

Elektra Noreste, S. A.

(51% propiedad de Panama Distribution Group, S. A.)

Estados Financieros

31 de diciembre de 2006 y 2005

Elektra Noreste, S.A.

Índice para los Estados Financieros 31 de diciembre de 2006 y 2005

	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 - 25

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 31 de diciembre de 2006 y 2005, y los correspondientes estados de resultados, de cambios en el patrimonio de los accionistas y de flujos de efectivo por los años terminados en estas fechas, han sido preparados de los registros contables sin auditar de la Compañía; y consecuentemente podrían estar sujetos a ajustes y/o reclasificaciones. La información incluida en estos estados financieros es 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 31 de diciembre de 2006 y 2005, y los resultados de sus operaciones, los cambios en el patrimonio de los accionistas y sus flujos de efectivo por los años terminados en estas fechas, de conformidad con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América.

Javier Pariente
Vicepresidente Ejecutivo y
Gerente General

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

1 de febrero de 2007
Panamá, República de Panamá

Elektra Noreste, S. A.
(propiedad 51% de Panama Distribution Group, S. A.)

Balances Generales
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

Activos	Notas	2006	2005	Pasivos y Patrimonio de los Accionistas	Notas	2006	2005
Propiedad, planta y equipo: Propiedad, planta y equipo, neto de depreciación acumulada		\$ 219,845,633	\$ 213,997,316	Patrimonio de los accionistas: Acciones comunes emitidas y autorizadas: 50,000,000 acciones sin valor nominal; 160,031 acciones en tesorería		\$ 106,098,875	\$ 106,098,875 (457,493)
Construcciones en proceso		14,019,942	13,840,455	Otras pérdidas integrales acumuladas	5	16,954,728	18,748,041
Total de propiedad, planta y equipo		<u>233,865,475</u>	<u>227,837,771</u>	Utilidades no distribuidas			
				Total de patrimonio de los accionistas		<u>123,053,603</u>	<u>124,389,423</u>
Activos circulantes:				Pasivos circulantes:			
Efectivo		18,266,568	1,576,063	Cuentas por pagar:			
Cuentas por cobrar:				Generación y transmisión		37,911,651	41,228,848
Clientes, neto	3	44,863,611	39,667,739	Proveedores		12,304,961	10,226,889
Ajuste al componente de combustible	7		16,724,807	Retenciones y contratos de construcción		6,894,622	6,674,630
Compañías relacionadas		13,123		Adelanto en subsidio del Estado		1,189,965	
Otras, neto		<u>1,548,247</u>	<u>1,736,060</u>	Compañía relacionada		490,726	512,700
				Impuesto sobre la renta por pagar	4	6,638,998	
Cuentas por cobrar, neto		<u>46,424,981</u>	<u>58,128,606</u>	Impuesto sobre la renta diferido	4		5,017,440
				Depósitos de clientes	4	2,924,546	2,665,177
				Ajuste al componente de combustible	7	3,500,649	
Inventario		6,019,634	7,050,919	Retenciones de impuestos a empleados		<u>521,065</u>	<u>257,887</u>
Impuesto sobre la renta pagado por adelantado	4		1,468,470	Total de cuentas por pagar		<u>72,377,183</u>	<u>66,583,571</u>
Impuesto sobre la renta diferido	4	1,737,255	901,867	Deuda - porción circulante	6		10,000,000
Otros activos circulantes		<u>384,134</u>	<u>529,643</u>	Intereses por pagar		3,588,889	1,396,934
				Instrumento derivativo	5		653,561
Total de activos circulantes		<u>72,832,572</u>	<u>69,655,568</u>	Gastos acumulados por pagar		<u>1,469,940</u>	<u>661,917</u>
				Total de pasivos circulantes		<u>77,436,012</u>	<u>79,295,983</u>
Otros activos:							
Costos diferidos		2,578,909	1,597,611	Deuda a largo plazo	6	99,151,798	90,000,000
Fondo de cesantía		1,077,476	911,843	Depósitos de clientes y otros pasivos:	4		3,340,126
Depósitos de garantía	6	99,175	58,138	Impuesto sobre la renta diferido		3,203,388	8,923,025
Fondo de fideicomiso	4		2,500,000	Depósitos de clientes		7,482,001	2,022,050
Impuesto sobre la renta diferido		<u>1,909,922</u>	<u>5,409,676</u>	Otros pasivos acumulados		<u>2,036,727</u>	
Total de otros activos		<u>5,665,482</u>	<u>10,477,268</u>	Total de pasivos		<u>189,309,926</u>	<u>183,581,184</u>
				Compromisos y contingencias	8		
Total de activos		<u>\$ 312,363,529</u>	<u>\$ 307,970,607</u>	Total de pasivos y patrimonio de los accionistas		<u>\$ 312,363,529</u>	<u>\$ 307,970,607</u>

Elektra Noreste, S. A.

(propiedad 51% de Panama Distribution Group, S. A.)

Estados de Resultados**Para los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2006 y 2005****(Expresado en dólares)**

	Notas	2006	2005
Ingresos:			
Ventas de energía, neto		\$ 332,058,802	\$ 263,501,949
Otros ingresos		<u>8,113,565</u>	<u>8,983,742</u>
Total de ingresos		<u>340,172,367</u>	<u>272,485,691</u>
Compra de energía y cargos de transmisión, neto	7	<u>262,345,409</u>	<u>193,905,488</u>
Margen bruto en distribución		<u>77,826,958</u>	<u>78,580,203</u>
Gastos de Operaciones:			
Salarios y otros costos relacionados con personal		8,755,447	8,218,840
Prima de antigüedad y cesantía		327,955	195,942
Provisión para cuentas de cobro dudoso		2,590,869	1,483,867
Reparación y mantenimiento		2,800,678	2,575,193
Servicios profesionales		9,275,226	8,499,148
Servicios administrativos		1,871,726	1,943,000
Depreciación y amortización		12,226,709	11,890,034
Administrativos y otros		7,074,152	7,517,199
Pérdida en venta y descarte de activo fijo, neto		<u>198,789</u>	<u>1,005,214</u>
Total de gastos de operaciones		<u>45,121,551</u>	<u>43,328,437</u>
Ganancias en operaciones		<u>32,705,407</u>	<u>35,251,766</u>
Otros ingresos (egresos):			
Intereses ganados		538,657	196,350
Gasto de intereses		(10,965,122)	(7,639,719)
Ganancia realizada en venta de valores		<u>3,635,632</u>	<u></u>
Total de otros egresos		<u>(6,790,833)</u>	<u>(7,443,369)</u>
Utilidad antes del impuesto sobre la renta		<u>25,914,574</u>	<u>27,808,397</u>
Impuesto sobre la renta:	4		
Corriente		10,569,293	2,700,530
Diferido		<u>(2,685,880)</u>	<u>5,871,022</u>
Total de impuesto sobre la renta		<u>7,883,413</u>	<u>8,571,552</u>
Utilidad neta		<u>\$ 18,031,161</u>	<u>\$ 19,236,845</u>

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

Elektra Noreste, S.A.

(propiedad 51% de Panama Distribution Group, S. A.)

Estado de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas**Para los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2006 y 2005****(Expresados en dólares)**

	Notas	Acciones Comunes	Acciones Tesorería	Utilidades no Distribuidas	Otras Utilidades (Pérdidas) Integrales	Total de Patrimonio de los Accionistas
Saldo al 1 de enero de 2005		\$ 106,642,962	\$ (544,087)	\$ 4,011,196	\$	\$ 110,110,071
Utilidad neta 2005				19,236,845		19,236,845
Otras utilidades integradas, neto de pérdida no realizada en instrumentos de cobertura, neto de impuesto sobre la renta de US\$ 196,098	5				(457,493)	(457,493)
Dividendos declarados				(4,500,000)		(4,500,000)
Saldo al 31 de diciembre de 2005		106,642,962	(544,087)	18,748,041	(457,493)	124,389,423
Utilidad neta 2006				18,031,161		18,031,161
Ajuste de otras utilidades integradas, neto	5				457,493	457,493
Dividendos declarados				(20,000,000)		(20,000,000)
Impuesto complementario acreditado				539,397		539,397
Impuesto complementario pagado				(363,871)		(363,871)
Saldo al 31 de diciembre de 2006		<u>\$ 106,642,962</u>	<u>\$ (544,087)</u>	<u>\$ 16,954,728</u>	<u>\$</u>	<u>\$ 123,053,603</u>

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

Elektra Noreste, S.A.

(propiedad 51% de Panama Distribution Group, S. A.)

Estados de Flujos de Efectivo**Para los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2006 y 2005****(Expresado en dólares)**

	2006	2005
Flujo de efectivo por las actividades de operación:		
Utilidad neta	\$ 18,031,161	\$ 19,236,845
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación y amortización	12,226,709	11,890,034
Pérdida en venta y descarte de activo fijo	198,789	1,005,214
Provisión de cuentas de dudoso cobro	2,590,869	1,483,867
Amortización de descuento en bonos por pagar	15,798	
Provisión para prima de antigüedad, neto de aportes al fondo de cesantía	(52,748)	(4,739)
Impuesto sobre la renta diferido	(2,685,882)	5,871,022
Ajuste al componente de combustible	20,225,456	(15,559,801)
Cambios en activos y pasivos de operación:		
Cuentas por cobrar	(7,598,928)	(7,249,951)
Accounts receivable related company	(13,123)	
Gastos pagados por adelantado	(1,074,699)	221,051
Inventario	1,031,285	1,503,286
Adelanto a proveedores	238,910	115,358
Depósitos en garantía	(41,037)	1,981
Cuentas por pagar comerciales y otros pasivos	2,224,617	17,404,723
Cuentas por pagar compañía relacionadas	(21,974)	492,700
Impuesto sobre la renta, neto	8,107,468	(5,019,942)
Pagos de prima de antigüedad	(70,490)	(163,473)
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	<u>53,332,181</u>	<u>31,228,175</u>
Flujos de efectivo por las actividades de inversión:		
Adquisición de activo fijo	(19,307,280)	(19,473,247)
Producto de la venta de activo fijo	854,078	193,786
Retiro de fondo de fideicomiso	<u>2,500,000</u>	
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	<u>(15,953,202)</u>	<u>(19,279,461)</u>

(Continúa)

Elektra Noreste, S.A.

(propiedad 51% de Panama Distribution Group, S. A.)

Estados de Flujos de Efectivo

Para los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2006 y 2005

(Expresado en dólares)

	2006	2005
Flujo de efectivo por las actividades de financiamiento:		
Repago de deuda a largo plazo	\$ (95,000,000)	\$ (5,000,000)
Producto de emisión de bonos	99,136,000	
Pagos a deuda a corto plazo, neto	(5,000,000)	5,000,000
Dividendos pagados	(20,000,000)	(16,917,165)
Impuesto complementario acreditado	<u>175,526</u>	<u></u>
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento	<u>(20,688,474)</u>	<u>(16,917,165)</u>
Efectivo y equivalente de efectivo:		
Aumento (disminución) neta en el efectivo	16,690,505	(4,968,451)
Efectivo al inicio del período	<u>1,576,063</u>	<u>6,544,514</u>
Efectivo al final del período	<u>\$ 18,266,568</u>	<u>\$ 1,576,063</u>
Información suplementaria de flujos de efectivo:		
Efectivo pagado durante el año:		
Intereses	<u>\$ 5,982,546</u>	<u>\$ 7,034,743</u>
Impuesto sobre la renta pagado	<u>\$ 2,453,021</u>	<u>\$ 7,472,155</u>

(Concluye)

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

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

1. Organización y Naturaleza de las Operaciones

Naturaleza del Negocio

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. La cantidad remanente de acciones esta retenida 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. La Compañía se desempeña en la transformación de voltaje, entrega de energía a los consumidores, a 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 la 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 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 200 KW por sitio, a quienes les está permitido comprar directamente la energía a otros agentes del mercado eléctrico.

Bases de Presentación

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo a los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América. (“US GAAP”).

Los estados financieros han sido preparados sobre la base de costo histórico.

Los estados financieros están expresados en Dólares de los Estados Unidos de América; sin embargo, los libros de la Compañía se mantienen en Balboas, unidad monetaria de la República de Panamá. La conversión del Balboa a Dólares de los Estados Unidos de América, se presentan solamente para conveniencia de los usuarios de dichos estados financieros en los Estados Unidos de América. Al 31 de diciembre de 2006 y 2005 y para los años terminados en esas fechas, el Balboa se ha mantenido a la par del Dólar y es de libre circulación. La República de Panamá no emite papel moneda y utiliza el Dólar de los Estados Unidos de América como moneda de curso legal.

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad Más Importantes

Un resumen de las políticas contables más significativas usadas en la preparación de los estados financiero que se acompañan, se presentan a continuación:

a. Propiedad, Planta y Equipo - A la fecha de creación de la Compañía, el IRHE transfirió parte de sus activos productivos, legislados a su costo histórico neto de la correspondiente depreciación acumulada. Las nuevas adquisiciones y construcciones en proceso son registradas en su costo original el cual incluye material, mano de obra, costos indirectos y financieros. La Compañía refleja la propiedad, planta y equipo en el balance de situación, neto de depreciación acumulada.

Los costos asociados a mejoras efectuadas a la propiedad, planta y equipo se capitalizan así como los desembolsos por renovaciones importantes. Los costos asociados con reemplazos menores, reparaciones y mantenimiento que no mejoran el activo ni alargan su vida útil restante, se cargan contra operaciones a medida que se efectúan. Además, la Compañía capitaliza los intereses incurridos durante el período de construcción de conformidad con el SFAS No.34, "Capitalización de Costos de Intereses".

Los activos duraderos son revisados para evaluar su deterioro cuando algún evento o cambio en las circunstancias indican que el valor en libros de un activo pudiera no ser recuperado a través de las operaciones, de acuerdo con el SFAS No. 144, "Contabilidad para el Deterioro o Descarte de Activos Duraderos". Si el valor en libros del activo excede el flujo de efectivo futuro descontado generado por el activo o grupos de activos, una pérdida por deterioro es reconocido y el activo es registrado a su valor de mercado. El valor de mercado puede ser determinado a través del uso de cotizaciones de los precios de mercado, avalúos u otras técnicas de valuación, tales como flujos de efectivo futuros esperados a su valor descontado. El juicio de la Administración es necesario en decidir cuando es necesario realizar las pruebas de recuperación y estimar el flujo de efectivo descontado. Al 31 de diciembre de 2006, no se requirió registrar ninguna devaluación de los activos duraderos.

Las ganancias o pérdidas en planta propiedad y equipo son reconocidas cuando el activo es retirado o de otra manera descontado. La diferencia entre el valor neto en libros del activo y cualquier ingreso recibido, es registrada como ganancia o pérdida.

La depreciación y amortización se calculan bajo el método de línea recta tomando como base la vida útil estimada de los activos. La vida útil estimada aplicable para cada categoría de activo fijo se presenta a continuación:

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

	Años de Vida Útil Estimada
Postes, torres y accesorios	30 a 40
Transformadores de líneas	30
Ductos y conductores subterráneos	40
Conductores aéreos y accesorios	25 a 35
Equipos de subestaciones	30
Medidores de consumidores	30
Edificios y mejoras	25 a 40
Equipos de alumbrado público	25
Equipos de transporte y comunicación	8 y 15
Mobiliario y equipo de oficina	5 a 20

- b. Efectivo y Equivalentes de Efectivo** - Todas las inversiones líquidas con vencimientos originales de tres meses o menos son considerados equivalentes de efectivo.
- c. Cuentas por Cobrar** - Las cuentas por cobrar se registran en base al importe facturado y generan intereses por los saldos morosos. Los intereses se reconocen como ingreso hasta los 90 días posteriores a la suspensión del suministro de energía eléctrica.

Es política de la Compañía revisar sobre una base mensual los saldos pendientes por cobrar y ajustar la provisión para cuentas de cobro dudoso.

Los saldos vencidos a más de 90 días y sobre montos específicos, son revisados individualmente para evaluar su cobrabilidad. Los otros saldos son revisados de forma conjunta por tipo de cliente. Los saldos considerados incobrables son cargados contra la estimación para cuentas malas una vez todos los esfuerzos de cobros y la potencial recuperación de dichos saldos se considera remota. La Compañía no tiene exposición de crédito relacionada con cuentas fuera de los registros contables (off-balance).

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

- d.* **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.
- e.* **Inventarios** - Los inventarios incluyen materiales y suministros, para consumo interno. El inventario se presenta al costo o al valor de mercado, el menor. El costo es determinado mediante el método de costo promedio.
- f.* **Costos Diferidos** - La Compañía difiere los costos relacionados con la emisión de deuda a largo plazo. Estos costos incluyen costos de comisión y otros costos legales tales como: registro y timbres. Estos costos están siendo diferidos con base al término del instrumento de deuda utilizando el método de interés efectivo.
- g.* **Compra de Energía y Cargo de Transmisión** - La Compañía registra el costo anual por compra de energía resultante de los contratos a corto y largo plazo como gastos operativos. Estos contratos son considerados ejecutorio en naturaleza, ya que no traspasan a la Compañía el derecho de utilizar la propiedad, planta y equipo seleccionado. Además, la Compañía contrata energía en el mercado al por mayor, el cual es administrado por el Centro Nacional de Despacho (CND).
- Además la Compañía paga una tarifa regulada a ETESA, una Compañía propiedad del Gobierno panameño, por la conexión y uso del sistema de transmisión. ETESA es responsable de expandir y actualizar el sistema de transmisión, para cumplir con los requerimientos de crecimiento de la demanda y estabilidad del sistema. La tarifa actual de transmisión está vigente hasta el 30 de junio de 2009.
- h.* **Impuesto Sobre la Renta** - El impuesto sobre la renta es contabilizado bajo el método de activos y pasivos tal como lo prescribe el SFAS No.109, "Contabilidad para el Impuesto sobre la Renta.". Los impuestos sobre la renta diferidos activos y pasivos, 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.
- i.* **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.

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

j. Depósitos de Clientes - La Compañía requiere que los clientes efectúen un depósito como garantía por el pago de la energía consumida, de acuerdo con la regulación vigente emitida por ASEP. La ASEP emitió las resoluciones No.JD-219 (31 de marzo de 1998) y la No. JD-761 (8 de junio de 1998), las cuales establecen que en aquellos casos que el cliente mantenga un buen historial de pago, es decir; que el cliente no se haya atrasado en sus pagos más de 3 veces dentro de un período de 12 meses, el depósito deberá devolverse.

k. Derivativos – Los instrumentos derivativos se contabilizan de acuerdo con el SFAS No. 133, “Contabilidad para Instrumentos Derivativos y Actividades de Cobertura”. La Compañía registra en la cuenta de otras ganancias integrales acumuladas los cambios en el valor del derivativo calificados como cobertura de flujo de efectivo que son efectivos, en la compensación de los flujos de efectivo de la transacción proyectada, hasta que la transacción proyectada ocurra. Al momento en que la transacción proyectada ocurra, la Compañía reclasifica como ganancias en el estado de resultados, los importes registrados en la cuenta de otras ganancias integrales acumuladas.

La Compañía registra, inmediatamente en los resultados del período, la parte inefectiva del cambio en el valor de mercado del derivativo utilizado como cobertura de flujo de efectivo. De igual manera, registra en los resultados del período, los cambios en el valor de mercado de los derivativos que no califican como coberturas de flujos de efectivo.

l. Otras Ganancias Integradas Acumuladas – Ganancias (pérdida) integradas corresponde a la utilidad neta del período más el efecto de la ganancia (pérdida) neta no realizada derivado de instrumentos de cobertura, neto de impuesto sobre la renta.

Las ganancias integradas acumuladas para los años terminados el 31 de diciembre de 2006 y 2005, se presentan a continuación:

	2006	2005
Utilidad del año	\$ 18,031,161	\$ 19,236,845
Pérdida neta no realizada derivada de instrumento de cobertura, neto de de impuesto sobre la renta		(457,493)
Ganancias integradas para el año	<u>\$ 18,031,161</u>	<u>\$ 18,779,352</u>

m. Contingencias - En el curso normal de operaciones, la Compañía está sujeta a acciones regulatorias, procesos y demandas relacionadas con temas de medio ambiente, impuestos u otros asuntos legales. La Compañía establece reservas contables por las contingencias potenciales cuando éstas se consideran probables y se pueden estimar razonablemente. Véase nota 8 de contingencias.

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

- n. Nuevos Pronunciamientos Contables** - En Marzo del 2005, FASB emitió la Interpretación No.47, “Contabilidad para Activo Condicionados a Obligaciones de Retiro.” La Interpretación aclara la contabilidad para activos condicionados a obligaciones de retiro como fue identificada en SFAS No. 143, “Contabilidad para Obligación de Retiro de Activos.” La Interpretación No. 47 es efectiva para nuestro periodo fiscal 2006. Se espera que la implementación de esta Interpretación no tenga efectos en la operación y situación financiera de la Compañía.

En mayo del 2005, el FASB emitió el SFAS No. 154, “Cambios Contables y Corrección de Errores reemplaza la Opinión APB 20 y Pronunciamiento FASB 3” o SFAS No. 154. SFAS No. 154 requiere la aplicación retrospectiva a periodos anteriores en los estados financieros para cambios en principios contables, a menos que sea impracticable determinar tanto el efecto en el periodo específico o el efecto acumulativo del cambio. SFAS No. 154 también requiere que un cambio en depreciación, amortización o método de agotamiento para los activos fijos, 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 hecha en los periodos fiscales posteriores al 14 de Diciembre del 2005. No se espera efectos materiales en las operaciones ante la implementación del SFAS No. 154.

En junio de 2006, el FASB emitió la Interpretación No. 48, “Contabilidad de Inciertos del Impuesto sobre la Renta”, sobre el pronunciamiento SFAS No.109. La interpretación detalla un modelo comprensivo de cómo una compañía debe reconocer, medir, presentar, y divulgar en los estados financieros posiciones inciertas sobre los impuestos que la Compañía adquirió o espera adquirir en declaración de impuestos. Según esta interpretación, los estados financieros reflejarán las futuras consecuencias de impuesto previstas de tales posiciones, las cuales presumen el conocimiento completo de las autoridades de impuesto de la posición y de los hechos relevantes. Esta interpretación es efectiva para los periodos anuales que comienzan después de diciembre del 15 de 2006. Por consiguiente, la compañía espera adoptar esta interpretación (FIN No. 48) el 1 de enero de 2007. Actualmente, la Compañía está revisando esta interpretación para determinar los efectos sobre sus estados financieros.

En septiembre de 2006, el FASB publicó el pronunciamiento No. 157, “Medición del Valor Razonable” (SFAS No.157). SFAS No. 157 define valor razonable, establece un marco para medirlo, y amplía revelaciones sobre las mediciones del valor razonable. En el SFAS No.157, el valor razonable se define como el precio que sería recibido para vender un activo o pagado para transferir una responsabilidad en una transacción entre los participantes del mercado, en el cual la entidad que divulga realiza sus transacciones. El pronunciamiento aclara que el valor razonable se debe basar en las asunciones que los participantes del mercado utilizarían al tasar el activo o la responsabilidad. SFAS No.157 será efectivo desde el 1 de enero de 2008. Actualmente, la Compañía está revisando esta interpretación para determinar los efectos sobre sus estados financieros.

En junio de 2006, el FASB ratificó el consenso acordado por el EITF en la edición 06-03 de EITF, “Cómo los Impuestos Retenidos de Clientes y Remitidos a las Autoridades Gubernamentales se Deben Presentar en el Estado de Resultados” (es decir, presentación bruta vs neta). El alcance de esta edición incluye los impuestos que externamente se imponen, ante una ganancia, producto de la transacción entre un vendedor y un cliente. El EITF concluyó que una

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

compañía debe revelar su política de contabilidad (es decir, presentación bruta o neta) con respecto a la presentación de tales impuestos. Si los impuestos incluidos en ganancias brutas son significativos, una compañía debe divulgar la cantidad de tales impuestos para cada período para el cual se presente el estado de situación. Esta edición es efectiva para el primer período de divulgación de la publicación anual o del interino que comienza después del 15 de diciembre de 2006. La compañía registra tales impuestos sobre una base neta; y no espere que esta declaración tenga ningún impacto en sus estados financieros.

- o. Prima de Antigüedad y Fondo de Cesantía** - De acuerdo al Código de Trabajo de la República de Panamá, a la terminación de todo contrato por tiempo indefinido, cualquiera que sea la causa, el trabajador tiene derecho a una prima de antigüedad a razón de una semana de salario por cada año de trabajo, desde el inicio de la relación de trabajo; la prima de antigüedad representa el 1.92% de los salarios pagados.

El Código de Trabajo, modificado mediante la Ley No. 44 de 12 de agosto de 1995, especifica que los empleados establecerán un fondo de cesantía para cubrir la prima de antigüedad y la indemnización por despido injustificado o renuncia justificada. La Compañía mantiene un fideicomiso a través de una entidad autorizada Progreso, S.A., quien actúa como fiduciario.

- p. Partes Relacionadas** - Como resultado de la reestructuración del sector eléctrico de Panamá, tres compañías de distribución, cuatro compañías generadoras y una compañía transmisora fueron creadas. El Gobierno panameño retuvo aproximadamente un cincuenta y un por ciento (51%) de participación en las compañías de generadoras hidráulicas y un cuarenta y nueve por ciento (49%) en las compañías generadoras termo eléctricas y compañías distribuidoras y, un cien por ciento (100%) en la compañía transmisora. El Gobierno panameño posee el 48.25% de las acciones de la Compañía y los empleados y exempleados del IRHE el 0.43%.

En el curso normal de operaciones, la Compañía compra energía eléctrica a las compañías generadoras y a otras empresas distribuidoras, vende energía eléctrica a instituciones del Gobierno y realiza pagos a la compañía de transmisión. La Compañía reconoce estas transacciones como transacciones realizadas con partes relacionadas.

La Compañía estableció un Acuerdo de Consultoría Gerencial con CPI, Ltd., quien es propietaria en un 100% de las acciones de Panamá Distribution Group, S. A. Panamá Distribution Group, S. A. es propietaria del 51% de las acciones comunes autorizadas, emitidas y en circulación de Elektra Noreste, S. A. La Compañía registra como servicios administrativos en el estado de resultados los cargos derivados del Acuerdo de Consultoría Gerencial y; cualquier saldo por pagar a CPI, Ltd. se presenta en el balance general como saldo por pagar a compañía relacionada.

- q. Actividad Regulada** - La Compañía está sujeta a la regulación por parte del 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 el 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

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

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 31 de diciembre se relacionan con lo siguiente:

	2006	2005	Nota
Ajuste al componente del combustible - activo (pasivo)	\$ (3,500,649)	\$ 16,724,807	Ver nota 7 "ajuste al componente de combustible"
Impuesto sobre la renta diferido - activo (pasivo)	<u>1,050,195</u>	<u>(5,017,440)</u>	Ver nota 4
	<u>\$ (2,450,454)</u>	<u>\$ 11,707,367</u>	

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.

r. 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 traspaso "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 es ajustado 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.

Al final del año, 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.

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

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.

- s. **Uso de Estimaciones-** La preparación de los estados financieros de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América (US GAAP), requiere que la administración 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 malas, estimación de flujo de efectivo futuros asociadas con el deterioro de activos, pérdidas por contingencia, cobrabilidad del ajuste al componente del combustible e ingreso no facturado. Las estimaciones y supuestos utilizados están basadas en la evaluación realizada por la Administración de los hechos relevantes y circunstancias a la fecha de los estados financieros. Los resultados actuales podrían diferir significativamente de estas estimaciones.
- t. **Concentración del Riesgo de Crédito** – La Compañía se dedica exclusivamente a la distribución y comercialización de la energía eléctrica a los clientes localizados en su zona de concesión. La Compañía no cree que exista un riesgo de pérdida significativo, como consecuencia de la concentración de crédito, dado que una gran cantidad de clientes que componen la cartera de la Compañía se encuentran dispersos geográficamente. Además, la Compañía considera que su riesgo potencial de crédito está cubierto adecuadamente por la provisión para cuentas de cobro dudoso.
- u. **Medio Ambiente** - La Compañía está sujeta a una serie de leyes y regulaciones relacionadas con el medio ambiente, salud y seguridad. En julio de 1998, el Gobierno panameño sancionó una Ley creando una institución para la protección del medio ambiente (Autoridad Nacional del Medio Ambiente) y estableció nuevas reglas para la protección del medio ambiente, que tienen un efecto en las operaciones de la Compañía. El incumplimiento a las normas, leyes y regulaciones aplicables a la protección del medio ambiente, podría representar para la Compañía, el tener que realizar inversiones adicionales o pudiese afectar adversamente los resultados financieros.

Las provisiones por temas relacionados con el medio ambiente son registradas cuando es probable que una obligación haya sido incurrida y el importe pueda ser razonablemente estimado basado en la regulación vigente.

Las provisiones registradas son ajustadas periódicamente como resultado de nuevas evaluaciones y esfuerzos de remediación realizadas o, como resultado de la disponibilidad de información técnica y legal adicional.

Los costos para la protección del medio ambiente son capitalizados si extienden la vida útil de la propiedad, incrementan su capacidad y mitiga o previenen la contaminación que puedan generar las operaciones futuras. Los costos relacionados con el tratamiento y limpieza de la contaminación ambiental son cargados a gastos.

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

- v. **Reclasificaciones-** Algunas partidas de los estados financieros del año que terminó el 31 de diciembre de 2005 han sido reclasificadas para que se presenten de conformidad con el año actual. Estas reclasificaciones no tienen ningún impacto en los estados financieros al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2006.

3. Cuentas por Cobrar - Clientes

Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, las cuentas por cobrar – clientes se desglosan como detallamos a continuación:

	2006	2005
Clientes	\$ 32,563,978	\$ 28,993,323
Gobierno y entidades municipales	<u>9,370,347</u>	<u>5,668,078</u>
	41,934,325	34,661,401
Energía suministrada no facturada	6,747,192	6,624,154
Subsidio del Gobierno por cobrar	<u> </u>	<u>2,914,640</u>
	48,681,517	44,200,195
Provisión acumulada para cuentas de cobro dudoso	<u>(3,817,906)</u>	<u>(4,532,456)</u>
	<u>\$ 44,863,611</u>	<u>\$ 39,667,739</u>

4. 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.

La diferencia entre la provisión de impuesto sobre la renta para el año terminado el 31 de diciembre de 2006 y 2005, y el cálculo del impuesto sobre la renta utilizando la tasa estatutaria de 30% para los ingresos antes de impuestos reportados en el estado financiero, es atribuible a las siguientes situaciones:

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

	2006	2005
Impuesto sobre la renta:		
Cálculo a la tasa estatutaria	\$ 7,774,372	\$ 8,342,519
Disminución del impuesto sobre la renta debido a ingresos no gravables	(161,509)	(198,163)
Aumento en impuesto sobre la renta debido a gastos no deducibles	270,550	38,697
Efecto por el cambio en la tasa estatutaria	<u> </u>	<u>388,499</u>
Total de impuesto sobre la renta	<u>\$ 7,883,413</u>	<u>\$ 8,571,552</u>

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

	2006	2005
Impuesto sobre la renta diferido activo corriente:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	\$ 405,974	\$ 358,177
Instrumento derivativo de cobertura		196,068
Ajuste al componente de combustible	1,050,195	
Otras	<u>281,086</u>	<u>347,622</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido activo	<u>1,737,255</u>	<u>901,867</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo corriente-		
Ajuste al componente de combustible	<u>\$</u>	<u>\$ (5,017,440)</u>
Impuesto sobre la renta diferido activo no corriente:		
Crédito fiscal por inversión	\$ 1,576,234	\$ 5,075,988
Provisión para contingencias	<u>333,688</u>	<u>333,688</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido activo	<u>1,909,922</u>	<u>5,409,676</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo no corriente - gasto de depreciación aplicable a períodos futuros	<u>\$ (3,203,388)</u>	<u>\$ (3,340,126)</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 31 de diciembre 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.

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

5. Instrumentos Derivados

El 22 de diciembre de 2005, la Compañía realizó un contrato de cobertura exclusivamente como una herramienta para fijar una tasa de interés para la emisión de los bonos, con el propósito de reducir el riesgo de tasa de interés para la Compañía. Este contrato se realizó con el Citibank N.A., New York, por un período de 120 días y un monto de US\$100,000,000.

En base al SFAS No. 133 “Contabilidad para Instrumentos Derivativos y Actividades de Cobertura”, la Compañía consideró que este instrumento derivativo no calificaba para una contabilidad de cobertura de flujo de efectivo al no darse una relación de alta efectividad desde el inicio de la transacción. En consecuencia, una ganancia de US\$4,050,000 que representó el valor de mercado a la fecha de la liquidación del instrumento derivativo, fue reconocido como utilidad en los estados financieros.

6. Deuda a Largo Plazo

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

	2006	2005
Facilidades Crediticias a Corto Plazo:		
The Bank of Nova Scotia	\$ _____	\$ <u>5,000,000</u>
Total de facilidades crediticias a corto plazo	_____	<u>5,000,000</u>
 Documentos por Pagar:		
Bonos por pagar , sin garantías y no subordinados, con fecha de vencimiento en el año 2021 y con tasa fija de interés anual de 7.60% pagadero semestralmente	100,000,000	
 Deuda bancaria:		
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.	_____	<u>9,500,000</u>
Total de obligaciones bancarias y documentos por pagar a largo plazo	100,000,000	95,000,000
 Menos:		
Descuento por amortizar	(848,202)	
Porción circulante	_____	<u>(10,000,000)</u>
Total deuda a largo plazo	\$ <u><u>99,151,798</u></u>	\$ <u><u>90,000,000</u></u>

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

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

Convenios

Los términos de la deuda obligan a la Compañía, entre otras cosas, a:

- pagar los importes adeudados establecidos en el Contrato cuando tales importes estén vencidos;
- cumplir con todas las obligaciones contraídas en el Contrato y sus Notas;
- mantener la existencia legal;
- cumplir con todas las leyes aplicables;
- mantener todas las aprobaciones del gobierno requeridas;
- cumplir con el pago de todos los impuestos importantes y otros reclamos;
- mantener auditores independientes;
- mantener coberturas de seguros adecuadas;
- mantener los libros y registros disponibles;
- mantener una oficina o agencia en Borough, Manhattan, ciudad de New York con el propósito de servir en el proceso;
- informar al fiduciario de algún incumplimiento o evento de incumplimiento bajo el Contrato

En adición, los términos del Contrato establecen ciertas restricciones o requisitos a la Compañía para:

- realizar algunas fusiones, consolidaciones o transacciones similares;
- incurrir en ciertos endeudamientos;
- crear gravámenes sobre los activos;
- acordar o llevar a cabo transacciones con afiliadas;
- mantener la disponibilidad de los estados e informes financieros;
- realizar cualquier acción legal para permitir el ejercicio de los derechos y ejecutar y cumplir con las obligaciones de acuerdo con los bonos y el contrato;
- asegurar el otorgamiento de la información financiera y otra información a los tenedores de los bonos según lo requieran;
- designar a un Fiduciario sucesor en el caso de una vacante en la oficina del Fiduciario;
- mantener el listado de los bonos en la Bolsa de Valores de Panamá u otro mercado;
- cumplir con las agencias clasificadoras para mantener la clasificación de los bonos

Estos cumplimientos financieros están sujetos a un número importante de calificaciones y excepciones.

Redención

A menos que esté previamente redimido, o comprado y pagado, los Bonos serán redimidos a su monto original en dólares de los Estados Unidos de América, a su fecha de vencimiento. El precio de redención pagadero a su fecha de vencimiento será el monto original de los Bonos más el interés acumulado y no pagado a la tasa del Bono, más los otros montos adeudados y por pagar, de conformidad con los términos del Contrato de Emisión.

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

Eventos de Incumplimiento

Los siguientes eventos serán cada uno un “Evento de Incumplimiento” de acuerdo con los términos de los Bonos y el Contrato de Emisión:

- incumplir en el pago de capital cuando venzan ya sea en la fecha de vencimiento, en la redención o de otra manera;
- incumplir en el pago de interés u otros pagos vencidos luego de quince días calendario desde la fecha de vencimiento programada;
- incumplir en los convenios establecidos en la sección “Descripción de las Notas”;
- ciertos acontecimientos como la bancarrota, liquidación, reorganización, disolución, o insolvencia;
- incumplir en el pago de las deudas cuando estas hayan vencido;
- omisión en el pago de ciertos instrumentos de deuda que, acumulados, igualen o excedan un monto específico;
- incumplir u oponerse a la ejecución del Contrato o las Notas;
- incumplir un convenio o acuerdo en el contrato, las notas o el contrato de concesión referente a la operación del negocio de la electricidad;
- cuando el contrato de concesión se suspenda, revoque, termine, enmienda materialmente en forma tal que se pueda esperar un efecto materialmente adverso o deje de estar en efecto completo en cualquier aspecto material;
- ciertos acontecimientos de la nacionalización, condenación, expropiación, incautación o asimiento de activos específicos por el Gobierno de Panamá;
- la suspensión de pagos por el Gobierno de Panamá de ciertas deudas específicas;
- ciertas sentencias que, acumulados, igualan o exceden cierto monto específico;
- cualquier previsión material de los Bonos o del Contrato de Emisión cuando cesare de estar en total vigencia y efecto o vinculante y ejecutable;
- la destrucción o el daño irremediable de las instalaciones eléctricas, que no estén cubiertas por el seguro

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.

Con la cancelación del Préstamo Sindicado a Largo Plazo en julio de 2006, todas las garantías e hipotecas que mantenía La Compañía bajo este acuerdo fueron liberadas.

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 31 de diciembre de 2006 y 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 anual es de la tasa Libor a 6 meses más 1.20 % a 1.50%.

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

7. Compra de Energía y Cargos de Transmisión, Neto

La Compañía registró compras de energía y cargos de transmisión como detallamos a continuación:

	2006	2005
Compra de energía	\$ 232,003,448	\$ 201,130,024
Cargos de transmisión	10,116,511	8,343,175
Ajuste al componente de combustible	<u>20,224,450</u>	<u>(15,567,711)</u>
 Total de compra de energía y cargos de transmisión, neto	 <u>\$ 262,345,409</u>	 <u>\$ 193,905,488</u>

Ajuste al Componente de Combustible

Los cambios de incremento/disminución sobre la recuperación de estos costos de energía se reflejan en las compras de energía y cargos de transmisión, neto, en el estado de resultados. El importe acumulado por cobrar/pagar se presenta en la cuenta de ajuste al componente de combustible en el balance general hasta tanto dicho importe sea facturado o devuelto a los clientes. El ajuste al componente de combustible incluye seis meses con la información actual del precio del combustible, y seis meses con información estimada del precio del combustible.

En los últimos años, el ajuste al componente de combustible no ha sido transferido en su totalidad, a través de un aumento en la tarifa, a los clientes de las compañías de distribución. El monto no facturado a los clientes ha sido subsidiado por el gobierno de Panamá.

El 28 de junio de 2006, el gobierno de Panamá autorizó mediante Decreto Ejecutivo No. 22 la emisión de una Nota del Tesoro por cinco (5) años con un valor nominal de US\$12,949,000. Esta Nota del Tesoro fue emitida como pago parcial a la Compañía, saldo acumulado por cobrar en concepto del ajuste del componente de combustible correspondiente al periodo del 1 de abril de 2005 al 31 de marzo de 2006 por la suma de US\$25,132,807. Este instrumento fue registrado como disponible para la venta en base a la norma SFAS No. 115, "Contabilidad de Ciertas Inversiones en Valores de Deuda o de Capital" y registrado a su valor de mercado.

En julio 2006, la Compañía vendió este instrumento de deuda y recibió como producto la suma de US\$12,534,632, reconociendo una pérdida en venta por la suma de US\$414,368. El costo de este instrumento fue determinado sobre una base de identificación específica.

Al 31 de diciembre de 2006, se determinó un balance de US\$3,500,649 como consecuencia de las variaciones resultantes en el costo de la energía considerada en la tarifa eléctrica para el año 2006, sobre el costo actual de la energía comprada. El balance incluye un saldo acumulado por cobrar por US\$1,578,351 correspondiente al periodo de abril a septiembre de 2006, el cual será recuperado de los clientes en el primer semestre de 2007 y un balance de US\$5,079,000 acumulados de octubre a diciembre de 2006, a ser reembolsado a los clientes en el segundo semestre de 2007.

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

8. Compromisos y Contingencias

Al 31 de diciembre 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. Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, la Compañía tiene acumulados US\$1,112,293. A continuación los casos más representativos:

Litigios

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.

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.

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

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

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.

Compromisos

Al 31 de diciembre 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	Enero 1, 2007	Diciembre 31, 2008
Semper Group.	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	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2010
Semper Group	23	Enero 1, 2011	Diciembre 31, 2012
Bahía Las Minas	0.001	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2009
Bahía Las Minas	108	Enero 1, 2010	Diciembre 31, 2018
Bahía Las Minas	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

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

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

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 doce meses terminados el 31 de diciembre de 2006, la Compañía compró aproximadamente el 97.7% de su energía requerida a través de contratos de compra de energía en el mercado de contratos. Estos contratos de compra incluyen tanto 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 31 de diciembre de 2006, los importes incrementales de pagos requeridos para tales obligaciones, se presentan a continuación:

Año	Obligaciones de Pago
2007	\$ 35,877,000
2008	39,860,035
2009	40,805,306
2010	66,006,408
En lo sucesivo	<u>551,498,100</u>
Total	\$ <u>734,046,849</u>

Al 31 de diciembre de 2006, la Compañía mantenía contratos de construcción para mejoras y obras en el sistema de distribución. Los compromisos futuros en estos contratos asciende a la suma de US\$2,522,165.

El 20 de octubre de 2003, la Compañía y el Sindicato de Trabajadores firmaron un segundo Convenio Colectivo por un término de 4 años, cuya vigencia será hasta el 20 de octubre de 2007.

Garantías

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\$17,063,260. 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.

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.

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.

Elektra Noreste, S. A.
Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2006 y 2005
(Expresado en dólares)

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 Panama 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.

Arrendamiento Operativo

La Compañía firmó un acuerdo de arrendamiento operativo no revocable para el uso de las oficinas y facilidades operativas.

Al 31 de diciembre 2006, los pagos mínimos de alquiler requeridos por este arrendamiento no revocable que inician o se mantienen por un periodo superior a 1 año son:

Años terminados al 31 de diciembre:

2007	\$	291,981
2008		446,731
2009		460,132
2010		473,936
2011		488,155
Años posteriores		1,195,003
Total de pagos mínimos requeridos	\$	<u>3,355,938</u>