

**REPÚBLICA DE PANAMÁ
SUPERINTENDENCIA DE MERCADO DE VALORES**

**FORMULARIO IN-T
INFORME DE ACTUALIZACIÓN
TRIMESTRAL**

Trimestre terminado al 31 de marzo de 2013

RAZÓN SOCIAL DE LA COMPAÑÍA: ELEKTRA NORESTE, S.A.

VALORES QUE HA REGISTRADO:

Bonos a tasa de interés anual de 7.60% con vencimiento el 12 de julio de 2021.
Resolución No. CNV 156-06 del 29 de junio de 2006 por la suma de B/. 100,000,000

Bonos Corporativos a tasa de interés Libor tres (3) meses + 2.375%. Resolución No.
CNV 316-08 del 7 de octubre de 2008 por la suma de B/. 40,000,000

Bonos Corporativos a tasa de interés anual de 4.73% con vencimiento el 13 de
diciembre de 2027. Resolución No. SMV 432-12 del 20 de diciembre de 2012 por la
suma de B/. 80,000,000

**DIRECCIÓN DE LA COMPAÑÍA: COSTA DEL ESTE, BUSINESS PARK
TORRE OESTE, PISO 3
PLAZA PANAMA 0833-00202
PANAMA, REP. DE PANAMA**

NÚMERO DE TELÉFONO Y FAX: (507) 340-4603, FAX (507) 340-4785

DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO: ensa@ensa.com.pa



I PARTE

A. INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA

1. Historia de la Compañía

Elektra Noreste, S.A. (comercialmente conocida como ENSA) 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, Panama Distribution Group, S.A. posee el 51% de las acciones comunes autorizadas, emitidas y en circulación de la Compañía, mientras que el Estado y los ex-empleados del IRHE poseen un 48.25% y un 0.43%, respectivamente. El resto de las acciones se mantienen como acciones en tesorería.

2. Descripción del negocio

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 la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). En adición, la Compañía está autorizada para realizar actividades de generación de energía hasta un límite del 15% de la demanda máxima de energía en la zona de concesión, opción que a la fecha no ha sido ejercida por la Compañía.

De acuerdo con el contrato de concesión, 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 Guna Yala 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.

Este informe es presentado en Balboas (B/.) unidad monetaria de la República de Panamá. Al 31 de marzo de 2013 y 2012, el Balboa se mantiene a la par del Dólar de los Estados Unidos de América.



B. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y RESULTADOS OPERATIVOS DE LA COMPAÑÍA PARA LOS TRES (3) MESES TERMINADOS AL 31 DE MARZO DE 2013 Y 2012.

1. Liquidez

La siguiente tabla resumen presenta el flujo de efectivo de ENSA durante los tres meses terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012:

Por actividad: (en miles de Balboas)	Tres meses terminados	
	31 de Marzo	
	2013	2012
Efectivo neto (utilizado en) provisto por:		
Actividades de Operación	7,125	(3,134)
Actividades de Inversión	(11,296)	(10,254)
Actividades de Financiamiento	(178)	13,428
Aumento (disminución) en el efectivo	(4,349)	40
Efectivo al inicio del período	41,774	3,398
Efectivo al final del período	37,425	3,438

Flujo de efectivo:

El efectivo al 31 de marzo de 2013 totalizó B/.37.4 millones. El mismo fue impactado por un incremento en las actividades de operación del negocio por B/.7.1 millones, entre los cuales se resalta la generación de una utilidad neta acumulada al primer trimestre de B/.8.1 millones; una recuperación en las cuentas por cobrar de B/. 9.8millones; un crecimiento en los inventarios por B/.1.5 millones; una disminución en las cuentas por pagar de B/.1.6 millones y una disminución en el impuesto sobre la renta por pagar de B/.12.4 millones.

El efectivo utilizado en las actividades de inversión resultó en B/. 11.3 millones el cual está relacionado con la ejecución de los proyectos del programa de inversiones que realiza la Compañía para su red de distribución de electricidad que incluyen entre otros proyectos, la construcción, expansión de la red de distribución, desarrollo de un nuevo sistema comercial y mejoras de subestaciones.

El flujo de efectivo utilizado por las actividades de financiamiento en el primer trimestre de 2013 solo muestra movimiento de los costos relacionados con la emisión de deuda a largo plazo por B/.0.2 millones. Durante el trimestre no hubo necesidad de tomar nuevos financiamiento, debido a la buena liquidez que se mantuvo, como tampoco se generó pago de dividendos.

2. Recursos de capital

Nuestra principal fuente de liquidez proviene de fondos generados de nuestras operaciones y en un menor grado, por facilidades de líneas de crédito con bancos locales de primera línea. El efectivo es utilizado, principalmente, para cumplir con los contratos de compra de energía con las empresas generadoras y para programas de inversión en nuestra red de distribución.

Al 31 de marzo de 2013 la Compañía mantiene contratos para facilidades de líneas de crédito por un total de B/. 135.5 millones y para la misma fecha cerró sin deuda respecto al uso de estas líneas rotativas.

Al 31 de marzo de 2013 la Compañía mantiene endeudamiento neto de B/. 196.2 millones, compuesto por deuda a largo plazo, producto de la emisión de bonos por igual monto. Como consecuencia de los endeudamientos, la relación Deuda Total/EBITDA resultó en 2.65 (*), por debajo de los límites establecidos en los acuerdos de emisión de 3.25x para los bonos de B/.100 y B/.20 millones y de 3.50x para los bonos de B/.80 millones.

(en miles de Balboas)

$$\frac{\text{Deuda Total}}{\text{EBITDA}} = \text{Indice Financiero} \frac{196,160}{74,090} = 2.65$$

(*) Para el cálculo del EBITDA se usaron los últimos cuatro trimestres más recientes.

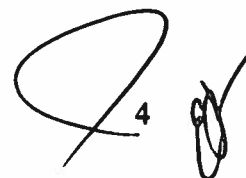
3. Resultado de las operaciones

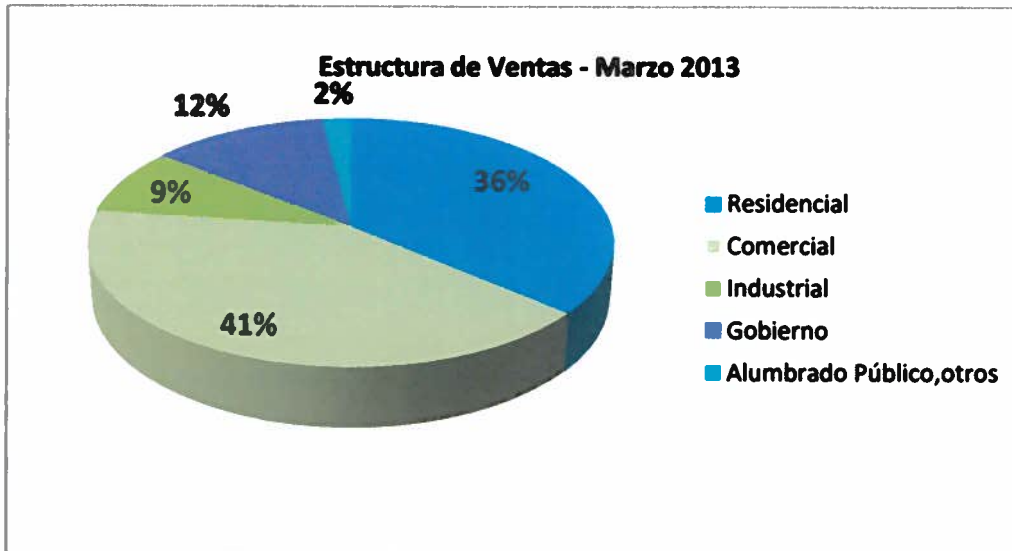
(en miles de Balboas)	Tres meses terminados		Variación
	31 de marzo		
	2013	2012	
Ventas de energía	126,890	144,267	(17,377)
Otros ingresos	2,916	2,468	448
Total costos de ingresos	129,806	146,735	(16,929)

a. Ingresos

El consumo de energía eléctrica acumulado al primer trimestre del 2013 alcanzó los 688.9 GWh, reflejando un crecimiento de 27.7 GWh o 4.2%, con respecto al mismo período del año anterior. El principal sector económico que impulsó este crecimiento fue el sector comercial con una tasa de 4.9% derivado principalmente por la actividad económica generada por los centros comerciales y negocios de nuestra zona de concesión, seguido del sector gubernamental que registra un crecimiento de 4.4% y el sector residencial que refleja un incremento del 3.5%.

Al 31 de marzo de 2013 la empresa cuenta con un promedio de 377,814 clientes facturados, 14,239 clientes más en comparación con el mismo período del año anterior, lo que representa un crecimiento neto acumulado de 3.9%. Es importante destacar que el 91.6% de los clientes son residenciales y consumen el 36% de la energía; el sector comercial e industrial representan el 7.6% de los clientes con un consumo del 50%, el sector gubernamental representa el 0.8% de los clientes con un consumo del 12% y el 2% de consumo restante se le atribuye al alumbrado público.





El total de ingresos acumulados al primer trimestre del 2013 suma un total de B/. 129.8 millones o un decrecimiento de 12% respecto al mismo periodo del año anterior. Este decrecimiento se debe principalmente a que el componente de sobre costos transferibles (*pass through*) disminuyó en B/.20 millones, el cual fue impactado principalmente por disminución en el precio de combustible. Por otro lado hubo aspectos favorables como: i) el crecimiento en el volumen de ventas en 27.7 GWh, ii) efecto positivo debido a una mejor mezcla en la estructura de precio, registrando un crecimiento en el VAD de B/2.2 millones, iii) reconocimiento favorable en las pérdidas de distribución por B/.1.3 millones y iv) decrecimiento neto en la energía no facturada y otros ingresos por B/.0.4 millones

b. Costos

El costo total de compra de energía y cargos de transmisión, neto acumulado al 31 de marzo de 2013 suman un total de B/. 100.7 millones, lo que representa un decrecimiento de B/. 18.3 millones con respecto al mismo periodo del año anterior y se desglosa en el siguiente cuadro:

(en miles de Balboas)	Tres meses terminados		Variación
	31 de marzo		
	2013	2012	
Compra de energía y cargos de transmisión	100,696	102,425	(1,729)
Ajuste al componente de combustible	(5)	16,564	(16,569)
Total costos de compra:	100,691	118,989	(18,298)

Con respecto al periodo anterior los costos relacionados a la compra de energía y transmisión se redujeron en B/.18,3 millones, siendo la baja en los precios de combustible el principal impacto en dichos costos. Sin embargo, el total de energía comprada alcanzó a marzo 785.9 GWh, reflejando un crecimiento del 5.0%.

c. Gastos Operativos:

Los gastos de operaciones acumulados al primer trimestre del 2012 suman un total de B/. 15.2 millones o un incremento de 14% al compararlo con el año anterior. La siguiente tabla detalla los aumentos y disminuciones en gasto para ambos periodos comparados:

(en miles de balboas)	Tres meses terminados 31 de Marzo de 2013			
	2013	2012	Variación	Var%
Salarios y otros costos relacionados con personal	2,378	2,444	(66)	-3%
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto	431	137	294	215%
Reparación y mantenimiento	809	808	1	0%
Servicios contratados	3,657	3,376	281	8%
Depreciación y amortización	5,006	4,137	869	21%
Administrativos y otros	2,744	2,339	405	17%
Pérdida en venta y descarte de activo fijo	203	118	85	72%
	15,228	13,359	1,869	14%

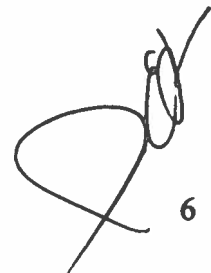
El crecimiento respecto al año anterior fue de un 14% ó B/. 1.9 millones siendo que el principal crecimiento fue en los rubros de servicios profesionales (servicios tercerizados), el cual reportó un incremento en las tarifas de los servicios contratados (*outsourcing*) desde mediados del año 2012. Respecto a la provisión para cuentas de cobro dudosos, se observó un crecimiento de B/.0.3 millones y el mismo está relacionado principalmente con el incremento en la morosidad de la cartera de clientes. Los gastos administrativos y otros crecieron en un 17% respecto al año anterior siendo que los principales impactos son asociadas a los rubros de penalizaciones (SAIFI/SAIDI), ajuste de inventario, impuestos de la emisión de deuda, y convención colectiva. El gasto de depreciación muestra un incremento de 21% consecuente con la capitalización de activos fijos asociados al programa de inversión y la aceleración de la depreciación de algunos activos de informática.

d. Gastos de Intereses:

El gasto de interés acumulado al mes de marzo de 2013 suma un total de B/. 2.8 millones que comparados con el mismo período del año anterior, denota un crecimiento de B/. 0.5 millones. Este incremento obedece a la nueva emisión de bonos por suma de B/. 80 millones, el cual incrementó la deuda a largo plazo.

4. Hechos de importancia

No hubo hechos de importancia a informar durante el trimestre.



II Parte**Elektra Noreste, S.A.**
(propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)**Resumen Financiero Trimestral**
(En Miles de Balboas)

	Mar 2013	Dic 2012	Sep 2012	Jun 2012
Estado de Resultados				
Ventas o Ingresos Totales	129,806	125,754	133,373	144,383
Margen Operativo	29,115	28,165	27,878	29,004
Gastos Generales y Administrativos	15,228	14,752	14,804	13,045
Ingreso Operativo	13,887	13,413	13,074	15,960
Gastos Financieros	2,782	1,908	1,984	2,074
Utilidad Neta	8,146	8,220	8,073	9,953
Acciones Emitidas y en Circulación	49,840	49,840	49,840	49,840
Depreciación y Amortización	5,006	3,715	4,992	4,043
EBITDA	18,893	17,128	18,066	20,003
Balance General				
Activo Circulante	141,428	153,598	120,338	135,379
Activos Totales	463,563	469,554	427,376	436,911
Pasivo Circulante	108,405	122,469	135,657	153,262
Deuda a Corto Plazo	0	0	17,000	35,500
Deuda a Largo Plazo	196,160	196,264	119,384	119,371
Capital Pagado	106,099	106,099	106,099	106,099
Utilidades Retenidas	43,423	35,277	56,842	48,769
Total Patrimonio	149,522	141,376	162,941	154,868
Razones Financieras				
Utilidad/Acción	0.16	0.16	0.16	0.20
Deuda Total/Patrimonio	1.31	1.39	0.84	1.00
Capital de Trabajo	33,023	31,129	-15,319	-17,883
Razón Corriente	1.3	1.25	0.89	0.88
Utilidad Operativa / Gastos Financieros	5.0	7.0	6.6	7.7



III PARTE

ESTADOS FINANCIEROS

Adjuntamos al presente informe los Estados Financieros Interinos No Auditados de la sociedad Elektra Noreste, S.A.

IV PARTE

ESTADOS FINANCIEROS DE GARANTES O FIADORES

No Aplica

V PARTE

CERTIFICACIÓN DEL FIDUCIARIO

No Aplica

VI PARTE

DIVULGACIÓN

Este documento ha sido preparado con el conocimiento de que su contenido será puesto a disposición del público inversionista y del público en general. Elektra Noreste, S.A. divulgará el informe de Actualización Trimestral a través de la Internet, en su página Web denominada: www.ensa.com.pa

Fecha de divulgación:
28 de mayo de 2013

Apoderado



Javier Pariente

Vicepresidente Ejecutivo y Gerente General

Elektra Noreste, S. A.

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

Estados Financieros

31 de marzo de 2013 y 2012

Elektra Noreste, S. A.

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

Índice para los Estados Financieros 31 de marzo de 2013

	Páginas
Informe de la Administración	1
Estados Financieros:	
Balances Generales	2
Estados de Resultados	3
Estados de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas	4
Estados de Flujos de Efectivo	5 - 6
Notas a los Estados Financieros	7 - 29

Informe del Contador Público

Junta Directiva
Elektra Noreste, S.A.

Hemos revisado los estados financieros intermedios que se acompañan de Elektra Noreste, S.A. (la "Compañía") los cuales comprenden los estados de balances generales al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, y los estados de: resultados, de cambios en el patrimonio de los accionistas y de flujos de efectivo por los tres meses terminados en esa fecha, y notas, que comprenden un resumen de políticas contables significativas y otra información explicativa.

Responsabilidad de la Administración sobre los Informes Financieros Intermedios

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 intermedios 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.

Responsabilidad del Contador Público

Nuestra responsabilidad es asegurar la razonabilidad de los estados financieros intermedios con base en nuestra revisión. Una revisión incluye la ejecución de procedimientos para obtener evidencia de revisión acerca de los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen de nuestro juicio, incluyendo la evaluación de los riesgos de representación errónea de importancia relativa en los estados financieros, debido ya sea a fraude o error. Al efectuar esas evaluaciones de riesgos, hemos considerado el control interno relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de Elektra Noreste, S.A. a fin de diseñar procedimientos de revisión que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. Una revisión también incluye evaluar lo apropiado de los principios de las políticas contables utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables hechas por la administración de la Compañía, así como evaluar la presentación en conjunto de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de la revisión que hemos obtenido es suficiente y apropiada para ofrecer una base razonable. En nuestra consideración, los estados financieros intermedios presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de la Compañía al 31 de marzo de 2013, y su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los tres meses terminados en esa fecha, de conformidad con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América.



Eric Morales
CPA No.1769

Panamá, 21 de mayo de 2013

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

Balances Generales
31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012

Activos	2013	2012	Pasivos y patrimonio de los accionistas	2013	2012
Activos circulantes			Pasivos circulantes		
Efectivo	B/. 37,424,912	B/. 41,773,932	Cuentas por pagar:		
Cuentas por cobrar:			Generación y transmisión	B/. 65,030,943	B/. 64,344,564
Clientes y otros, neto (Nota 3)	83,934,855	94,148,307	Proveedores	15,669,122	16,475,758
Inventario	16,360,498	14,880,139	Contratos de construcción	13,398,796	12,835,758
Impuesto sobre la renta diferido (Nota 4)	3,136,876	1,519,420	Pasivo regulatorio (Nota 2 y 6)	1,860,247	1,865,247
Otros activos circulantes	570,844	1,276,641	Impuesto sobre la renta por pagar	5,192,286	17,630,523
			Depósitos de clientes	2,202,042	2,029,216
			Retenciones de impuestos a empleados	387,392	641,189
Total de activos circulantes	141,427,985	153,598,439	Total de cuentas por pagar	103,740,828	115,822,255
Propiedad, planta y equipo, neto	310,668,726	305,705,566	Intereses por pagar sobre deuda	2,877,413	3,835,057
Fondo de cesantía	2,227,701	2,126,939	Gastos acumulados por pagar	1,786,761	2,811,260
Depósitos de garantía	110,013	103,573	Total de pasivos circulantes	108,405,002	122,468,572
Intangibles, neto	8,625,792	7,502,318	Deuda a largo plazo (Nota 5 y 8)	196,160,181	196,263,963
Piezas y repuestos	502,916	517,303	Depósitos de clientes y otros pasivos:		
Total de otros activos	11,466,422	10,250,133	Impuesto sobre la renta diferido (Nota 4)	2,527,981	2,549,031
			Depósitos de clientes	4,542,574	4,483,248
			Provisión para contingencias (Nota 7)	78,610	78,610
			Otros pasivos acumulados	2,327,255	2,334,959
			Total de pasivos	314,041,603	328,178,383
			Compromisos y contingencias (Nota 7)		
			Patrimonio de los accionistas:		
			Acciones comunes autorizadas y emitidas: 50,000,000		
			acciones sin valor nominal; 160,031 acciones en tesorería	106,098,875	106,098,875
			Utilidades no distribuidas	43,422,655	35,276,880
			Total de patrimonio de los accionistas	149,521,530	141,375,755
Total de activos	B/. 463,563,133	B/. 469,554,138	Total de pasivos y patrimonio de los accionistas	B/. 463,563,133	B/. 469,554,138

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

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

	Tres meses terminados el 31 de marzo de	
	2013	2012
Ingresos:		
Ventas de energía	B/. 126,890,449	B/. 144,267,060
Otros ingresos	<u>2,915,970</u>	<u>2,467,702</u>
Total de ingresos	129,806,419	146,734,762
Compra de energía y cargos de transmisión, neto (Nota 6)	<u>100,691,547</u>	<u>118,988,472</u>
Margen bruto en distribución	<u>29,114,872</u>	<u>27,746,290</u>
Gastos de operaciones:		
Salarios y otros costos relacionados con personal	2,322,541	2,335,381
Prima de antigüedad y cesantía	55,103	109,312
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto de recuperaciones	431,490	137,263
Reparación y mantenimiento	808,657	808,016
Servicios profesionales	3,657,598	3,376,235
Depreciación y amortización	5,005,837	4,136,648
Administrativos y otros	2,743,497	2,338,414
Pérdida en descarte de activo fijo	203,230	117,278
Total de gastos de operaciones	<u>15,227,953</u>	<u>13,358,547</u>
Ganancias en operaciones	<u>13,886,919</u>	<u>14,387,743</u>
Otros ingresos (egresos):		
Otros ingresos	164,545	412,626
Intereses ganados	432,813	277,589
Gastos de intereses	<u>(2,781,516)</u>	<u>(2,316,497)</u>
Total de otros egresos	<u>(2,184,158)</u>	<u>(1,626,282)</u>
Utilidad antes del impuesto sobre la renta	<u>11,702,761</u>	<u>12,761,461</u>
Impuesto sobre la renta (Nota 4)		
Corriente	5,195,492	1,966,550
Diferido (beneficio) gasto	<u>(1,638,506)</u>	<u>1,763,816</u>
Total de impuesto sobre la renta	<u>3,556,986</u>	<u>3,730,366</u>
Utilidad neta	<u>B/. 8,145,775</u>	<u>B/. 9,031,095</u>

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

Elektra Noresta, S.A.

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

Estado de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas**Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012**

	Acciones Comunes	Acciones en Tesorería	Utilidades no Distribuidas	Total
Saldo al 1 de enero de 2012	B/. 106,642,962	B/. (544,087)	B/. 41,812,767	B/. 147,911,642
Utilidad neta	-	-	9,031,095	9,031,095
Dividendos pagados	-	-	(12,001,882)	(12,001,882)
Impuesto complementario	-	-	480,076	480,076
Saldo al 31 de marzo de 2012	106,642,962	(544,087)	39,322,056	145,420,931
Saldo al 31 de diciembre de 2012	106,642,962	(544,087)	35,276,880	141,375,755
Utilidad neta	-	-	8,145,775	8,145,775
Saldo al 31 de marzo de 2013	<u>B/. 106,642,962</u>	<u>B/. (544,087)</u>	<u>B/. 43,422,655</u>	<u>B/. 149,521,530</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

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

	2013	2012
Flujos de efectivo por las actividades de operación:		
Utilidad neta	B/. 8,145,775	B/. 9,031,095
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación y amortización	5,005,837	4,136,648
Pérdida en descarte de activo fijo	203,230	117,278
Provisión de cuentas de dudoso cobro, neto de recuperación	431,490	137,263
Amortización de descuento en bonos por pagar	12,906	11,967
Amortización de costos de emisión de deuda	61,683	44,208
Provisión para prima de antigüedad, neto de aportes al fondo de cesantía	(19,930)	5,236
Impuesto sobre la renta diferido	(1,638,506)	1,763,816
Activo (pasivo) regulatorio	(5,000)	16,564,000
Cambios en activos y pasivos de operación:		
Cuentas por cobrar	9,781,962	(30,581,039)
Inventario	(1,480,359)	(1,227,710)
Otros activos	683,494	409,409
Cuentas por pagar comerciales y otros pasivos	(1,595,443)	(3,539,718)
Impuesto sobre la renta	(12,438,237)	12,995
Prima de antigüedad	<u>(23,850)</u>	<u>(20,065)</u>
Efectivo neto provisto (utilizado) por las actividades de operación	<u>7,125,052</u>	<u>(3,134,617)</u>
Flujos de efectivo por las actividades de inversión:		
Inversiones de capital	(11,295,700)	(10,253,878)
Producto de la venta de activo fijo	<u>-</u>	<u>93</u>
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	<u>(11,295,700)</u>	<u>(10,253,785)</u>

(Continúa)

Elektra Noreste, S.A.

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

Estados de Flujos de Efectivo

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

Flujos de efectivo por las actividades de financiamiento:

Procede de la deuda a corto plazo	B/.	-	B/.	68,194,000
Repago de la deuda a corto plazo		-		(43,244,000)
Costo de Emision de deuda		(178,371)		-
Impuesto complementario acreditado		-		480,075
Dividendos pagados		-		(12,001,882)
		<u> </u>		<u> </u>
Efectivo neto (utilizado) provisto en las actividades de financiamiento		(178,372)		13,428,193

Efectivo y equivalentes de efectivo:

Aumento (disminución) neto en el efectivo		(4,349,020)		39,791
Efectivo al inicio del año		<u>41,773,932</u>		<u>3,398,707</u>
		<u> </u>		<u> </u>
Efectivo al final del periodo	B/.	<u>37,424,912</u>	B/.	<u>3,438,498</u>

Revelación suplementaria de flujos de efectivo:

Efectivo pagado durante el periodo:

Intereses, neto de montos capitalizados	B/.	<u>3,634,142</u>	B/.	<u>4,124,975</u>
		<u> </u>		<u> </u>
Impuesto sobre la renta	B/.	<u>17,633,728</u>	B/.	<u>1,953,555</u>

(Concluye)

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



Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

1. Naturaleza de las Operaciones

Elektra Noreste, S. A., la (“Compañía”), es una corporación 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, Panama Distribution Group, S. A. (“PDG”), posee el 51% de las acciones comunes autorizadas, emitidas y en circulación de la Compañía, mientras que el Gobierno Panameño y ex-empleados del IRHE poseen un 48.25% y un 0.43%, respectivamente. El resto de las acciones se mantienen como acciones en tesorería.

Las actividades de la Compañía, incluyen la compra de energía en bloques y su transporte por las redes de distribución a los clientes. En adición, la Compañía realiza la transformación de tensión vinculada, 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 la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (“ASEP”). En adición, la Compañía está autorizada para realizar actividades de generación de energía hasta un límite del 15% de la demanda máxima y energía en la zona de concesión.

De acuerdo 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 Guna Yala 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.

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Significativas

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

Bases de Presentación

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

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

Notas a los Estados Financieros
Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Significativas (Continuación)

Efectivo y Equivalentes de Efectivo

Todas las inversiones líquidas con vencimientos originales de tres meses o menos son consideradas equivalentes de efectivo.

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 fecha de finalización de la cuenta del cliente, la cual ocurre, aproximadamente, 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. La Compañía estima una provisión basada en el tiempo que la deuda tenga vencida, factores o condiciones que afectan sus clientes y la experiencia histórica. Los saldos en cuentas 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 ningún riesgo de crédito fuera de balance (off-balance-sheet), relacionado a sus clientes.

Activo (Pasivo) Regulatorio

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 los balances generales 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 los balances generales y conlleva a un aumento en la próxima revisión tarifaria a ser recuperada de los clientes.

Inventario

Los inventarios incluyen principalmente materiales y suministros para consumo interno. Las herramientas y repuestos son consideradas parte del inventario, pero clasificadas como activos no circulantes. El inventario se presenta al costo o al valor de mercado, el menor. El costo es determinado mediante el método de costo promedio.

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Significativas (Continuación)

Propiedad, Planta y Equipo

Adquisiciones y construcciones en proceso son registradas a su costo original el cual incluye: material, mano de obra, costos de transporte, costos indirectos y financieros. La Compañía presenta la propiedad, planta y equipo en los balances generales, neto de depreciación acumulada.

Los costos asociados a mejoras significativas 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. Además, la Compañía capitaliza los intereses incurridos durante el período de construcción de conformidad con el ("Accounting Standard Codification") ("ASC") No.835, " Intereses" emitida por el "Financial Accounting Standard Board" ("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 de un activo pudiera no ser recuperado a través de las operaciones, de acuerdo con el ASC 360 Propiedad, Planta y Equipo (ASC 360-10-35), "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 razonable 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 requerido en decidir cuando es necesario realizar las pruebas de recuperación y estimar el flujo de efectivo descontado. Al 31 de marzo de 2013 y 2012, no se identificó deterioro de los activos de larga vida.

Las ganancias o pérdidas en propiedad, planta y equipo son reconocidas cuando el activo es retirado o vendido. La diferencia entre el valor neto en libros del activo y cualquier ingreso recibido, es registrada como pérdidas o ganancias en los estados de resultados.

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:

Postes, torres y accesorios	30 años
Transformadores	30 años
Ductos y conductores subterráneos	30 a 35 años
Conductores aéreos y accesorios	12 a 30 años
Equipos de subestaciones	12 a 30 años
Medidores de consumidores	20 a 30 años
Edificios y mejoras	50 años
Equipos de alumbrados públicos	25 años
Equipos de transporte	8 años
Equipos de comunicación	8 a 25 años
Mobiliario y equipo de oficina	5 a 20 años

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Significativas (Continuación)

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 tales como: legales, registro y timbres. Los costos de emisión de deuda son amortizados con base al término de vigencia del instrumento de deuda utilizando el método de interés efectivo.

Compra de Energía y Cargo de Transmisión

La Compañía está obligada por ley a garantizar mediante contratos la cobertura del 100% de la demanda de sus clientes regulados dentro de los siguientes 24 meses. La estrategia de compra de energía se basa en celebrar contratos de mediano y largo plazo para proteger a los clientes de las fuertes fluctuaciones en los cargos de generación de las tarifas. Estos contratos son considerados ejecutorios en naturaleza y no traspasan a la Compañía el derecho de utilizar la propiedad, planta y equipo relacionado. Estos contratos de compra de energía y capacidad califican dentro de las excepciones de contabilidad para instrumentos derivados dado que se enmarcan dentro de las condiciones para compras normales y ventas normales de acuerdo a lo que prescribe el ASC 815, "Derivados y Coberturas". 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"). La Compañía reconoce el costo actual por compra de energía resultante de estos contratos en los estados de resultados.

En adición, la Compañía paga a Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. ("ETESA"), una Compañía poseída en un 100% por el Estado 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 2013, posteriormente, la tarifa es revisada por ETESA y la ASEP para el próximo período de cuatro años.

Impuesto sobre la Renta

El impuesto sobre la renta del año comprende tanto el impuesto corriente, como el impuesto diferido. El impuesto sobre la renta corriente se refiere al impuesto estimado por pagar sobre los ingresos gravables del año, utilizando la tasa vigente a la fecha de los balances. 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.

El impuesto sobre la renta diferido 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 los estados de resultados en el período en que entra en vigencia el cambio. 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.

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

Notas a los Estados Financieros

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Significativas (Continuación)

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 Compañía paga semestralmente intereses por el tiempo transcurrido a los clientes que mantienen depósitos en base a la tasa de interés anual promedio sobre depósitos a plazo fijo en el país para los seis meses anteriores.

La ASEP emitió las Resoluciones AN-411-Elec (16 de noviembre de 2006) enmendada por la Resolución AN-3473-Elec (7 de mayo de 2010), las cuales establecen que en aquellos casos que el cliente mantenga un buen historial de pago, es decir, que el cliente no se haya atrasado en sus pagos más de tres veces dentro de un período de doce meses, el depósito deberá ser reembolsado al cliente. La Compañía clasifica los depósitos de clientes que no cumplen con la condición de buen historial como pasivo no circulante.

Contingencias

En el curso normal de operaciones, la Compañía está sujeta a acciones regulatorias, procesos y demandas relacionadas con temas de medio ambiente, impuestos u otros asuntos legales. La Compañía establece reservas contables por las contingencias potenciales cuando éstas se consideran probables y se pueden estimar razonablemente. (Véase Nota 7)

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 y se presenta dentro del rubro de Otros Pasivos Acumulados de los balances generales.

El Código de Trabajo, modificado mediante la Ley No.44 del 12 de agosto de 1995, especifica que los empleadores 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 para asegurar el pasivo por fondo de cesantía. Este fondo se reporta en los balances generales como "Fondo de Cesantía".

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 Estado Panameño retuvo aproximadamente un cincuenta y un por ciento (51%) de participación en las compañías 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 Estado 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.

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Significativas (Continuación)

Actividad Regulada

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

La Compañía está sujeta a lo establecido en el pronunciamiento 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 y pasivos regulados que se presentan en los balances generales, se relacionan con lo siguiente:

	2013	2012
Pasivo regulatorio (Nota 6)	B/. (1,860,247)	B/. (1,865,247)
Impuesto sobre la renta diferido - activo (Nota 4)	<u>558,074</u>	<u>559,574</u>
	<u>B/. (1,302,173)</u>	<u>B/. (1,305,673)</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 las tarifas. En adición, la Compañía requeriría determinar si existe algún deterioro de los otros activos, incluyendo propiedad, planta y equipo, los cuales de existir deterioro deben ser dados de baja a su valor de mercado.

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 recuperar los costos de operación, los gastos de mantenimiento, administración y comercialización, depreciación, la pérdida estándar de energía y además, el obtener un retorno razonable de la inversión realizada. El componente de costo de energía es ajustado cada seis meses para reflejar las fluctuaciones en el costo de energía mientras que, los componentes de distribución son ajustados basados en el índice del precio al consumidor.

Notas a los Estados Financieros

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Significativas (Continuación)

Reconocimiento de Ingresos (continuación)

La Compañía reconoce como ingreso la venta de energía consumida por los clientes que aún no ha sido facturada. Se registra como energía suministrada no facturada como parte de las cuentas por cobrar - clientes en los balances generales, el cual es calculado en base al promedio real diario de energía y las tarifas aplicables 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 los estados de resultados.

Uso de Estimaciones

La preparación de los estados financieros de acuerdo con las Normas de Contabilidad Generalmente Aceptadas en los Estados Unidos de América 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 activo (pasivo) regulatorio e ingreso no facturado.

Intangible Neto

Los intangibles de la Compañía consisten en costos de desarrollo y licencias en aplicaciones obtenidas, para uso interno, los cuales se amortizan utilizando el método de línea recta en base a una vida útil de hasta 15 años. La Compañía reconoce también como activo intangible las compensaciones e indemnizaciones que paga para la constitución de servidumbres requeridas para el paso de su red de distribución. Estas servidumbres se constituyen de carácter permanente por lo que la Compañía clasifica, estos activos, como de vida útil indefinida, por lo cual no se amortizan.

Notas a los Estados Financieros
Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Significativas (Continuación)

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 sus 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.

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. Estas 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. Al 31 de marzo de 2013 y 2012, la Compañía ha determinado que no existen incumplimientos de normas y regulaciones que la obliguen a establecer una provisión por daños o remediaciones al medio ambiente y dado que la empresa sólo provee el servicio de distribución de energía considera que de ser requerido establecer un pasivo por obligaciones de disposición de activos con riesgos para el medio ambiente esta sería inmaterial.

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.

Unidad Monetaria

Los registros se llevan en balboas y los estados financieros están expresados en esta moneda. El balboa, unidad monetaria de la República de Panamá, está a la par y es de libre cambio con el dólar de los Estados Unidos de América. La República de Panamá no emite papel moneda y en su lugar utiliza el dólar norteamericano como moneda de curso legal.

Notas a los Estados Financieros
Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

2. Resumen de las Políticas de Contabilidad más Significativas (Continuación)

Nuevos Pronunciamientos

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

En octubre de 2012, el FASB emitió la Actualización de Pronunciamiento Contable 2012-04 (ASU 2012-04) "Correcciones Técnicas y Mejoras". Esta actualización clarifica la Codificación, corrige aplicaciones de las guías, realiza mejoras leves a la Codificación las cuales no se esperan que tengan efectos significativos en la práctica contable actual o cree algún costo administrativo significativo a la mayoría de las entidades. Adicionalmente, las enmiendas harán que la Codificación sea más fácil de entender y la guía de medición del valor razonable sea más sencilla de aplicar al eliminar inconsistencias y al proveer aclaraciones necesarias. Esta enmienda está dividida en dos secciones: Correcciones Técnicas y Mejoras (Sección "A") y Enmiendas Relacionadas a la Medición del Valor Razonable (Sección "B"). Las reformas en la Sección "A" han sido categorizadas de la siguiente manera: 1) Enmiendas de la literatura fuente, se originaron por las diferencias entre éstas y la Codificación; 2) Clarificaciones en las guías y correcciones de referencias, las cuales proveen aclaraciones a través de actualizaciones en la escritura, correcciones de referencias o una combinación de ambas; y 3) Guía de Relocalización, principalmente mueve las guías de su actual localización en la Codificación a un lugar más adecuado. Las enmiendas en la Sección "B" pretenden conformar la terminología y aclarar ciertas guías en varios Tópicos de la Codificación para que se refleje totalmente la medición del valor razonable y los requerimientos de revelaciones al Tópico 820. Esta actualización es efectiva para empresas públicas, para períodos fiscales que inicien después del 15 de diciembre de 2012 y para empresas no públicas, para períodos fiscales que inicien después del 15 de diciembre de 2013. La Compañía no espera tener un impacto en los estados financieros al adoptar esta actualización.



Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

3. Cuentas por Cobrar - Clientes y Otras, Neto

Al 31 de marzo 2013 y 2012 las cuentas por cobrar – clientes y otras, se presentan a continuación:

	2013	2012
Cientes	B/. 61,257,074	B/. 55,921,774
Gobierno y entidades municipales	<u>14,698,621</u>	<u>10,327,149</u>
	75,955,695	66,248,923
Energía suministrada no facturada	10,551,170	10,227,530
Subsidio del Gobierno (Nota 6)	4,502,928	24,904,524
Otras	<u>2,936,445</u>	<u>2,283,281</u>
	93,946,238	103,664,258
Provisión para cuentas de cobro dudoso	<u>(10,011,383)</u>	<u>(9,515,951)</u>
	<u>B/. 83,934,855</u>	<u>B/. 94,148,307</u>

El total de la cuenta por cobrar - clientes incluye saldos adeudados por subsidios que otorga el Estado a los clientes a través del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) neto del Cargo por Variación de Combustible no aplicado a los clientes por B/.10,831,928 y B/.(6,329,000), respectivamente que se presentan en la Nota como Subsidio del Gobierno para el año 2013. Para el año 2012, el saldo de Subsidio del Gobierno mantenía B/.24,904,524 en concepto de subsidios otorgados por el Estado a los clientes a través del FET y del Fondo . El FET se le otorga a clientes con un consumo menor a los 450 KWh por mes (al 31 de diciembre se otorgaba hasta los 500KWh) y se otorgan también cuando el Gobierno acuerda subsidiar los ajustes tarifarios.

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

3. Cuentas por Cobrar - Clientes y Otras, Neto (Continuación)

El Fondo de Compensación Energética (FACE) se crea a través de la Resolución de Gabinete No.174 de 8 de noviembre de 2011, la cual aprobó la constitución de un Contrato de Fideicomiso para la constitución de este fondo el cual tiene como objetivo compensar a las empresas distribuidoras de energía eléctrica por los montos dejados de percibir a través de la actualización de las tarifas eléctricas debido al compromiso adquirido por el Estado de mitigar el traspaso de la inflación importada al país mediante los incrementos en los precios de los combustibles. El Contrato de Fideicomiso prevé que en los periodos en los cuales las tarifas presentadas por las empresas distribuidoras de energía eléctrica y verificadas por la ASEP resulten superiores a la tarifa vigente aplicada a los clientes del semestre anterior, se utilizará el FACE para compensar esos aumentos, en el caso contrario, la diferencia será devuelta al FACE para compensar los desembolsos realizados durante los periodos tarifarios anteriores. El 26 de junio de 2012 el Consejo de Gabinete emitió la Resolución No.64 en la que se aprueba que el Estado compense a las empresas distribuidoras de la energía eléctrica por los montos dejados de percibir a través de las actualizaciones tarifarias semestrales y mensuales (parciales) de energía eléctrica, mediante pagos del FACE.

Para el primer semestre de 2012 la Compañía remitió a la ASEP el balance de la compensación requerida por los montos dejados de percibir a través de la actualización de las tarifas eléctricas correspondiente al primer semestre de 2012 conforme a la facturación real por la suma de B/.46,950,634. El 25 de julio de 2012 mediante la Resolución No.5463 la ASEP reconoció la totalidad de dicho monto como ingresos dejados de percibir y se notificó a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA) y a Elektra Noreste, S. A. el monto a transferir en concepto de esta compensación tarifaria.

El 22 de agosto de 2012 la ASEP emitió la Resolución No.5532 en la que se establece que para el segundo semestre del 2012 se aplicaría la tarifa vigente del primer semestre de 2012, incrementada en 1.25% para los clientes con Tarifa de Baja Tensión Simple (BTS) y en 10% para el resto de las tarifas y los montos dejados de percibir a través de la actualización tarifaria semestral serán compensados a las empresas de distribución con un aporte del Estado, según lo establecido en la Resolución de Gabinete No.64 de 2012.

Mediante la Resolución No.5917 de 28 de enero de 2013, la ASEP notificó a la Compañía que se le debe transferir la suma de B/.19,829,086 por compensación de ingresos dejados de percibir a través de la actualización tarifaria conforme a la facturación real por la suma de B/.27,151,488 correspondientes al segundo semestre de 2012, neto de B/.7,322,402 en saldos créditos del Cargo por Variación de Combustible (CVC) correspondientes al período entre julio a diciembre de 2012.

Al 31 de marzo de 2013, la Compañía no realizó cargos contra la provisión para cuentas de cobro dudoso, durante el año 2011 se realizaron cargos por B/.500,000 y se recuperó saldos de cuentas previamente dadas de baja por la suma de B/. 83,942 (2012: B/.330,203).

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

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 reglamentaria del impuesto sobre la renta es del 30%.

La diferencia entre la provisión para impuesto sobre la renta para los periodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012 y el impuesto calculado usando la tasa estatutaria promulgada de impuesto de 30% para ingreso antes del impuesto sobre la renta reportado en los estados financieros es atribuible a lo siguiente:

	Marzo 31, 2013	Marzo 31, 2012
Impuesto sobre la renta		
Cálculo a la tasa estatutoria	B/. 3,510,828	B/. 3,828,438
Disminución del impuesto sobre la renta debido a ingresos no gravables	(15,062)	(112,540)
Aumento en impuesto sobre la renta debido a gastos no deducibles	<u>61,220</u>	<u>14,468</u>
Total de impuesto sobre la renta	<u>B/. 3,556,986</u>	<u>B/. 3,730,366</u>

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

	Marzo 31, 2013	Diciembre 31, 2012
Impuesto sobre la renta diferido activo corriente:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	B/. 448,787	B/. 649,149
Pasivo regulatorio (Nota 2)	558,074	559,574
Ajuste tarifario FACE y CVC	1,898,700	-
Otras	<u>231,315</u>	<u>310,697</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido activo corriente, neto	<u>B/. 3,136,876</u>	<u>B/. 1,519,420</u>

Notas a los Estados Financieros
Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

4. Impuesto sobre la Renta (Continuación)

	Marzo 31, 2013	Diciembre 31, 2012
Impuesto sobre la renta diferido activo no corriente:		
Provisión para contingencias	B/. 23,582	B/. 23,582
Impuesto sobre la renta diferido pasivo, no corriente:		
Fondo de cesantía	(202,784)	(189,649)
Gasto de depreciación	<u>(2,348,779)</u>	<u>(2,382,964)</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo, no corriente, neto	<u>B/. (2,527,981)</u>	<u>B/. (2,549,031)</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. Los años iniciados a partir del 2010 están sujetos a examen por las autoridades fiscales aunque actualmente no está programado o en proceso un examen fiscal. Los años anteriores al 2010 se consideran períodos cerrados.

De acuerdo al ASC 740, "Impuesto sobre la renta" se requiere que la Compañía reconozca 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 esta limitante, 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. La interpretación requiere que la Compañía establezca 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 bajo ASC 740. Al adoptar esta interpretación, la Compañía identificó y evaluó cualesquiera posiciones tributarias inciertas potenciales y concluyó que no existen posiciones tributarias inciertas que requieran reconocimiento en los estados financieros. La Administración espera que las autoridades tributarias acepten 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.

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

4. Impuesto sobre la Renta (Continuación)

Crédito Fiscal por Inversión


Durante el año 2001, la Compañía recibió 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 en años futuros. La Compañía hizo uso de este crédito fiscal en el transcurso de los años hasta el 31 de diciembre de 2008 que utilizó la totalidad de este crédito.

Debido al beneficio fiscal recibido, no le es permitido a la Compañía reconocer como deducible, el gasto de depreciación correspondiente a la inversión en infraestructura por la suma de B/.13,673,745, cuyo efecto total fiscal será de B/.4,102,123.

5. Deuda

Deuda a corto plazo

La Compañía no mantiene deuda a corto plazo al 31 de marzo de 2013 ni 31 de diciembre de 2012. Los contratos que mantiene para facilidades de líneas de crédito con The Bank of Nova Scotia, Banco General, S. A., HSBC Bank (Panamá), S. A., Banco Panamá, S. A. y Banco Nacional de Panamá tienen un valor total al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 de B/.135,500,000 con tasas de interés anuales de LIBOR entre uno (1) a tres (3) o seis (6) meses, más un margen entre 1.25% a 2.5%. Las líneas de crédito no están sujetas a garantías y están disponibles por un período máximo de un año. La tasa mínima de estos acuerdos rotativos está entre 2% y 4%. La Compañía utiliza estas facilidades de crédito según la necesidad de capital de trabajo u otras necesidades. Estas facilidades de crédito tiene un orden de prelación "pari passu" con otras obligaciones "senior" no garantizadas y no subordinadas de la Compañía. Las líneas de crédito incluyen entre otras provisiones un indicador de cobertura de deuda el cual establece un límite de endeudamiento que no supere 3.25 de su EBITDA.



Notas a los Estados Financieros
Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

5. Deuda (Continuación)

Deuda a largo plazo

Al 31 de marzo 2013 y 31 de diciembre de 2012, el saldo de la deuda a largo plazo se detalla a continuación:

	Marzo 31, 2013	Diciembre 31, 2012
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
Notas Senior (al 31 de diciembre 2012 Notas Puentes)	80,000,000	80,000,000
Menos: Costo de emisión de deuda	(3,248,909)	(3,132,221)
Descuento en Notas	<u>(590,910)</u>	<u>(603,816)</u>
Deuda a largo plazo	<u>B/. 196,160,181</u>	<u>B/. 196,263,963</u>

Notas Senior (Senior Notes)

La Compañía tiene notas por pagar según el Contrato de Emisión (“Senior Notes”) por un total de B/.100,000,000, los cuales presentan el saldo de B/.99,409,090, neto de B/.590,910, de descuento no amortizado al 31 de marzo de 2013. Las notas tienen un interés fijo de 7.6%, pagaderos semestralmente, con fecha de vencimiento el 12 de julio de 2021. El pago a capital se realiza al vencimiento. Las notas no están garantizadas y no están subordinadas. La Compañía puede redimir las notas, en parte o en su totalidad, en cualquier momento antes de su vencimiento siempre y cuando cumpla con ciertas condiciones que incluye el pago de una prima. Las obligaciones incluyen entre otras provisiones un indicador de cobertura de deuda el cual establece un límite de endeudamiento que no supere 3.25 veces de su EBITDA.

En la ocurrencia de un evento de incumplimiento en los términos y condiciones del Contrato de Emisión, el Fiduciario, a pedido de los tenedores de los bonos que mantengan no menos del 25% en monto principal y previsto que dicho evento de cumplimiento se mantiene, declarará todos los bonos inmediatamente vencidos y pagaderos.

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

5. Deuda (Continuación)

Bonos Corporativos

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, S. A., 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 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 corriente 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.

En caso de incumplimiento a los términos del contrato que originen en una o más causales de vencimiento anticipado y estas no hubiesen sido subsanadas dentro del plazo estipulado, el agente administrativo podrá, en nombre y representación de los tenedores registrados de los bonos, expedir una declaración de vencimiento anticipado la cual será comunicada a la Compañía y en cuya fecha de expedición todos los bonos de la emisión se constituirán automáticamente en obligaciones de plazo vencido y se le solicitará a la Compañía que aporte el monto que sea necesario para cubrir el capital de los bonos emitidos y en circulación y los intereses devengados por los mismos, ya sean moratorios u ordinarios, y todos y cualesquiera gastos, comisiones u otras sumas adeudadas por el Emisor.

Notas Senior (al 31 de diciembre Notas Puentes)

Con fecha 6 de diciembre de 2012 la Compañía firmó un Acuerdo de Compra de Notas con un grupo de inversionistas que en forma individual acordaron comprarle a la Compañía un total de B/.80,000,000 en notas corporativas o notas senior. Las notas se pactaron con una tasa fija de 4.73% pagaderos semestralmente, con vencimiento el 13 de diciembre de 2027 y serán emitidas de conformidad al Acuerdo de Emisión (Indenture Agreement, por su traducción al inglés) firmado entre la Compañía y The Bank of New York Mellon en su calidad de agente fiduciario con fecha del 11 de diciembre de 2012.

Con referencia al Acuerdo de Compra de Notas y al Acuerdo de Emisión la Compañía firmó el 13 de diciembre de 2012 un Acuerdo de Financiamiento Puente donde la Compañía acceda a emitir promesas de pago libre de gravámenes ("Notas Puente" o "Bridge Notes", por su traducción al Inglés) a la orden de cada uno de los compradores por un total de B/.80,000,000. Por su lado, cada uno de los compradores acuerda transferir los fondos respectivos correspondientes a cada una de estas Notas Puente a la Compañía. El Acuerdo establece que las Notas Puente devengarán un interés anual de 4.73% acumulables desde la fecha de la transferencia de los fondos, con vencimiento el 1 de

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

5. Deuda (Continuación)

Notas Senior (al 31 de diciembre Notas Puentes)

febrero de 2013 o en la fecha de terminación del Acuerdo de Financiamiento, lo que ocurra primero. El Acuerdo de Financiamiento puede finalizar por el mutuo acuerdo de las partes o en caso de no darse la emisión de las Notas Corporativas o Notas Senior. El Acuerdo de Financiamiento requiere que la Compañía mantenga y garantice que tiene capacidad de endeudamiento en fondos disponibles bajo sus facilidades de líneas de crédito junto con sus equivalentes de efectivo por una cantidad en exceso al monto a cancelar por la terminación de este acuerdo.

El 17 de enero de 2013 se da el cierre del Acuerdo de Compras de Notas con lo cual se hace entrega de las Notas Corporativas o Notas Senior a los compradores, siendo que en esa misma fecha se confirma por parte de la Compañía y los compradores que se han cumplido, a satisfacción, las condiciones del Acuerdo de Compra de Notas y se libera a la Compañía de las obligaciones de pago bajo las Notas Puentes y el Acuerdo de Financiamiento. El pago del precio suscrito bajo la emisión de las Notas Corporativas o Notas Senior debe satisfacerse con la cancelación de las Notas Puentes y las obligaciones de pago establecidas en el Acuerdo de Financiamiento sin ningún pago adicional por los compradores a la Compañía.

Durante el tiempo del Acuerdo de Emisión la Compañía deberá cumplir con los términos de los convenios, algunos de los cuales se indican a continuación:

- Prohibición en otorgar gravamen sobre cualquiera de sus propiedades o activos de la Compañía o de sus Subsidiarias.
- No permitir que ninguna Subsidiaria, en una o varias transacciones consolide, fusione con o combine con ninguna empresa o traspase, ceda o transfiera todos o sustancialmente todos sus bienes, activos o ingresos a ninguna empresa (que no sea una Subsidiaria de la Compañía) ni permita a ninguna empresa (que no sea una Subsidiaria de la Compañía) fusionarse con o en ella.
- No deberá permitir que el Índice de Endeudamiento Total Consolidado a EBITDA Consolidado de los que al momento sean los más recientemente transcurridos cuatro trimestres fiscales exceda un 3.50x. El Índice de Endeudamiento Total Consolidado a EBITDA Consolidado podrá exceder 3.50x durante un período de Inversión Subvencionable o de Inversión de Capital no más de dos veces durante la vigencia de los Bonos, siempre que durante dicho período el Índice de Endeudamiento Total Consolidado a EBITDA Consolidado no exceda 4.0x.

Si la Compañía incumple el desempeño u observación de cualquiera de las cláusulas o términos descritos anteriormente el Fiduciario deberá, a petición de los Titulares declarar la totalidad de los bonos inmediatamente vencidos y pagaderos. Tras haberse vuelto los bonos inmediatamente vencidos y pagaderos la Compañía deberá pagar al Fiduciario un monto

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

5. Deuda (Continuación)

Notas Senior (al 31 de diciembre Notas Puentes)

igual a la suma del monto de capital de los bonos en circulación, todos los intereses devengados al respecto, los montos adicionales y la suma de restitución (el "Monto de Amortización para Eventos de Incumplimiento"), calculado por la Compañía y notificado al Fiduciario por escrito. A los efectos del monto de amortización para eventos de incumplimiento, la "Suma de Restitución" será igual a la diferencia entre (i) la suma de (a) el valor actual del capital futuro y de los flujos de caja por intereses de los bonos esperados (menos cualquier interés devengado), descontados en una tasa anual igual al rendimiento de los bonos de tesorería vigente en ese momento correspondiente más cercano a la vida media ponderada restante de los bonos calculada al momento del pago de la amortización para eventos de incumplimiento y (B) 0,50% anual y (ii) el monto de capital de los bonos en circulación.

Al 31 de marzo 2013, la Compañía amortizó costos de emisión de deuda por la suma de B/.61,683 (31 de diciembre de 2012: B/.180,653). Los costos de emisión están siendo amortizados utilizando el método de interés efectivo aplicado sobre el período de la deuda.

6. Compra de Energía y Cargos de Transmisión, Neto

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

	Tres meses terminados el 31 de diciembre de	
	2013	2012
Compra de energía	B/.96,262,744	B/.99,198,856
Cargos de transmisión	4,433,803	3,225,616
Activo (pasivo)regulatorio	<u>(5,000)</u>	<u>16,564,000</u>
Total de compra de energía y cargos de transmisión, neto	<u>B/.100.691.547</u>	<u>B/.118.988.472</u>

Activo (Pasivo) Regulatorio

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 los estados de resultados. El importe acumulado por cobrar/pagar se presenta en la cuenta de activo (pasivo) regulatorio en los balances generales hasta tanto dicho importe sea facturado o devuelto a los clientes. El activo (pasivo) regulatorio incluye seis meses con la información actual del precio del combustible, y seis meses con información estimada del precio del combustible.

Notas a los Estados Financieros

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

6. Compra de Energía y Cargos de Transmisión, Neto (Continuación)

En los últimos años, el activo (pasivo) regulatorio 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 Estado Panameño. Al 31 de marzo 2013, la cuenta por cobrar del subsidio fue por B/.4,502,928 (al 31 de diciembre 2012: B/. 24,904,524) (véase Nota 3).

Al 31 de marzo de 2013, la Compañía tiene registrado en libros pasivos regulatorios por la suma de B/.1,860,247 (31 de diciembre 2012: B/.1,865,247), que se presentan como "Activo o pasivo regulatorio" en los balances generales, como consecuencia de las variaciones acumuladas resultantes entre el costo de la energía considerada en la tarifa eléctrica sobre el costo real de la energía adquirida. El pasivo regulatorio incluye un saldo por pagar de B/.424,989, acumulado durante el primer semestre del 2012 a ser devuelto a los clientes en el ajuste de tarifa del primer semestre del 2013, y un saldo por pagar de B/.337,757 acumulados durante el segundo semestre de 2012 a ser devueltos a los clientes en el ajuste de tarifa del segundo semestre del 2013, y un saldo por pagar de B/.1,097,501 acumulado en el primer trimestre de 2013 a ser devuelto a los clientes en el ajuste de tarifa del primer semestre del 2014.

7. Compromisos y Contingencias

Compromisos

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 81% a 98%, aproximadamente, del total de energía requerida a través de los contratos de compra de energía en el mercado de contratos. Al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre 2012, la Compañía compró aproximadamente el 97% y 96%, 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. Estos contratos de compra de energía y capacidad califican dentro de las excepciones de contabilidad para instrumentos derivados dado que se enmarcan dentro de las condiciones para compras normales y ventas normales de acuerdo a lo que prescribe el ASC 815, "Derivados y Coberturas".

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA) es la responsable de preparar las licitaciones para la compra de energía por parte de las empresas de distribución. Las ofertas son recibidas, evaluadas y adjudicadas por ETESA. Luego son asignadas a cada empresa de distribución basadas en sus requerimientos. Las empresas de distribución están obligadas a firmar contratos basados en las ofertas adjudicadas.

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

7. Compromisos y Contingencias (Continuación)

Compromisos

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
2013	B/. 72,191,262
2014	100,331,931
2015	99,954,590
2016	93,074,409
En lo sucesivo	<u>712,927,702</u>
	<u>B/. 1,078,479,894</u>

Al 31 de marzo de 2013 y 2012 la Compañía realizó erogaciones aproximadamente por B/. 24,063,754 y B/.22,079,812, respectivamente, en contratos incondicionales a largo plazo, registrado bajo Compra de energía y cargos de transmisión, neto en los estados de resultados.

La Compañía y el Sindicato de Trabajadores negocian cada cuatro años un Convenio Colectivo. El último Convenio expiró en el 2012. El 4 de enero de 2013 las negociaciones con el Sindicato finalizaron y un nuevo Convenio Colectivo fue firmado. Estos Convenios no mantienen ni consideran compromisos materiales adicionales a los establecidos en las leyes laborales. El nuevo Convenio Colectivo es efectivo desde enero 2013 y es válido por un término de cuatro años.

Arrendamiento Operativo

La Compañía firmó un acuerdo de arrendamiento operativo no revocable por siete años, cuya vigencia inició en mayo del 2007, para el uso de las oficinas y facilidades operativas. Al 31 de marzo de 2013, los pagos mínimos de alquiler requeridos por este arrendamiento no revocable que inician o se mantienen por un periodo superior a un año son:

Años	Obligaciones de Pago
2013	B/. 395,811
2014	<u>177,641</u>
	<u>B/. 573,452</u>

Al 31 de marzo de 2013, el total de gastos de arrendamiento operativo fue de B/.430,575 (2012: B/.459,611).

Notas a los Estados Financieros

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

7. Compromisos y Contingencias (Continuación)

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 los balances generales, 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/. 38,491,185. 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 cartas de crédito por la suma de B/.5,420,471 a favor de ETESA, como garantía del pago de los costos de transmisión y compra de energía en el mercado ocasional y regional.

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 100KW. Los grandes consumidores pueden elegir comprar directamente a los generadores o en el mercado ocasional.

El contrato de concesión fue suscrito el 22 de octubre de 1998 con una vigencia de 15 años. El 22 de octubre de 2012 el Regulador emitió el aviso de convocatoria para el proceso competitivo de libre concurrencia para la venta del paquete mayoritario de las acciones de la empresa. El dueño actual, Panama Distribution Group, S. A. ("PDG"), puede participar en este proceso y si su oferta es igual o mayor que la oferta más alta presentada por otros competidores, entonces conservará la propiedad del paquete mayoritario de las acciones. Si por el contrario, otro competidor ofrece un precio mayor, entonces se le otorgará la propiedad a dicho competidor y el precio ofrecido se le entregará al propietario actual de las acciones ("PDG"). En cualquier caso, se otorgará una nueva concesión por 15 años sin pago alguno al Estado. El 15 de octubre de 2012 la ASEP emitió la Resolución No.5655 en la que establece que los propietarios actuales del Paquete Mayoritario se encuentran precalificados en su condición de operadores actuales de la concesión. De acuerdo a cronograma establecido por la ASEP, en abril de 2013 se llevará a cabo la recepción de documentos de precalificación. En junio de 2013, se recibirán las ofertas económicas y se hará la adjudicación y el 22 de octubre será el inicio de los nuevos contratos de concesión con vigencia de 15 años. El nuevo contrato de concesión, incluirá entre otros: nuevos límites de la zona de concesión, nuevos mecanismos de resolución o rescate administrativos, indicadores de calidad más exigentes e incorporará nuevas normas de atención al cliente.

Notas a los Estados Financieros

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

7. Compromisos y Contingencias (Continuación)

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.

Contingencias

Como resultado de asuntos originados en el curso ordinario del negocio, la Compañía está o podría estar envuelta en demandas por procesos tributarios, laborales, civiles, penales y regulatorios ante varias instancias judiciales, regulatorias y gubernamentales. La Compañía reconoce una provisión cuando es probable que se pueda incurrir en un pasivo y el monto de la pérdida asociada puede estimarse razonablemente. La Compañía no es capaz de predecir el resultado final de los distintos procesos judiciales, pero tras consideraciones sobre estas provisiones no se espera que los resultados finales de estos procesos tengan un efecto importante en la condición financiera ni en sus resultados operacionales.

Al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre 2012, la Compañía tiene registrados en libros la suma de B/.78,610, para cubrir posibles pérdidas que puedan darse producto de estos litigios. Estas reservas se presentan como "Provisión para contingencias" en los balances generales. A continuación el caso más representativo:

Litigios

La ASEP a través de la Resolución AN No.3473-Elec de 7 de mayo de 2010, modificó la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2006, que contiene el Título IV del régimen tarifario de distribución y comercialización el cual según su Artículo No.22, le faculta a la ASEP a revisar al final de cada período tarifario, el ingreso máximo permitido "IMP" aprobado versus los ingresos reales percibidos, a fin de determinar si las variaciones se encuentran dentro de un margen razonable. Para esta revisión, no se considerarán las variaciones en las ventas, en la cantidad y/o tipo de clientes y/o en los costos de insumos, o mano de obra, en forma diferente a lo reflejado por el IPC de la Contraloría General de la República. 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 31 de marzo de 2013 no existe una pérdida por contingencia a ser registrada en los estados financieros como consecuencia de esta resolución. Esta conclusión está basada en: i) el resultado final de la apelación, aún en proceso, de este Artículo, en la Corte Suprema de Justicia 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. Una resolución no favorable en este sentido pudiera tener un impacto negativo significativo en los estados financieros consolidados de la Compañía. A pesar de lo anterior, la Resolución AN-3574-Elec del 25 de junio de 2010, en la cual se aprueba el "ingreso máximo permitido" para el período tarifario de julio 2010 a junio 2014 no contiene ajustes relacionados con el período tarifario anterior (julio 2006 a junio 2010).

Notas a los Estados Financieros
Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2013 y 2012

8. Valor Razonable de los Instrumentos Financieros

Los valores razonables de los instrumentos financieros al 31 de marzo 2013 y 31 de diciembre de 2012 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 depósito 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 para la emisión de los bonos corporativos por B/.20,000,000 y para las deudas a largo plazo de tasa fija para la emisión de Bonos "Senior" por B/.100,000,000 y B/.80,000,000 han sido determinados utilizando el valor de mercado o una metodología de flujos de caja descontados con base a 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.

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

	Marzo 31, 2013		Diciembre 31, 2012	
	Monto Acumulado	Valor Razonable	Monto Acumulado	Valor Razonable
Deuda largo plazo	<u>B/. 200.000.000</u>	<u>B/. 241.871.152</u>	<u>B/. 200.000.000</u>	<u>B/. 222.867.014</u>

9. Eventos Subsecuentes

La Compañía evaluó todos los eventos y transacciones que tomaron lugar entre la fecha de los balances generales y la fecha en que los estados financieros fueron emitidos y determinó que no se requieren revelaciones adicionales.

