importes incrementales de pagos requeridos para tales obligaciones, se presentan a continuación:

Año	Obligaciones de Pago
2006	US\$ 41,088,691
2007	36,384,835
2008	39,860,035
2009	40,805,306
2010	66,006,408
En los sucesivo	<u>506,508,660</u>
Total	<u>US\$ 730,653,935</u>

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\$16,975,065. Además, la Compañía ha emitido una garantía a favor de la ASEP por la suma de US\$8,000,000 en cumplimiento de la Cláusula 53 del Contrato de Concesión.

Al 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\$762,669.

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 septiembre 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.

A través de la Resolución JD-5956 de 11 de abril de 2006, la ASEP 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 ASEP, 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 ASEP 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 ASEP 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.

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 ASEP 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 ASEP, 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 ASEP, la cual no podrá ser transferida a los usuarios a través de la tarifa.