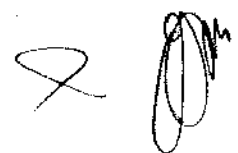


# **Elektra Noreste, S.A.**

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

**Estados Financieros**

**30 de septiembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006**

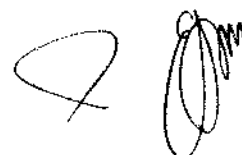
Handwritten signature and a circular stamp.

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

---

### **Índice para los Estados Financieros 30 de septiembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006**

	<b>Página</b>
Informe de la Administración	1
Estados Financieros:	
Balances Generales	2
Estados de Resultados	3
Estados de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas	4
Estados de Flujos de Efectivo	5 - 6
Notas a los Estados Financieros	7 - 22

Handwritten signature and initials in the bottom right corner of the page.

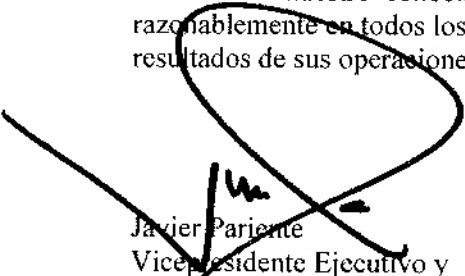


### **Responsabilidad sobre los Informes Financieros**


La administración de Elektra Noreste, S.A. es responsable por la información y representaciones en los estados financieros de la Compañía. La Compañía prepara los estados financieros en conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América, basados en hechos disponibles y circunstancias, en los mejores estimados de la administración y evaluación de condiciones existentes.

La Compañía mantiene un sistema contable y su respectivos sistema de controles internos diseñados para proveer una certeza razonable a la administración de Elektra Noreste, S.A. con respecto a la preparación de estados financieros confiables y que sus registros contables son correctos y que los activos de la Compañía se encuentran protegidos. El personal de auditoría interna de la Compañía, el cual reporta directamente al Comité de Auditoría, lleva a cabo revisiones periódicas para mantener la efectividad en los procedimientos de controles internos, acciones correctivas son tomadas para remediar deficiencias en el control y otras oportunidades de mejoramiento al sistema son atendidas según son identificadas.

En base en nuestro conocimiento, los estados financieros al 30 de septiembre de 2007, presentan razonablemente en todos los aspectos significativos la situación financiera de Elektra Noreste, S.A., los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo para la fecha, y por, los períodos presentados.



Javier Pariente  
Vicepresidente Ejecutivo y  
Gerente General



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

5 de octubre de 2007  
Panamá, República de Panamá

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

**(No Auditados)**

Activos	Notas	Septiembre 30, 2007	Diciembre 31, 2006
Activos circulares:			
Efectivo	B/	1,525,814	B/ 18,266,568
Cuentas por cobrar:			
Clientes, neto	3	52,873,370	44,863,611
Ajuste al componente de combustible	2o, 6	3,731,357	
Otros, neto		1,798,407	1,561,370
Cuentas por cobrar, neto		58,403,134	46,424,981
Inventario		7,148,821	6,019,634
Impuesto pagado por adelantado		1,688,275	
Impuesto sobre la renta diferido	4	279,853	1,737,255
Otros activos circulares		1,212,640	384,134
Total de activos circulares		70,359,537	72,832,572
Propiedad planta y equipo, neto de depreciación acumulada		239,173,749	233,865,475
Otros activos:			
Costos de emisión de deuda		2,504,328	2,578,909
Fondo de cesantía		1,182,626	1,077,476
Depósitos de garantía		83,300	99,175
Total de otros activos		3,770,254	3,755,560
Pasivos y Patrimonio de los Accionistas			
Pasivos circulares:			
Cuentas por pagar:			
Generación y transmisión	B/		
Proveedores		49,259,709	37,911,851
Contratos de construcción		12,611,498	12,304,961
Adelanto en subsidio del Estado		6,697,571	6,894,822
Otras		1,951,202	1,189,965
Impuesto sobre la renta por pagar	4	470,730	490,726
Depósitos de clientes			6,638,998
Ajuste al componente de combustible		2,017,961	2,924,546
Retenciones de impuestos a empleados	2o, 6	3,500,849	3,500,849
Total de cuentas por pagar		202,430	521,065
Intereses por pagar		73,211,101	72,377,183
Gastos acumulados por pagar		1,646,668	3,568,889
Total de pasivos circulares		1,384,214	1,469,940
Deuda a largo plazo	5	76,241,983	77,436,012
Depósitos de clientes y otros pasivos:			
Impuesto sobre la renta diferido		89,176,722	99,151,798
Depósitos de clientes	4		
Otros pasivos acumulados		2,828,490	1,293,466
Total de pasivos		7,482,001	7,482,001
Patrimonio de los accionistas:		2,337,267	2,036,727
Acciones comunes autorizadas y emitidas; 50,000,000 acciones sin valor nominal; 160,031 acciones en tesorería		187,950,767	187,400,004
Utilidades retenidas			
Total de patrimonio de los accionistas		106,098,875	106,098,875
Total de pasivos y patrimonio de los accionistas	B/	19,253,896	16,954,728
Total de pasivos	B/	313,303,540	310,453,607
Total de activos	B/	123,352,773	123,053,603
Total de pasivos y patrimonio de los accionistas	B/	310,453,607	310,453,607

2.



**Elektra Noreste, S. A.**

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

**Estados de Resultados****Para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2007 y 2006****(No Auditados)**

	Notas	2007	2006	
Ingresos:				
Ventas de energía, neto	B/.	260,371,965	B/.	251,519,778
Otros ingresos		5,648,997		5,220,034
Total de ingresos		<u>266,020,962</u>		<u>256,739,812</u>
Compra de energía y cargos de transmisión, neto	6	<u>209,541,657</u>		<u>200,240,275</u>
Margen bruto en distribución		<u>56,479,305</u>		<u>56,499,537</u>
Gastos de Operaciones:				
Salarios y otros costos relacionados con personal		6,129,128		6,510,993
Prima de antigüedad y cesantía		242,498		219,743
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto		1,796,938		1,670,352
Reparación y mantenimiento		2,044,922		1,957,344
Servicios profesionales		6,642,104		6,606,122
Servicios administrativos		1,406,597		1,381,000
Depreciación y amortización		9,388,771		9,162,958
Administrativos y otros		5,333,655		5,406,648
Pérdida en venta y descarte de activo fijo		26,969		188,053
Total de gastos de operaciones		<u>33,011,582</u>		<u>33,103,213</u>
Ganancias en operaciones		<u>23,467,723</u>		<u>23,396,324</u>
Otros ingresos (egresos):				
Intereses ganados		1,149,016		891,032
Gastos de intereses, neto		(6,287,447)		(4,837,861)
Pérdida en venta de valores				(414,368)
Total de otros egresos		<u>(5,138,431)</u>		<u>(4,361,197)</u>
Utilidad antes del impuesto sobre la renta		<u>18,329,292</u>		<u>19,035,127</u>
Impuesto sobre la renta:	4			
Corriente		2,867,691		8,357,806
Diferido		2,992,424		(2,647,268)
Total de impuesto sobre la renta		<u>5,860,115</u>		<u>5,710,538</u>
Utilidad neta	B/.	<u>12,469,177</u>	B/.	<u>13,324,589</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 Cambios en el Patrimonio de los Accionistas****Para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2007 y 2006****(No Auditados)**

	<b>Acciones Comunes</b>	<b>Acciones en Tesorería</b>	<b>Utilidades no Distribuidas</b>	<b>Total de Patrimonio de los Accionistas</b>
Saldo al 31 de diciembre de 2005	B/. 106,642,962	B/. (544,087)	B/. 18,748,041	B/. 124,846,916
Utilidad neta al tercer trimestre de 2006			13,324,589	13,324,589
Impuesto complementario, neto			(67,055)	(67,055)
Saldo al 30 de septiembre de 2006	106,642,962	(544,087)	32,005,575	138,104,450
Saldo al 31 de diciembre de 2006	106,642,962	(544,087)	16,954,728	123,053,603
Dividendos declarados			(10,000,000)	(10,000,000)
Impuesto complementario, neto			(170,007)	(170,007)
Utilidad neta al tercer trimestre de 2007			12,469,177	12,469,177
Saldo al 30 de septiembre de 2007	<u>B/. 106,642,962</u>	<u>B/. (544,087)</u>	<u>B/. 19,253,898</u>	<u>B/. 125,352,773</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 nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2007 y 2006****(No Auditados)**

	2007	2006
Flujo de efectivo por las actividades de operación:		
Utilidad neta	B/. 12,469,177	B/. 13,324,589
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación y amortización	9,388,771	9,162,958
Pérdida en venta y descarte de activo fijo	177,506	188,053
Pérdida en venta de valores		414,368
Provisión de cuentas de dudoso cobro	1,999,448	1,722,441
Amortización de descuento en bonos por pagar	24,924	7,899
Amortización de costos de emisión de deuda	74,581	1,616,748
Provisión para prima de antigüedad, neto de aportes al fondo de cesantía	(1,485)	(50,750)
Impuesto sobre la renta diferido	2,992,426	(2,647,268)
Ajuste al componente de combustible	(7,232,000)	2,283,450
Cambios en activos y pasivos de operación:		
Cuentas por cobrar	(10,246,243)	(7,319,254)
Otros activos	(812,630)	1,143,566
Inventario	(1,129,188)	1,363,528
Cuentas por pagar comerciales y otros pasivos	9,107,632	198,066
Cuentas por pagar otras	(19,996)	(28,700)
Impuesto sobre la renta	(8,327,273)	5,601,288
Pagos de prima de antigüedad	(60,847)	(54,751)
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	<u>8,404,803</u>	<u>26,926,231</u>
Flujos de efectivo por las actividades de inversión:		
Adquisición de activo fijo	(15,025,087)	(11,485,598)
Retiro de fondo fideicomiso		2,500,000
Producto de la venta de inversión		12,534,632
Producto de la venta de activo fijo	<u>150,537</u>	<u>513,594</u>
Efectivo neto (utilizado) provisto en las actividades de inversión	<u>(14,874,550)</u>	<u>4,062,628</u>
Flujo de efectivo por las actividades de financiamiento:		
Repago de deuda a largo plazo		(95,000,000)
Producto de emisión de deuda a largo plazo		99,136,000
Deuda a corto plazo, neto		(5,000,000)
Dividendos pagados	(10,000,000)	
Costos de emisión de deuda		(2,118,656)
Impuesto complementario	<u>(170,007)</u>	<u>(67,054)</u>
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento	<u>(10,170,007)</u>	<u>(3,049,710)</u>

(Continúa)

**Elektra Noreste, S.A.**

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

**Estados de Flujos de Efectivo****Para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2007 y 2006****(No Auditados)**

	2007	2006
Efectivo y equivalente de efectivo:		
Aumento (disminución) neta en el efectivo	B/. (16,639,754)	B/. 27,939,149
Efectivo al inicio del período	<u>18,266,568</u>	<u>1,576,063</u>
Efectivo al final del período	B/. <u>1,626,814</u>	B/. <u>29,515,212</u>
Información suplementaria de flujos de efectivo:		
Intereses pagados	B/. <u>7,828,626</u>	B/. <u>6,903,052</u>
Impuesto sobre la renta pagado	B/. <u>11,194,962</u>	B/. <u>1,279,245</u>

(Concluye)

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 2007 y 31 de diciembre de 2006**

---

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

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

La actividad de la Compañía, incluye la compra de energía en bloque y su transporte por las redes de distribución a los clientes. En adición, la Compañía realiza la transformación de tensión vinculada, la entrega de energía a los consumidores, la medición, lectura, facturación y cobro de la energía. De igual manera, la Compañía tiene la responsabilidad de instalar, operar y mantener el alumbrado público en la zona de concesión (tal como se define en el siguiente párrafo), de acuerdo con los niveles y criterios de iluminación establecidos por el Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (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 7, 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.

**Base de presentación**

Los estados financieros están preparados según los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América ("US GAAP"). Estos han sido preparados sobre una base de costo histórico.

**2. Resumen de las Políticas Contables**

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

- a. Efectivo y equivalentes de efectivo** - Todas las inversiones líquidas con vencimientos originales de tres meses o menos son considerados equivalentes de efectivo.
- b. 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 la finalización de la cuenta del cliente, la cual ocurre luego de 60 días posteriores a la suspensión del suministro de energía eléctrica.

Es política de la Compañía revisar sobre una base mensual los saldos 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 recuperación. Los otros saldos son revisados de forma conjunta por tipo de cliente. Los saldos considerados incobrables son cargados contra la provisión para cuentas de cobro dudoso, 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).

- c. **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.
- d. **Inventario** - 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.
- e. **Propiedad, planta y equipo** - A la fecha de creación de la Compañía, el IRHE transfirió parte de sus activos productivos registrados a su costo histórico neto de la correspondiente depreciación acumulada. Las nuevas adquisiciones y construcciones en proceso son registradas a su costo original el cual incluye: material, mano de obra, costos indirectos y financieros. La Compañía presenta la propiedad, planta y equipo en el balance general, 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 reparaciones y reemplazos menores se registran a gasto cuando se incurren. Los costos de mantenimientos mayores que no extienden la vida útil del activo, se registran como gasto. Además, la Compañía capitaliza los intereses incurridos durante el período de construcción de conformidad con el "Statement of Financial Accounting Standards" ("SFAS") No.34, "Capitalización de Costos de Intereses".

Los activos de larga vida 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 de Larga Vida". 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 reconocida 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 30 de junio de 2007, no se identificaron indicios de deterioro de los activos duraderos.

## Elektra Noreste, S.A.

### Notas a los Estados Financieros

30 de septiembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006

Las ganancias o pérdidas en propiedad, planta y equipo son reconocidas cuando el activo es retirado o de otra manera, descartado. 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:

	<b><u>Vida Útil</u></b> <b><u>Estimada (en años)</u></b>
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

- f. **Costos de emisión de deuda** - 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 amortizados 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 firmes e irrevocables en naturaleza, y no traspasan a la Compañía el derecho de utilizar los activos asociados. Además, la Compañía contrata energía a corto plazo bajo tasa horaria en el mercado al por mayor, el cual es administrado por el Centro Nacional de Despacho ("CND").

En adición, la Compañía paga a ETESA, una empresa poseída en un 100% por el Gobierno panameño, una tarifa regulada por la conexión y uso del sistema de transmisión. ETESA es responsable de expandir y mejorar 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". 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.

- i. **Crédito fiscal por inversión** - La Compañía contabiliza el crédito fiscal por inversión bajo el método de contabilidad de crédito inmediato (reconocimiento total en el periodo en que el activo es puesto en operación). Por ende, existe una diferencia temporal deducible en el futuro por la cual se ha creado un impuesto diferido activo.
- 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 la resolución JD-5863 (17 de febrero de 2006), la cual establece que en aquellos casos en que el cliente mantenga un buen historial de pago, es decir, que el cliente no se haya atrasado en sus pagos más de tres veces dentro de un período de doce 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". Los cambios en el valor del derivativo que no son designados para cobertura de flujo de efectivo son registrados en los resultados durante el periodo del cambio. La Compañía registra en la cuenta de otras ganancias integrales acumuladas los cambios en el valor del derivativo designados para cobertura de flujo de efectivo, cuando son efectivos en la compensación de los flujos de efectivo de la transacción proyectada. 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 la porción inefectiva de los cambios en el valor de mercado del derivativo designado para cobertura de flujo de efectivo, inmediatamente en los resultados.
- l. **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. Para mayor información, véase Nota 7 de contingencias.
- m. **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.

- n. **Partes relacionadas** - Como resultado de la reestructuración del sector eléctrico de Panamá, tres compañías de distribución, cuatro compañías generadoras y una compañía transmisora fueron

**Elektra Noreste, S.A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**30 de septiembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006**

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 ex empleados 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 PDG, la cual 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 otras cuentas por pagar.

- o. Actividad regulada** - La Compañía está sujeta a la regulación por parte de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (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 ("FASB"), "Contabilidad para los Efectos de Ciertos Tipos de Regulación" ("SFAS" No.71). 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 2007 y 31 de diciembre 2006, se relacionan con lo siguiente:

	Septiembre 30, 2007	Diciembre 31, 2006
Ajuste al componente del combustible - activo (pasivo)	B/. 3,731,357	B/. (3,500,649)
Impuesto sobre la renta diferido - (pasivo) activo	<u>(1,119,407)</u>	<u>1,050,195</u>
	B/. <u>2,611,950</u>	B/. <u>(2,450,454)</u>

Ver Nota 6 "ajuste al componente de combustible"

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 se ajustan a su valor de mercado.

**p. 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 para reflejar las fluctuaciones en el costo de energía parcialmente todos los meses a través de la cláusula de combustible y de forma integral cada seis meses a través del ajuste tarifario semestral; mientras que, los componentes de distribución son ajustados basados en el índice del precio al consumidor.

La Compañía reconoce como ingreso, la venta de energía consumida por los clientes que no ha sido facturada. La contrapartida se registra como energía suministrada no facturada como parte de las cuentas por cobrar en el balance general, el cual es calculado en base al promedio diario de energía vendida a los clientes de la Compañía aplicado a los días correspondientes del mes calendario fuera del ciclo de lectura. 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, cargos por peaje cuando el servicio es provisto y reconoce como ingreso saldos crédito de clientes finalizados existentes seis meses después de haber finalizada la cuenta. Estos cargos se presentan como otros ingresos operativos en el estado de resultados.

- q. Uso de estimaciones** - La preparación de los estados financieros de acuerdo con US GAAP, requiere que la Administración realice estimaciones y supuestos que afectan los importes reportados en activos, pasivos, revelaciones de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros, y los importes reportados como ingresos y gastos durante el periodo reportado. 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, recuperación del ajuste al componente del combustible, derivados e ingreso no facturado. Las estimaciones y supuestos

**Elektra Noreste, S.A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**30 de septiembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006**

---

utilizados están basados en la evaluación realizada por la Administración de los hechos relevantes y circunstancias existentes a la fecha de los estados financieros. Los resultados actuales podrían diferir de estas estimaciones.

- r. 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 los clientes que componen la cartera 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.
- s. 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 ("ANAM")) 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.

- t. Reclasificaciones** - Algunas partidas de los estados financieros, por el periodo terminado el 30 de septiembre de 2006, han sido reclasificadas para que se presenten de conformidad con el estado financiero por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2007.
- u. Nuevos pronunciamientos contables** - En junio de 2006, el FASB emitió la Interpretación ("FIN" No.48), "Contabilidad de Inciertos del Impuesto sobre la Renta", sobre la interpretación del pronunciamiento SFAS No.109. FIN No.48 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 a adquirido 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 del 15 de diciembre de 2006. La adopción del FIN No.48 no tuvo impacto ni en la situación financiera ni en los resultados de la Compañía.

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

### **Notas a los Estados Financieros**

**30 de septiembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006**

---

En junio de 2006, el FASB ratificó el consenso acordado por el "FASB's Emerging Issues Task Force ("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 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 resultados. 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; este pronunciamiento no tuvo impacto ni en la situación financiera ni en los resultados de la Compañía.

En septiembre de 2006, el FASB emitió 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 un pasivo 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 el pasivo. SFAS No.157 será efectivo para los periodos fiscales que inicien después del 15 de noviembre de 2007. Actualmente, la Compañía está revisando esta interpretación para determinar los efectos sobre sus estados financieros; sin embargo, no estima que existan cambios materiales en la situación financiera ni en los resultados.

En febrero de 2007, el FASB emitió el pronunciamiento No.159, "La Opción del Valor Razonable para los Activos y Pasivos Financieros-Incluyendo una Enmienda al Pronunciamiento No.115". Este pronunciamiento proporciona la opción de reportar al valor razonable ciertos instrumentos financieros que en la actualidad no son requeridos o permitidos registrarlos al valor razonable. SFAS No.159 será efectivo para periodos fiscales que inicien después del 15 de noviembre de 2007. Actualmente, la Compañía está revisando esta interpretación para determinar los efectos sobre sus estados financieros; sin embargo, no estima que existan cambios materiales en la situación financiera ni en los resultados.





**Elektra Noreste, S.A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**30 de septiembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006**

---

**3. Cuentas por Cobrar - Clientes**

Al 30 de septiembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006, las cuentas por cobrar – clientes se desglosan como detallamos a continuación:

	<b>Septiembre 30, 2007</b>	<b>Diciembre 31, 2006</b>
Clientes	B/. 42,168,562	B/. 32,563,978
Gobierno y entidades municipales	<u>10,237,400</u>	<u>9,370,347</u>
	52,405,962	41,934,325
Energía suministrada no facturada	<u>6,294,935</u>	<u>6,747,192</u>
	58,700,897	48,681,517
Provisión acumulada para cuentas de cobro dudoso	<u>(5,827,527)</u>	<u>(3,817,906)</u>
	<u>B/. 52,873,370</u>	<u>B/. 44,863,611</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 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.



**Elektra Noreste, S.A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**30 de septiembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006**

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, 2007	Diciembre 31, 2006
Impuesto sobre la renta diferido activo corriente:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	B/. 437,316	B/. 405,974
Ajuste al componente de combustible		1,050,195
Crédito fiscal por inversión	737,649	
Otras	160,995	281,086
Total de impuesto sobre la renta diferido activo corriente	1,335,960	1,737,255
Impuesto sobre la renta diferido pasivo corriente-		
Ajuste al componente de combustible	(1,056,107)	
Impuesto sobre la renta diferido activo corriente, neto	279,853	1,737,255
Impuesto sobre la renta diferido activo no corriente:		
Crédito fiscal por inversión		1,576,234
Provisión para contingencias	272,346	333,688
Total de impuesto sobre la renta diferido activo	272,346	1,909,922
Impuesto sobre la renta diferido pasivo no corriente - gasto de depreciación aplicable a períodos futuros	(3,100,836)	(3,203,388)
Impuesto sobre la renta diferido pasivo no corriente, neto	B/. (2,828,490)	B/. (1,293,466)

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 2007.

De acuerdo con las regulaciones, 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**  
**30 de septiembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006**

---

**Crédito fiscal por inversión**

Durante el año 2001, la Compañía registró un crédito fiscal por inversión por la suma de B/.13,673,745, el cual fue otorgado por el Gobierno Panameño de acuerdo a una ley de incentivo que promovía las inversiones en infraestructuras para ampliar la red de distribución de energía eléctrica. El crédito fiscal puede ser aplicado como una disminución hasta un 25% sobre el impuesto sobre la renta causado en el período fiscal, hasta que el 100% del crédito fiscal sea consumido.

Debido al beneficio fiscal recibido, no le es permitido a la Compañía reconocer como deducible, el gasto de depreciación correspondiente a la infraestructura invertida por la suma de B/.13,673,745, cuyo efecto fiscal en años futuros es de B/.4,102,123 (B/.13,673,745 x 30%).

**5. Deuda a Largo Plazo**

Al 30 de septiembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006, los documentos por pagar se detallan como sigue:

	<b>Septiembre 30, 2007</b>	<b>Diciembre 31, 2006</b>
<b>Documentos por Pagar a Largo Plazo:</b>		
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	B/. 100,000,000	B/. 100,000,000
Menos:		
Descuento por amortizar	( 823,278)	(848,202)
Total deuda a largo plazo	<u>B/. 99,176,722</u>	<u>B/. 99,151,798</u>

Los bonos por pagar fueron emitidos de acuerdo a las disposiciones del Contrato de Emisión realizado entre la Compañía, 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.

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.

El producto de la oferta de estos bonos se utilizó para el 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.



**Elektra Noreste, S.A.****Notas a los Estados Financieros****30 de septiembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006**

La Compañía tiene disponible facilidades de líneas 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 2007 y 31 de diciembre de 2006, estas facilidades de crédito ascienden a la suma de B/.60,500,000 y B/.50,300,000, respectivamente; y la tasa de interés anual es de la tasa Libor a 6 meses más 1.20% a 1.50%. Estas líneas de crédito están disponibles por un periodo máximo de un año según la necesidad de capital de trabajo u otras necesidades. La Compañía, al 30 de septiembre de 2007 ni al 31 de diciembre de 2006, mantenía saldos adeudados bajo estas líneas de crédito.

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

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

	Septiembre 30, 2007	Septiembre 30, 2006
Compra de energía	B/. 208,901,184	B/. 177,020,121
Cargos de transmisión	7,872,473	7,987,704
Ajuste al componente de combustible	<u>(7,232,000)</u>	<u>15,232,450</u>
Total de compra de energía y cargos de transmisión, neto	B/. <u>209,541,657</u>	B/. <u>200,240,275</u>

**Ajuste al componente de combustible**

Los cambios derivados del incremento y/o disminución sobre la 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/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 ha sido transferido en parte a los clientes de las compañías de distribución, a través de un aumento en la tarifa. El monto no transferido a los clientes ha sido subsidiado por el Gobierno de Panamá.

Al 30 de septiembre de 2007, se determinó un balance neto a cobrar de B/.3,731,357 como consecuencia de las variaciones resultantes en el costo de la energía considerada en la tarifa eléctrica para el último trimestre del 2006 y el segundo semestre del 2007, sobre el costo real de la energía comprada. El balance incluye un saldo acumulado por devolver de B/. 2,737,196 correspondiente al periodo de octubre a diciembre de 2006, el cual será reembolsado a los clientes de octubre a diciembre de este año; un saldo acumulado por cobrar de B/.1,683,086 correspondiente al periodo de enero a junio de 2007, del cual una parte será cobrada a los clientes de octubre a diciembre de este año a través de la cláusula de combustible y la otra parte en el primer semestre del 2008 a través del ajuste tarifario semestral, y un saldo acumulado por cobrar de B/.4,785,467 correspondiente al periodo de julio a septiembre de 2007, del cual una parte será cobrada a los clientes de diciembre de 2007 a marzo del 2008 a través de la cláusula de combustible y la otra en el segundo semestre del 2008 a través del ajuste tarifario semestral.

**Elektra Noreste, S.A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**30 de septiembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006**

---

**7. Compromisos y Contingencias**

Al 30 de septiembre de 2007, 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 30 de septiembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006, la Compañía tiene registrados en libros la suma de B/.907,818 y B/.1,112,293, respectivamente, para cubrir posibles pérdidas que puedan darse producto de las reclamaciones de terceros. A continuación los casos más representativos:

**Litigios**

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 B/.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.



**Elektra Noreste, S.A.****Notas a los Estados Financieros****30 de septiembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006**

---

**Compromisos**

Al 30 de septiembre de 2007, 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, 20	Enero 1, 2006	Diciembre 31, 2007
AES Panamá	20; 40; 60	Enero 1, 2006	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
Térmica del Caribe	2.85	Marzo 1, 2009	Marzo 31, 2014
Inversiones y Desarrollo Balboa	16.6	Agosto 1, 2008	Diciembre 31, 2008
Inversiones y Desarrollo Balboa	24.6	Enero 1, 2009	Diciembre 31, 2011
Energía y Servicios de Panamá	0.96	Julio 1, 2009	Junio 30, 2014
Generadora del Atlántico	30	Julio 1, 2009	Junio 30, 2014

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 94%, aproximadamente, del total de energía requerida a través de los contratos de compra de energía en el mercado de contratos. Para el 30 de septiembre de 2007 y el 31 de diciembre de 2006, la Compañía compró aproximadamente el 90% y 98%, respectivamente, 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.

**Elektra Noreste, S.A.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**30 de septiembre de 2007 y 31 de diciembre de 2006**

---

La Compañía tiene varias obligaciones contractuales incondicionales a largo plazo, relacionadas con la compra de capacidad de energía. Al 30 de septiembre de 2007, los importes incrementales de pagos requeridos para tales obligaciones, se presentan a continuación:

<b>Año</b>	<b>Obligaciones de Pago</b>
2007	B/. 8,969,574
2008	38,455,311
2009	49,526,876
2010	76,725,348
En lo sucesivo	<u>719,246,550</u>
<b>Total</b>	B/. <u><u>892,923,659</u></u>

Al 30 de septiembre de 2007 y 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 ascienden a la suma de B/.5,352,459 y B/.2,522,165, respectivamente.

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. La Compañía no mantiene compromisos materiales adicionales a los establecidos en las leyes laborales.

**Arrendamiento operativo**

La Compañía firmó un acuerdo de arrendamiento operativo no revocable para el uso de las oficinas y facilidades operativas. Al 30 de septiembre 2007, los pagos mínimos de alquiler requeridos por este arrendamiento no revocable que inician o se mantienen por un periodo superior a 1 año son:

<b>Año</b>	<b>Obligaciones de Pago</b>
2007	B/. 109,493
2008	446,731
2009	460,132
2010	473,936
2011	488,155
En lo sucesivo	<u>1,195,003</u>
<b>Total</b>	B/. <u><u>3,173,450</u></u>

**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 B/.18,245,260. Además, la Compañía ha emitido una garantía a favor de la ASEP por la suma de B/.8,000,000 en cumplimiento de la Cláusula 53 del Contrato de Concesión. Las garantías requeridas han sido emitidas por intermedio de compañías de seguros.

La Compañía tiene varias cartas de crédito por la suma de B/.5,294,640 a favor de ETESA, como garantía del pago de los costos de transmisión y compra de energía en el mercado ocasional. De igual forma mantiene cartas de crédito por la suma de B/. 4,139,262 a favor de contratistas como medida de seguridad crediticia en el evento de que la Compañía incumpliese ciertas condiciones contractuales.

**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 y vence en octubre 2013. 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., quienes tienen el derecho a establecer el precio a solicitar para el concurso (realizando su propia oferta) y solamente será requerido que venda sus acciones si existe una oferta superior, en tal caso, Panama Distribution Group, S.A. tendrá el derecho a retener el producto de la venta. Si no existe una oferta superior, Panama Distribution Group, S.A. mantendría su concesión por 15 años adicionales, sujeto al mismo proceso de renovación con ningún requerimiento a realizar un pago al Gobierno de Panamá.

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.

