

Elektra Noreste, S.A.

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

Estados Financieros

30 de septiembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008

Elektra Noreste, S.A.

Índice para los Estados Financieros 30 de septiembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008

	Página
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 - 26

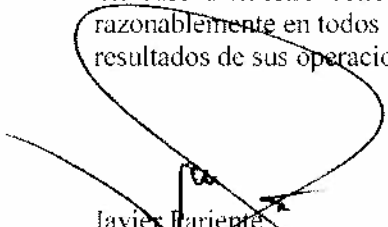


Responsabilidad sobre los Informes Financieros

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 respectivo sistema de control interno diseñado para proveer una certeza razonable a la administración de Elektra Noreste, S.A. con respecto a la preparación de estados financieros confiables, que sus registros contables son correctos y que los activos de la Compañía se encuentran protegidos. El personal de auditoría interna de la Compañía 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 a nuestro conocimiento, los estados financieros al 30 de septiembre de 2009, 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 Bariente
Vicepresidente Ejecutivo y
Gerente General



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

20 de noviembre de 2009
Panamá, República de Panamá

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

Balances Generales
30 de septiembre de 2009 y 31 de diciembre 2008
(No Auditados)

Activos	Notas	Septiembre 30, 2009	Diciembre 31, 2008	Notas	Septiembre 30, 2009	Diciembre 31, 2008
Activos circulantes:				Pasivos y patrimonio de los accionistas		
Efectivo		B/. 8,945,901	B/. 25,373,854	Pasivos circulantes:		
Adelanto en subsidio del Estado				Cuentas por pagar:		
Cuentas por cobrar:				Generación y transmisión	B/. 56,258,068	B/. 41,359,356
Cientes, neto	3	60,283,347	63,367,801	Proveedores	7,740,995	9,431,689
Ajuste al componente de combustible	2n, 6	10,726,351	5,807,351	Contratos de construcción	8,077,653	7,953,645
Adelanto en subsidio del Estado		2,280,833	2,300,158	Adelanto en subsidio del Estado	-	4,301,986
Otras, neto		4,317,500	1,679,920	Otras	620,666	474,347
Cuentas por cobrar, neto		77,608,031	73,155,230	Impuesto sobre la renta por pagar	-	3,915,862
Impuesto pagado por adelantado		164,047	-	Impuesto sobre la renta diferido	1,779,457	781,894
Inventario		5,589,075	6,227,277	Depositos de clientes	1,213,679	3,916,151
Otros activos circulantes		1,906,659	1,032,627	Retenciones de impuestos a empleados	219,421	405,485
Total de activos circulantes		94,213,713	105,788,988	Total de cuentas por pagar	75,909,939	72,540,435
Propiedad, planta y equipo, neto de depreciación acumulada		250,386,426	247,792,970	Deuda a corto plazo	-	25,000,000
Otros activos:				Intereses por pagar	1,762,066	3,854,984
Costos de emisión de deuda		2,635,296	2,739,868	Gastos acumulados por pagar	1,753,289	1,449,002
Fondo de cesantía		1,317,210	1,079,128	Total de pasivos circulantes	79,425,274	102,844,421
Depósitos de garantía		81,939	81,939	Deuda a largo plazo	5	119,250,297
Total de otros activos		4,034,445	3,901,035	Depósitos de clientes y otros pasivos:		
				Impuesto sobre la renta diferido	4	2,781,760
				Depósitos de clientes	5,716,910	5,963,575
				Provisión para litigios	152,000	361,666
				Otros pasivos acumulados	2,524,164	2,817,062
				Total de pasivos	209,850,405	233,829,446
				Patrimonio de los accionistas:		
				Acciones comunes autorizadas y emitidas: 50,000,000		
				acciones sin valor nominal: 160,031 acciones en tesorería	108,088,875	106,088,875
				Utilidades retenidas	32,685,304	17,554,672
				Total de patrimonio de los accionistas	138,784,179	123,653,547
Total de activos		B/. 348,634,584	B/. 357,482,993	Total de pasivos y patrimonio de los accionistas	B/. 348,634,584	B/. 357,482,993

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 Resultados**Para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2009 y 2008****(No Auditados)**

	Notas	Trimestre terminado el 30 de septiembre de		Nueve meses terminados el 30 de septiembre de	
		2009	2008	2009	2008
Ingresos:					
Ventas de energía		B/. 103,376,888	B/. 139,527,994	B/. 284,237,413	B/. 369,777,199
Otros ingresos relacionados		<u>1,774,238</u>	<u>1,917,203</u>	<u>5,438,855</u>	<u>5,646,246</u>
Total de ingresos		<u>105,151,126</u>	<u>141,445,197</u>	<u>289,676,268</u>	<u>375,423,445</u>
Compra de energía y cargos de transmisión, neto	6	<u>81,550,888</u>	<u>120,138,417</u>	<u>224,790,349</u>	<u>313,612,416</u>
Margen bruto en distribución		<u>23,600,238</u>	<u>21,306,780</u>	<u>64,885,919</u>	<u>61,811,029</u>
Gastos de operaciones:					
Salarios y otros costos relacionados con personal		2,258,095	2,251,170	6,538,495	6,748,983
Prima de antigüedad y cesantía		59,355	81,598	268,524	253,277
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto		363,233	1,433,570	1,605,112	4,041,354
Reparación y mantenimiento		712,379	821,200	2,207,629	2,030,753
Servicios profesionales		2,662,785	2,565,649	7,831,661	6,833,138
Servicios administrativos		620,666	503,264	1,617,651	1,477,335
Depreciación y amortización		3,625,308	3,270,344	10,800,340	9,655,296
Administrativos y otros		2,148,577	2,153,486	5,999,171	6,436,606
Pérdida (ganancia) en venta y descarte de activo fijo		<u>160,558</u>	<u>(56,328)</u>	<u>275,461</u>	<u>75,267</u>
Total de gastos de operaciones		<u>12,610,956</u>	<u>13,023,953</u>	<u>37,144,044</u>	<u>37,552,009</u>
Ganancias en operaciones		<u>10,989,282</u>	<u>8,282,827</u>	<u>27,741,875</u>	<u>24,259,020</u>
Otros ingresos (egresos):					
Otros ingresos		135,750	118,176	535,240	458,375
Intereses ganados		355,438	463,509	991,200	1,242,140
Gastos de intereses		<u>(2,190,114)</u>	<u>(2,297,604)</u>	<u>(6,752,715)</u>	<u>(6,678,629)</u>
Total de otros egresos		<u>(1,698,926)</u>	<u>(1,715,919)</u>	<u>(5,226,275)</u>	<u>(4,978,114)</u>
Utilidad antes del impuesto sobre la renta		<u>9,290,356</u>	<u>6,566,908</u>	<u>22,515,600</u>	<u>19,280,906</u>
Impuesto sobre la renta:	4				
Corriente		2,962,394	-	5,844,085	(62,210)
Diferido		<u>(154,686)</u>	<u>2,035,054</u>	<u>957,909</u>	<u>5,808,828</u>
Total de impuesto sobre la renta		<u>2,807,708</u>	<u>2,035,054</u>	<u>6,801,994</u>	<u>5,746,618</u>
Utilidad neta		<u>B/. 6,482,648</u>	<u>B/. 4,531,854</u>	<u>B/. 15,713,606</u>	<u>B/. 13,534,288</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 2009 y 2008****(No Auditados)**

	Acciones Comunes	Acciones en Tesorería	Utilidades no Distribuidas	Total de Patrimonio de los Accionistas
Saldo al 31 de diciembre de 2007	B/. 106,642,962	B/. (544,087)	B/. 23,549,480	B/. 129,648,355
Utilidad neta	-	-	13,534,288	13,534,288
Impuesto complementario	-	-	(495,178)	(495,178)
Saldo al 30 de septiembre de 2008	106,642,962	(544,087)	36,588,590	142,687,465
Saldo al 31 de diciembre de 2008	106,642,962	(544,087)	17,554,672	123,653,547
Utilidad neta			15,713,606	15,713,606
Impuesto complementario	-	-	(582,974)	(582,974)
Saldo al 30 de septiembre de 2009	<u>B/. 106,642,962</u>	<u>B/. (544,087)</u>	<u>B/. 32,685,304</u>	<u>B/. 138,784,179</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 2009 y 2008****(No Auditados)**

	Septiembre 30, 2009	Septiembre 30, 2008
Flujos de efectivo por las actividades de operación:		
Utilidad neta	B/. 15,713,606	B/. 13,534,288
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación y amortización	10,800,340	9,655,296
Pérdida (ganancia) en venta y descarte de activo fijo	275,461	75,267
Provisión de cuentas de dudoso cobro	1,605,112	4,041,354
Amortización de descuento en bonos por pagar	28,989	26,880
Amortización de costos de emisión de deuda	104,672	80,590
Provisión para prima de antigüedad, neto de aportes al fondo de cesantía	(79,024)	(103,048)
Impuesto sobre la renta diferido	957,909	5,806,451
Ajuste al componente de combustible	(4,919,000)	(42,098,000)
Cambios en activos y pasivos de operación:		
Cuentas por cobrar	(5,440,899)	(25,936,801)
Otros activos	(976,032)	(495,309)
Inventario	638,202	1,136,558
Cuentas por pagar comerciales y otros pasivos	8,251,929	19,034,196
Impuesto sobre la renta, neto	(4,079,929)	(2,161,846)
Impuesto complementario	(582,974)	(495,178)
Prima de antigüedad	(57,058)	(99,184)
Efectivo neto provisto (utilizado) en las actividades de operación	<u>22,241,304</u>	<u>(17,998,486)</u>
Flujos de efectivo por las actividades de inversión:		
Adquisición de activo fijo	(13,780,673)	(13,988,980)
Producto de la venta de activo fijo	<u>111,416</u>	<u>234,135</u>
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	<u>(13,669,257)</u>	<u>(13,754,845)</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 2009 y 2008****(No Auditados)**

	<u>Septiembre 30,</u> <u>2009</u>	<u>Septiembre 30,</u> <u>2008</u>
Flujo de efectivo por las actividades de financiamiento:		
Deuda a corto plazo, neto	B/. (25,000,000)	B/. 28,500,000
Costo de emisión de deuda		(56,000)
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento	<u>(25,000,000)</u>	<u>28,444,000</u>
Efectivo y equivalente de efectivo:		
Disminución neta en el efectivo	(16,427,953)	(3,309,331)
Efectivo al inicio del período	<u>25,373,854</u>	<u>6,399,567</u>
Efectivo al final del período	<u>B/. 8,945,901</u>	<u>B/. 3,090,236</u>
Información suplementaria de flujos de efectivo:		
Intereses pagados, neto de capitalizaciones	<u>B/. 8,534,883</u>	<u>B/. 8,188,137</u>
Impuesto sobre la renta pagado	<u>B/. 9,787,506</u>	<u>B/. 2,102,014</u>
		(Concluye)

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



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 exempleados del IRHE 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. 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.

Bases 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 financieros, 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.

La Compañía establece una provisión para pérdidas si se determina que los montos pudieran ser incobrables y estima la provisión basado en el tiempo que la deuda tenga vencida, factores o condiciones que afectan sus clientes y registros históricos.

Los saldos considerados incobrables son dados de baja 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 y presentado 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 y presentado 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 periodo de construcción de conformidad con lo establecido en la Codificación de Normas de Contabilidad ("ASC" por sus siglas en Inglés) ASC 835, "Intereses", emitida por la Junta de Normas de Contabilidad Financiera ("FASB" por sus siglas en Inglés).

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 pudiera no ser recuperado a través de las operaciones, según lo establecido en el ASC 360, "Propiedad, Planta y Equipo" (ASC 360-10-35 subsección "Deterioro o Disposición 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 importante realizar las pruebas de recuperación y estimar el flujo de efectivo descontado. Al 30 de septiembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, no se identificaron deterioro en los activos de larga vida.

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:

	<u>Vida Útil</u> <u>Estimada (en años)</u>
Postes, torres y accesorios	30
Transformadores de líneas	30
Ductos y conductores subterráneos	30
Conductores aéreos y accesorios	25
Equipos de subestaciones	30
Medidores de consumidores	30
Edificios y mejoras	35
Equipos de alumbrado público	25
Equipos de transporte	8
Equipos de comunicaciones	15 a 25
Mobiliario y equipo de oficina	15

- 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, posteriormente la tarifa es revisada por ETESA y la ASEP para el próximo periodo de cuatro años.

- h. **Impuesto sobre la renta** - El impuesto sobre la renta es contabilizado bajo el método de activos y pasivos tal como lo prescribe el ASC 740 "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 periodo 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 creó 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 las resoluciones JD-219 (31 de marzo de 1998) y JD-76 (8 de junio de 1998), 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. **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.
- l. **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.

- m. **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 uno por ciento (51%) de participación en las compañías de generación hidráulicas y un cuarenta y nueve por ciento (49%) en las compañías de generación 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 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.

Conforme al Acuerdo de Consultoría Gerencial con fecha de 16 de noviembre de 1998, enmendado el 4 de marzo de 2002, con CPI, Ltd., quien es propietaria en un 100% de las acciones de PDG, se le provee a la Compañía servicios de administración y de consultoría, incluyendo sin limitarse a, consultoría estratégica y operativa, revisión de desempeño del negocio y de contratos. PDG es dueña del 51% de las acciones comunes emitidas y en circulación de la Compañía. Los cargos derivados del Acuerdo de Consultoría Gerencial se registran como servicios administrativos en el estado de resultados y; cualquier saldo por pagar a CPI, Ltd. se presenta en el balance general como saldo por pagar otras.



- n. **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 la ASEP para las empresas eléctricas. La Compañía está sujeta a lo establecido por el FASB en el ASC 980, "Operaciones Reguladas". 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 tarifario.

Los activos regulados que se presentan en el balance general de la Compañía al 30 de septiembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, se relacionan con lo siguiente:

	2009	2008	Nota
Ajuste al componente del combustible - activo	B/. 10,726,351	B/. 5,807,351	Ver Nota 6 "ajuste al componente de combustible"
Impuesto sobre la renta diferido - pasivo	(3,217,905)	(1,742,205)	
	<u>B/. 7,508,446</u>	<u>B/. 4,065,146</u>	

En el evento que una parte de las operaciones de la Compañía no tenga que seguir aplicando las provisiones del ASC 980, 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.

o. **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 aun no ha sido facturada. Se registra como energía suministrada no facturada como parte de las cuentas por cobrar clientes en el balance general, el cual es calculado en base al promedio real diario de energía vendida a los clientes de la Compañía.

Otros ingresos

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

- p. **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 período reportado. Las estimaciones y supuestos utilizados están basados en la evaluación realizada por la Administración de los hechos relevantes y circunstancias. Los resultados actuales podrían diferir de estas estimaciones. Las estimaciones más relevantes incluyen, pero no están limitadas, a las vidas útiles 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 o reembolso del ajuste al componente del combustible e ingreso no facturado.
- q. **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.
- r. **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.

s. Nuevos pronunciamientos contables

La Compañía adoptó o adoptará, los recientes pronunciamientos contables listados a continuación, de ser aplicables, según su respectiva fecha efectiva.

En junio 2009, la Junta de Normas de Contabilidad Financiera ("FASB" por sus siglas en Inglés) emitió la Codificación de Normas de Contabilidad ("ASC" por sus siglas en Inglés) 105, "Principios Contables Generalmente Aceptados". ASC 105 identifica las fuentes de principios contables y el marco para seleccionar los principios utilizados en la preparación de los estados financieros para entidades no gubernamentales presentados en conformidad con los principios generalmente aceptados en los Estados Unidos de América. ASC 105 es efectivo para estados financieros emitidos para periodos interinos y anuales que finalicen después del 15 de septiembre de 2009. La compañía adoptó este pronunciamiento al 30 de septiembre de 2009 e incorporó la nueva codificación en sus estados financieros. A pesar que la adopción del ASC 105 no tuvo un impacto en los estados financieros de Elektra Noreste, S.A., ASC 105 cambió la referencia a literatura contable autorizada y no autorizada dentro de las notas de los estados financieros.

En septiembre de 2006, el FASB emitió la norma ASC 820 "Medición del Valor Razonable y Revelaciones". ASC 820 define valor razonable, establece un marco para medirlo, y amplía revelaciones sobre las mediciones del valor razonable. 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. Ciertos requerimientos del ASC 820 fueron efectivos para periodos fiscales que iniciaron después del 15 de noviembre de 2007, y para los periodos interinos dentro de estos periodos fiscales. La fecha efectiva para otros requerimientos del ASC 820 fue diferida para periodos fiscales que inicien después del 15 de noviembre de 2008. La adopción de esta norma no ha tenido impacto en los estados financieros de la Compañía.

En abril de 2009, el FASB emitió una actualización del ASC 825, "Instrumentos Financieros", que requiere revelaciones sobre el valor razonable de los instrumentos financieros en los periodos de reportes interinos para las compañías que coticen en bolsa y que anteriormente solo era requerido ser revelado en los estados financieros anuales. Este pronunciamiento, permite, y no requiere que las compañías registren los instrumentos financieros al valor razonable que de otra manera no hubiera sido requerido medirlo al valor razonable. Originalmente este pronunciamiento entro efectivo para los años fiscales iniciados después del 15 de noviembre de 2007 y su actualización es efectiva para los periodos interinos y anuales que finalicen después del 15 de junio de 2009. La adopción de esta interpretación no ha tenido impacto en los estados financieros de la Compañía.

En mayo 2009, el FASB emitió el ASC 855, "Eventos Subsecuentes", el cual establece estándares generales para la contabilización y revelación de eventos que ocurren luego de la fecha del balance general pero antes de que los estados financieros estén emitidos o disponibles para su emisión. Esta norma es efectiva para periodos interinos y anuales que finalicen luego del 15 de junio de 2009. La Compañía adoptó el ASC 855 a partir del 30 de junio de 2009 y no tuvo impacto en los estados financieros producto de esta adopción.

En junio 2009, el FASB emitió el pronunciamiento No.167 "Enmienda a la Interpretación No. 46 (R)" (futura enmienda al FASB ASC 810 Consolidación). Este pronunciamiento enmienda ciertos requerimientos de la Interpretación No. 46 (Revisada en diciembre 2003), "Consolidación de Entidades con Interés Variable" para mejorar los reportes financieros para compañías relacionadas con entidades de interés variable y para proporcionar mayor información relevante y confiable a los usuarios de estados financieros. Este pronunciamiento es efectivo para periodos interinos y anuales que inicien después del 15 de noviembre de 2009. La compañía aún esta evaluando y determinado el impacto de esta norma en los estados financieros.

En Agosto 2009, el FASB emitió la Actualización de Normas Contables 2009-05, "Medición de Pasivos a Valor Razonable", sobre el ASC 820, "Medición del Valor Razonable y Revelaciones". Esta actualización provee aclaraciones de cómo se deben medir los pasivos a su valor razonable, lo que reduce potencialmente la ambigüedad en los reportes financieros al medir el valor razonable de los pasivos y ayuda a mejorar la consistencia en la aplicación de dicha medición. Esta actualización es efectiva para el primer periodo a reportar incluyendo periodos interinos que inicien posterior a su promulgación. La Compañía adoptará esta actualización en el cuarto trimestre del 2009 y no espera tener impacto en sus estados financieros.

- t. **Reclasificaciones** – Algunas partidas de los estados financieros, al y por el trimestre terminado el 30 de septiembre de 2008, han sido reclasificadas para que se presenten de conformidad con el estado financiero al y por el trimestre terminado el 30 de septiembre de 2009.

3. Cuentas por Cobrar - Clientes

Al 30 de septiembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, las cuentas por cobrar – clientes se desglosan como detallamos a continuación:

	Septiembre 30, 2009	Diciembre 31, 2008
Clientes	B/. 51,419,384	B/. 58,437,236
Gobierno y entidades municipales	<u>12,681,485</u>	<u>6,518,741</u>
	64,100,869	64,955,977
Energía suministrada no facturada	<u>6,703,759</u>	<u>7,150,167</u>
	70,804,628	72,106,144
Provisión para cuentas de cobro dudoso	<u>(10,521,281)</u>	<u>(8,738,343)</u>
Total	<u>B/. 60,283,347</u>	<u>B/. 63,367,801</u>

Al 31 de diciembre de 2008, la Compañía cargó contra la provisión para cuentas de cobro dudoso la suma de B/.2,671,782 y recuperó saldos de cuentas previamente canceladas por la suma de B/.275,565. Al 30 de septiembre de 2009, la Compañía no ha aplicado cargos contra la provisión para cuentas de cobro dudoso y se recuperaron saldos de cuentas previamente canceladas por la suma de B/.177,826.

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.

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

Elektra Noreste, S.A.**Notas a los Estados Financieros****Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2009 y 2008**

	Septiembre 30, 2009	Diciembre 31, 2008
Impuesto sobre la renta diferido activo corriente:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	B/. 1,240,309	B/. 732,067
Otras	<u>198,139</u>	<u>228,244</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido activo corriente:	<u>1,438,448</u>	<u>960,311</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo corriente -		
Ajuste al componente de combustible	<u>(3,217,905)</u>	<u>(1,742,205)</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo corriente, neto	<u>B/. (1,779,457)</u>	<u>B/. (781,894)</u>
	Septiembre 30, 2009	Diciembre 31, 2008
Impuesto sobre la renta diferido activo no corriente-		
Provisión para contingencias	<u>45,600</u>	<u>108,500</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo,		
no corriente - gasto de depreciación	<u>(2,827,360)</u>	<u>(2,929,914)</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo,		
no corriente, neto	<u>B/. (2,781,760)</u>	<u>B/. (2,821,414)</u>

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.

La Compañía reconoce los efectos sobre los estados financieros de las posiciones fiscales si cumplen con la limitante de que "sea más probable que no". Al evaluar las partidas relacionadas con este límite, la Compañía debe evaluar si cada posición fiscal puede mantenerse con base solamente en sus méritos técnicos en el caso de una inspección por parte de la autoridad tributaria. Y establece pasivos para reflejar la porción de estas posiciones que no puedan ser concluidas como que "sea más probable que no" de ser realizadas frente a su última instancia de liquidación final. Se hace referencia a las mismas como pasivos para beneficios fiscales no reconocidos.



La Compañía identificó y evaluó posiciones tributarias potencialmente inciertas y concluyó que no existen posiciones inciertas que requieran reconocimiento en los estados financieros. La Administración espera que las autoridades tributarias permitan estas posiciones de ser inspeccionadas; y tiene un alto nivel de confianza en los méritos técnicos de estas posiciones. Consecuentemente, la Administración espera que el monto total de la posición fiscal sea finalmente realizada en los estados financieros.

Los años iniciados a partir del 2006 están sujetos a examen por las autoridades fiscales aunque actualmente no está programado o en proceso un examen fiscal. Los años anteriores al 2006 se consideran periodos cerrados.

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. La Compañía ha utilizado este crédito fiscal en el transcurso de estos años y para el 31 de diciembre de 2008 se utilizó el monto remanente.

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 ($B/.13,673,745 \times 30\%$).

5. Deuda

Al 30 de septiembre de 2009 y 31 de diciembre 2008, las obligaciones bancarias y documentos por pagar se detallan como sigue:

	Septiembre 30, 2009	Diciembre 31, 2008
Facilidades crediticias a corto plazo:		
The Bank of Nova Scotia	B/. -	B/. 15,000,000
HSBC Bank (Panama), S.A.	-	10,000,000
Deuda a corto plazo	B/. -	B/. 25,000,000

Elektra Noreste, S.A.**Notas a los Estados Financieros****Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2009 y 2008**

La Compañía mantiene contratos para facilidades de líneas de crédito con The Bank of Nova Scotia, Banco General, S. A., HSBC Bank (Panama), S.A., Banco Panamá y Banco Nacional de Panamá con un valor total de líneas de crédito al 30 de septiembre de 2009 de B/. 100,000,000, con tasas de interés anuales de LIBOR entre uno (1) a seis (6) meses, más un margen entre 1.50% a 3.75%. La Compañía mantenía contratos para facilidades de líneas de crédito con The Bank of Nova Scotia, Banco General, S.A. y HSBC Bank (Panama), S.A. con un valor total de líneas de crédito al 31 de diciembre de 2008 de B/. 50,000,000, con tasas de interés anuales de LIBOR entre uno (1) a seis (6) meses, más un margen entre 1.50% a 2.50%. Las líneas de crédito no están sujetas a garantías y están disponibles por un periodo máximo de un año. La Compañía utiliza estas facilidades de crédito según la necesidad de capital de trabajo u otras necesidades

Deuda a largo plazo

Al 30 de septiembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, las deudas a largo plazo se detallan a continuación:

	Septiembre 30, 2009	Diciembre 31, 2008
Documentos por pagar largo plazo:		
Notas Senior (Senior Notes)	B/. 100,000,000	B/. 100,000,000
Bonos Corporativos	20,000,000	20,000,000
Menos:		
Descuento por amortizar	<u>(749,703)</u>	<u>(778,692)</u>
Deuda a largo plazo	<u>B/. 119,250,297</u>	<u>B/. 119,221,308</u>

La Compañía tiene notas por pagar según el Contrato de Emisión (Notas Senior) por un total de B/. 100,000,000 los cuales presentan el saldo de B/. 99,250,297, neto de B/. 749,703 de descuento no amortizados al 30 de septiembre de 2009. Las notas tienen un interés fijo de 7.6%, pagaderos semestralmente, con vencimiento en el 2021. El pago a capital se realiza al vencimiento. Las notas no están garantizadas y no están subordinadas. La Compañía puede redimir las Notas Señor, en parte o en su totalidad, en cualquier momento antes de su vencimiento.

El 20 de octubre de 2008, en una oferta pública, la Compañía ofreció bonos corporativos (Bonos) por un valor nominal de B/. 40,000,000 no garantizados y no subordinados con fecha de vencimiento el 20 de octubre de 2018. En dicha fecha, se suscribieron y emitieron B/. 20,000,000 con Banco General, correspondientes a dichos bonos. Los Bonos tienen un orden de prelación "pari passu" con otras obligaciones no garantizadas y no subordinadas de la Compañía. Los Bonos devengarán una tasa de interés de LIBOR tres meses más 2.375% anual, pagaderos trimestralmente. El pago a capital se realiza en la fecha de vencimiento. El producto de la oferta de los Bonos

fue utilizado para inversiones de capital corrientes y futuras y para propósitos corporativos generales. Los Bonos están sujetos a términos y condiciones adicionales sujeto a esta transacción. Las obligaciones incluyen indicadores de cobertura de deuda y otras provisiones. La Compañía puede redimir los Bonos, en parte o completamente, al tercer aniversario desde la fecha de oferta.

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, 2009	Septiembre 30, 2008
Compra de energía	B/. 222,480,085	B/. 347,667,679
Cargos de transmisión	7,229,264	8,042,737
Ajuste al componente de combustible	<u>(4,919,000)</u>	<u>(42,098,000)</u>
Total de compra de energía y cargos de transmisión, neto	<u>B/. 224,790,349</u>	<u>B/. 313,612,416</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 no ha sido transferido en su totalidad a los clientes de la compañía a través de aumento en tarifa. El monto no transferido a los clientes ha sido subsidiado por el Gobierno de Panamá.

Al 30 de septiembre de 2009, la Compañía presenta en su balance general un saldo neto por cobrar de B/.10,726,351 bajo la cuenta Ajuste al componente de combustible, como consecuencia de las variaciones acumuladas resultantes entre el costo de la energía del año 2008 y los primeros nueve meses del año 2009 sobre los ingresos facturados para cubrir ese costo. El balance incluye un saldo por cobrar de B/.3,983,000 correspondiente a las variaciones resultantes del periodo de julio a diciembre de 2008 que será recuperado durante el último trimestre del 2009; un saldo por cobrar de B/.6,743,351 correspondiente a las variaciones resultantes del periodo de enero a septiembre del 2009 que será recuperado durante el último trimestre del 2009 y durante el año 2010.

7. Compromisos y Contingencias

Como resultado de asuntos originados en el curso ordinario del negocio, la Compañía está o podría estar envuelta en procesos tributarios y regulatorios ante varias cortes, comisiones regulatorias y agencias gubernamentales. Se espera que los resultados finales de estos procesos, no tengan un efecto importante en la condición financiera ni en los resultados operacionales de la Compañía. Al 30 de septiembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, la Compañía tiene registrados en libros la suma de B/.152,000 y B/.361,666, 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 supuesto 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 en adición, presentó una revisión del estudio desarrollado por la ASEP en el cual la diferencia en el "Ingreso Máximo Permitido" causado entre los de tarifa proyectados utilizados para determinar la estructura tarifaria y la distribución real de estos, resultan 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 en espera a que se pronuncie la Corte Suprema de Justicia ante una ilegalidad presentada por otra compañía de distribución en contra de la Resolución JD-5845. Con fecha 22 de diciembre de 2008, la ASEP emitió la Resolución No. 2269 en la cual, la Resolución No. JD-5956 del 11 de abril de 2006, quedó totalmente revocada en todas sus partes. La decisión de la autoridad reguladora se basó en el hecho de que la Compañía pudo probar que su interpretación relacionada al cálculo de las tarifas y las variaciones presentadas por la Compañía en sus alegatos eran correctas.

La ASEP a través de la Resolución No. 5863 del 17 de febrero de 2006, aprobó el título IV del régimen de distribución y comercialización promulgado desde julio de 2006 hasta junio de 2010, la cual contiene una disposición en su artículo No. 22, que requiere que el exceso de ganancias consideradas por encima de los márgenes razonables del "ingreso máximo permitido" al final del periodo de ajuste tarifario causará un ajuste reduciendo el ingreso máximo permitido en el siguiente periodo tarifario de julio 2010 a junio 2014. A pesar de que el procedimiento para el cálculo y ajuste de cualquier posible exceso aún no se ha definido y establecido por la ASEP, la posición de la administración de la Compañía es que al 30 de septiembre de 2009 no existe una pérdida por contingencia a ser registrada en los estados financieros como consecuencia de esta resolución. Esta conclusión esta basada en: i) el resultado final de la apelación, aún en proceso, de este artículo, en la Corte Suprema de Justicia

Elektra Noreste, S.A.

Notas a los Estados Financieros

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2009 y 2008

interpuesta por otra compañía distribuidora; ii) en caso de que la autoridad regulatoria apruebe la resolución de ajustar el exceso no razonable, la Compañía tiene el derecho de apelar a la Corte Suprema de Justicia, la cual es un cuerpo independiente y la última instancia que decidirá sobre este asunto en particular; iii) no existe un procedimiento escrito ni aprobado para calcular y ajustar lo que podría ser considerado por el regulador como un exceso no razonable, por consiguiente cualquier cálculo sería sumamente subjetivo.

Compromisos

Al 30 de septiembre de 2009, 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>
Termica del Noreste, S.A.	según demanda	Junio 19, 2000	Julio 19, 2010
Sistema de Generación, S.A.	según demanda	Julio 01, 2010	Junio 30, 2020
ESTI - AES	48.72	Noviembre 20, 2003	Noviembre 20, 2013
Paso Ancho Hidro-Power	4	Enero 01, 2008	Diciembre 31, 2015
Empresa de Generación E. Fortuna	80	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2012
Empresa de Generación E. Fortuna	120	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2018
Pedregal Power Co.	10; 1; 1	Enero 01, 2007	Diciembre 31, 2009
Semper Group.	30	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2010
Pan Am	16; 16; 45; 45	Enero 01, 2007	Diciembre 31, 2010
Empresa de Generación E. Fortuna	25; 5; 15	Enero 01, 2007	Diciembre 31, 2009
Pedregal Power Co.	42	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2009
Pan Am	32	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2009
Semper Group.	0.0075	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2010
Autoridad del Canal de Panamá	27	Enero 01, 2011	Diciembre 31, 2011
Autoridad del Canal de Panamá	16.2	Enero 01, 2011	Diciembre 31, 2011
Semper Group.	23	Enero 01, 2011	Diciembre 31, 2012
Bahía Las Minas	0.001	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2009
Bahía Las Minas	108	Enero 01, 2010	Diciembre 31, 2018
Bahía Las Minas	108	Enero 01, 2019	Diciembre 31, 2023
Pan Am	20	Enero 01, 2010	Diciembre 31, 2019
Pan Am	60	Enero 01, 2011	Diciembre 31, 2020
Termica del Caribe	2.85	Marzo 01, 2009	Marzo 30, 2014
Inversiones y Desarrollos Balboa	24.6	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2011
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	0.96	Julio 01, 2009	Junio 30, 2014
Generadora del Atlantico	30	Julio 01, 2009	Junio 30, 2014
Empresa de Generación E. Fortuna	59	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2009
Pedregal Power Co.	4	Enero 01, 2009	Diciembre 31, 2009
Empresa de Generación E. Fortuna	55.5	Enero 01, 2010	Diciembre 31, 2011
Pedregal Power Co.	15	Enero 01, 2010	Diciembre 31, 2011
Autoridad del Canal de Panamá	30; 22	Enero 01, 2010	Diciembre 31, 2011
AES Panamá	39	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2012
AES Panamá	23	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2021
Empresa de Generación E. Fortuna	8.05	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
AES Panamá	9.43	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
Hidro Caisan	5.09	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
Electron Investment	10.35	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
Altermegy	18.4	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
Bontex	4.6	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022

En cumplimiento con la Ley de Electricidad del año 1997, la Compañía firmó contratos de compra de potencia firme y energía asociada 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 ha contratado entre 79% a 95%, aproximadamente, del total de energía requerida a través de los contratos de compra de potencia firme y/o energía asociada.

Al tercer trimestre del 2009 y para el período terminado el 31 de diciembre de 2008, la Compañía había comprado aproximadamente el 98% y 81%, 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.

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

Año	Obligaciones de pago
2009	B/. 19,891,289
2010	88,752,248
2011	88,556,668
2012	73,085,868
2013	83,005,313
En lo sucesivo	<u>638,872,007</u>
 Total	 B/. <u>992,163,393</u>

Al 30 de septiembre de 2009 y 2008 la Compañía realizó erogaciones por B/.44,755,399 y B/.28,841,348 respectivamente en contratos incondicionales a largo plazo por compra de energía.

Arrendamiento operativo

La Compañía firmó un acuerdo de arrendamiento operativo no revocable por siete años para el uso de las oficinas y facilidades operativas. Al 30 de septiembre de 2009, los pagos mínimos de alquiler requeridos por este arrendamiento no revocable que inician o se mantienen por un período superior a un año son:

Elektra Noreste, S.A.**Notas a los Estados Financieros****Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2009 y 2008**

Año	Obligaciones de Pago	
2009	B/.	116,161
2010		473,936
2011		488,155
2012		502,799
2013		517,883
En lo sucesivo		<u>174,320</u>
Total	B/.	<u>2,273,254</u>

Al 30 de septiembre de 2009 y 2008, el total de gastos de arrendamiento operativo fue de B/.1,216,737 y B/.1,167,336 respectivamente.

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 periodo 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/.25,617,387. 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.

La Compañía mantiene carta de crédito por la suma de B/.4,536,597 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/.85,600 a favor de Telvent Energía y Medio Ambiente, S. A., para garantizar el pago por desarrollo de software.

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 quince 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.

8. Valor razonable de los instrumentos financieros

Los valores razonables de los instrumentos financieros al 30 de septiembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008 están basados en la información disponible a la fecha de los balances generales. La Compañía no tiene conocimiento de ningún factor que afecte significativamente los valores razonables estimados de los activos y pasivos financieros como el efectivo, cuentas por cobrar clientes, fondo de cesantía, cuentas por pagar, deuda a corto y largo plazo y depósitos de clientes. La Compañía utiliza los siguientes métodos y asunciones para estimar las revelaciones del valor razonable de los instrumentos financieros:

Cuentas por cobrar clientes, cuentas por pagar, deuda a corto plazo y depósito de clientes

El monto acumulado se aproxima al valor razonable debido al corto vencimiento de estos instrumentos.

Deuda a largo plazo

El valor razonable de la deuda a largo plazo con tasa de interés variable se aproxima a su valor acumulado. Para deuda a largo plazo de tasa fija, el valor razonable ha sido determinado utilizando un análisis de flujo de caja descontado con la información disponible del mercado. Estas estimaciones son subjetivas en naturaleza e involucra incertidumbres, en consecuencia, los resultados actuales pueden ser diferentes de las estimaciones realizadas.

Elektra Noreste, S.A.**Notas a los Estados Financieros****Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2009 y 2008**

El valor razonable de los instrumentos financieros se detalla a continuación:

	Septiembre 30, 2009		Diciembre 31, 2008	
	Monto acumulado	Valor razonable	Monto acumulado	Valor razonable
Deuda largo plazo	<u>B/. 119,250,297</u>	<u>B/. 135,313,598</u>	<u>B/. 119,221,308</u>	<u>B/. 147,520,664</u>

9. Eventos subsecuentes

La compañía evaluó todos los eventos y transacciones que tuvieron lugar después de la fecha del balance, al 20 de noviembre de 2009, fecha en que fueron emitidos los estados financieros y determinó que no se requieren revelaciones adicionales.

