

Elektra Noreste, S.A.

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

Estados Financieros por los años terminados al 31
de diciembre de 2013 y 2012 e Informe de los
Auditores Independientes del 21 de febrero de 2014

Elektra Noreste, S.A.

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

Informe de los Auditores Independientes y Estados Financieros 2013 y 2012

Contenido	Páginas
Informe de los Auditores Independientes	1
Balance general	2
Estado de resultado	3
Estado de cambios en el patrimonio de los accionistas	4
Estado de flujos de efectivo	5 - 6
Notas a los estados financieros	7 - 30

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Señores
Junta Directiva
Elektra Noreste, S.A.

Hemos auditado el balance general que se acompaña de Elektra Noreste, S.A. al 31 de diciembre de 2013 y los correspondientes estados de resultado, cambios en el patrimonio de los accionistas y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha. Los estados financieros son responsabilidad de la administración de la Compañía. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros basada en nuestra auditoría. Los estados financieros de la Compañía por el año terminado el 31 de diciembre de 2012, fueron auditados por otros auditores, cuyo informe, fechado 8 de marzo de 2013, expresó una opinión sin salvedad sobre dichos estados.

Responsabilidad de la Administración sobre los estados financieros

La administración de la Compañía es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América; así como del control interno que la Administración de la Compañía determina necesario para poder preparar los estados financieros para que se encuentren libres de errores importantes, debido a fraude o error.

Responsabilidad de los Auditores Independientes

Nuestra responsabilidad es la de expresar una opinión sobre estos estados financieros basado en nuestras auditorías. Hemos realizado nuestra auditoría de acuerdo con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en los Estados Unidos de América. Dichas normas requieren que planeemos y realicemos la auditoría de tal manera que permitan obtener una seguridad razonable de que los estados financieros están libres de errores importantes.

Una auditoría consiste en ejecutar procedimientos para obtener evidencia de auditoría que soporte las cifras y revelaciones de los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio de los auditores, incluyendo la evaluación de los riesgos de errores importantes en los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar dicha evaluación de riesgos, los auditores consideran el control interno para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la entidad, con el propósito de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados de acuerdo con las circunstancias, pero no con el propósito de emitir una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. Una auditoría también incluye la evaluación de lo adecuado de las políticas contables utilizadas y de la razonabilidad de las estimaciones contables efectuadas por la Administración, así como la evaluación de la presentación de los estados financieros en su conjunto.

Creemos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros mencionados previamente presentan razonablemente, en todos los aspectos, la posición financiera de Elektra Noreste, S.A. al 31 de diciembre de 2013, y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América.



21 de febrero de 2014
Panamá, República de Panamá

Elektra Noreste, S.A.

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

Balance general**31 de diciembre de 2013 y 2012**

(En balboas)

Activos	Notas	2013	2012	Pasivos y patrimonio de los accionistas	Notas	2013	2012
Activos circulantes:				Pasivos circulantes:			
Efectivo y equivalentes de efectivo		<u>4,958,418</u>	<u>41,773,932</u>	Cuentas por pagar:			
Cuentas por cobrar:				Generación y transmisión	9	77,147,180	64,344,564
Clientes y otros, neto	3, 6	88,627,561	94,148,307	Proveedores	9	14,161,802	16,475,758
Activo regulatorio	2, 16	<u>4,185,753</u>	-	Contratos de construcción		15,162,943	12,835,758
Cuentas por cobrar, neto		<u>92,813,314</u>	<u>94,148,307</u>	Pasivo regulatorio	2, 16	-	1,865,247
Inventario		14,606,082	14,880,139	Subsidio del gobierno	14	4,069,994	-
Impuesto pagado por adelantado		2,003,465	-	Impuesto sobre la renta por pagar		-	17,630,523
Impuesto sobre la renta diferido	2, 10	-	1,519,420	Impuesto sobre la renta diferido	10	197,836	-
Otros activos circulantes		<u>1,417,463</u>	<u>1,276,641</u>	Depósitos de clientes	11	2,133,020	2,029,216
Total de activos circulantes		<u>115,798,742</u>	<u>153,598,439</u>	Retenciones de impuestos a empleados		<u>432,457</u>	<u>641,189</u>
Propiedad, planta y equipo, neto	7	340,018,355	305,705,566	Total de cuentas por pagar		<u>113,305,232</u>	<u>115,822,255</u>
Otros activos:				Intereses por pagar sobre deuda		3,801,163	3,835,057
Fondo de cesantía		2,492,098	2,126,939	Gastos acumulados por pagar		<u>2,806,366</u>	<u>2,811,260</u>
Depósitos de garantía en instalaciones		102,609	103,573	Total de pasivos circulantes		<u>119,912,761</u>	<u>122,468,572</u>
Intangibles, neto	8	7,659,647	7,502,318	Deuda a largo plazo	12	196,214,768	196,263,963
Piezas y repuestos		<u>601,809</u>	<u>517,303</u>	Depósitos de clientes y otros pasivos:			
Total de otros activos		10,856,163	10,250,133	Impuesto sobre la renta diferido	10	2,429,278	2,549,031
				Depósitos de clientes	11	4,565,510	4,483,248
				Provisión para contingencias	18	129,640	78,610
				Otros pasivos acumulados		<u>2,330,191</u>	<u>2,334,959</u>
				Total de pasivos		<u>325,582,148</u>	<u>328,178,383</u>
				Compromisos y contingencias	18		
				Patrimonio de los accionistas:			
				Acciones comunes autorizadas y emitidas: 50,000,000			
				acciones sin valor nominal; 160,031 acciones en tesorería	13	106,098,875	106,098,875
				Utilidades retenidas		<u>34,992,237</u>	<u>35,276,880</u>
				Total de patrimonio de los accionistas		<u>141,091,112</u>	<u>141,375,755</u>
Total de activos		<u>466,673,260</u>	<u>469,554,138</u>	Total de pasivos y patrimonio de los accionistas		<u>466,673,260</u>	<u>469,554,138</u>

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

Elektra Noreste, S.A.

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

Estado de resultado

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

	Notas	2013	2012
Ingresos:			
Ventas de energía		535,846,311	539,909,412
Otros ingresos	15	<u>11,795,650</u>	<u>10,335,629</u>
Total de ingresos		547,641,961	550,245,041
Compra de energía y cargos de transmisión, neto	16	<u>428,656,502</u>	<u>437,450,512</u>
Margen bruto en distribución		<u>118,985,459</u>	<u>112,794,529</u>
Gastos de operaciones:			
Salarios y otros costos relacionados con personal		9,140,249	8,884,992
Prima de antigüedad y cesantía		269,795	399,493
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto de recuperaciones		1,816,188	983,173
Reparación y mantenimiento		3,366,771	3,175,275
Servicios profesionales		15,965,876	14,520,558
Depreciación y amortización	7, 8	19,263,763	16,885,962
Administrativos y otros		9,146,191	10,334,357
Pérdida en descarte de activo fijo	7	<u>582,235</u>	<u>776,053</u>
Total de gastos de operaciones		<u>59,551,068</u>	<u>55,959,863</u>
Ganancias en operaciones		<u>59,434,391</u>	<u>56,834,666</u>
Otros ingresos (egresos):			
Otros ingresos		365,644	951,433
Intereses ganados		1,951,175	1,009,386
Gastos de intereses	17	<u>(11,062,254)</u>	<u>(8,282,478)</u>
Total de otros egresos		<u>(8,745,435)</u>	<u>(6,321,659)</u>
Utilidad antes del impuesto sobre la renta		<u>50,688,956</u>	<u>50,513,007</u>
Impuesto sobre la renta:	10		
Corriente		13,358,182	20,920,100
Diferido - gasto (beneficio)		<u>1,597,502</u>	<u>(5,684,922)</u>
Total de impuesto sobre la renta		<u>14,955,684</u>	<u>15,235,178</u>
Utilidad neta		<u><u>35,733,272</u></u>	<u><u>35,277,829</u></u>

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

Elektra Noreste, S.A.

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

Estado de cambios en el patrimonio de los accionistas**Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012**

(En balboas)

	Notas	Acciones Comunes	Acciones en Tesorería	Utilidades no Distribuidas	Total
Saldo al 1 de enero de 2012		106,642,962	(544,087)	41,812,767	147,911,642
Utilidad neta		-	-	35,277,829	35,277,829
Dividendos pagados	13	-	-	(42,432,437)	(42,432,437)
Impuesto complementario acreditado	13	-	-	1,124,737	1,124,737
Impuesto complementario pagado	13	-	-	(506,016)	(506,016)
Saldo al 31 de diciembre de 2012		106,642,962	(544,087)	35,276,880	141,375,755
Utilidad neta		-	-	35,733,272	35,733,272
Dividendos pagados	13	-	-	(35,276,880)	(35,276,880)
Impuesto complementario acreditado	13	-	-	1,411,075	1,411,075
Impuesto complementario pagado	13	-	-	(2,152,110)	(2,152,110)
Saldo al 31 de diciembre de 2013		<u>106,642,962</u>	<u>(544,087)</u>	<u>34,992,237</u>	<u>141,091,112</u>

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

Elektra Noreste, S.A.

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

Estado de flujos de efectivo

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

	Notas	2013	2012
Flujos de efectivo por las actividades de operación:			
Utilidad neta		35,733,272	35,277,829
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:			
Depreciación y amortización		19,263,763	16,885,962
Pérdida en descarte de activo fijo		582,235	776,053
Provisión de cuentas de dudoso cobro, neto de recuperación		1,816,188	983,173
Amortización de descuento en bonos por pagar		52,618	48,790
Amortización de costos de emisión de deuda		259,865	180,562
Provisión para prima de antigüedad, neto de aportes al fondo de cesantía		(16,258)	33,817
Impuesto sobre la renta diferido		1,597,503	(5,684,922)
Activo y pasivo regulatorio		(6,051,000)	18,237,446
Cambios en activos y pasivos de operación:			
Cuentas por cobrar		3,704,559	(19,637,451)
Inventario		274,058	(6,906,112)
Otros activos		(352,489)	522,354
Cuentas por pagar comerciales y otros pasivos		12,671,262	1,712,396
Subsidio de gobierno	14	4,069,994	-
Impuesto sobre la renta		(19,633,988)	14,408,474
Prima de antigüedad		(91,387)	(100,289)
Efectivo neto provisto por las actividades de operación		<u>53,880,195</u>	<u>56,738,082</u>
Flujos de efectivo por las actividades de inversión:			
Inversiones de capital		(54,432,575)	(45,821,743)
Producto de la venta de activo fijo		<u>116,459</u>	<u>308,691</u>
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión		<u>(54,316,116)</u>	<u>(45,513,052)</u>

(Continúa)

Elektra Noreste, S.A.

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

Estado de flujos de efectivo

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

	Notas	2013	2012
Flujos de efectivo por las actividades de financiamiento:			
Repago de la deuda a corto plazo		-	(10,000,000)
Fondos recibidos por emisión de deuda		-	80,000,000
Costo de emisión de deuda		(361,678)	(1,036,089)
Impuesto complementario acreditado	13	1,411,075	1,124,737
Impuesto complementario pagado	13	(2,152,110)	(506,016)
Dividendos pagados	13	<u>(35,276,880)</u>	<u>(42,432,437)</u>
Efectivo neto (utilizado) provisto en las actividades de financiamiento		<u>(36,379,593)</u>	<u>27,150,195</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo:			
(Disminución) aumento neto en el efectivo		(36,815,514)	38,375,225
Efectivo al inicio del año		<u>41,773,932</u>	<u>3,398,707</u>
Efectivo al final del año		<u><u>4,958,418</u></u>	<u><u>41,773,932</u></u>
Revelación suplementaria de flujos de efectivo:			
Efectivo pagado durante el año:			
Intereses, neto de montos capitalizados		<u>10,642,895</u>	<u>7,761,175</u>
Impuesto sobre la renta		<u>32,988,901</u>	<u>6,006,640</u>

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

(Concluye)

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

1. Naturaleza de las operaciones y base de presentación

Naturaleza del negocio

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 15, 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 Kuna 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.

Se delimita la zona de concesión inicial hasta el área geográfica correspondiente a 1,000 metros alrededor de las líneas eléctricas existentes de cualquier tensión, lo que anteriormente comprendía hasta los 500 metros. A partir del tercer año, se expande gradualmente cada dos años, 1,000 metros a partir de las líneas eléctricas existentes de cualquier tensión, hasta alcanzar los 5,000 metros. Con esta nueva condición la Compañía está obligada a incorporar en un término de 10 años todas las comunidades que se encuentren a menos de 5,000 metros de la red de distribución existente a la entrada en vigencia del presente contrato de concesión.

Bases de presentación

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

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

Los estados financieros están expresados en Balboas, unidad monetaria de la República de Panamá, en la cual la compañía está incorporada y opera. Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, y por los años terminados en esa fecha el Balboa se ha mantenido a la par del Dólar y es de libre circulación. La República de Panamá no emite papel moneda y utiliza el Dólar de los Estados Unidos de América como moneda de curso legal.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

2. 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:

2.1 Efectivo y equivalentes de efectivo

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

2.2 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.

2.3 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.

2.4 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 el balance general, neto de depreciación y amortización acumuladas.

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 cuándo es necesario realizar las pruebas de recuperación y estimar el flujo de efectivo descontado. Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, no se identificó deterioro de los activos de larga vida.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

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 el estado de resultado.

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:

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

2.5 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 y se presenta neto de la deuda a largo plazo en el balance general de la Compañía.

2.6 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 el estado de resultado.

En adición, la Compañía paga a Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. ("ETESA"), una Compañía 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, cuyo vencimiento era el 30 de junio de 2013, se encuentra en revisión por lo que se mantiene vigente hasta que ETESA y la ASEP determinen la nueva tarifa para los próximos cuatro años.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

2.7 Impuestos 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 el estado de resultado 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.

2.8 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 la 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.

2.9 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 18)

2.10 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 del balance general.

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., que actúa como fiduciario para asegurar el pasivo por fondo de cesantía. Este fondo se reporta en el balance general como "Fondo de Cesantía".

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

2.11 Partes relacionadas

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

2.12 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 el balance general de la Compañía al 31 de diciembre, se relacionan con lo siguiente:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>Nota</u>
Activo (pasivo) regulatorio	4,185,753	(1,865,247)	Ver nota 16
Impuesto sobre la renta diferido - (pasivo) activo	<u>(1,255,726)</u>	<u>559,574</u>	Ver nota 10
	<u>2,930,027</u>	<u>(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.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

2.13 Reconocimiento de ingresos

Venta de energía

La Compañía reconoce los ingresos por venta de energía, cuando la energía es entregada y consumida por los clientes. La Compañía factura a los clientes en base a la lectura de los medidores, la cual se realiza sobre una base sistemática a través del mes. La tarifa utilizada para facturar a los clientes incluye el componente de costo de energía y de distribución. El componente de costo de energía opera como un traspaso “pass-through” y considera la energía comprada y los cargos de transmisión; mientras que, el componente de distribución es fijado por la ASEP para permitir a las empresas distribuidoras el recuperar los costos de operación, los gastos de mantenimiento, administración y comercialización, depreciación, la pérdida estándar de energía y además, el obtener un retorno razonable de la inversión realizada. El componente de costo de energía es ajustado cada seis meses para reflejar las fluctuaciones en el costo de energía mientras que, los componentes de distribución son ajustados basados en el índice del precio al consumidor.

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 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 el estado de resultado.

2.14 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 los períodos reportados. 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 asociados con el deterioro de activos, pérdidas por contingencia, recuperación o reembolso del activo (pasivo) regulatorio e ingreso no facturado.

2.15 Intangible neto

Los intangibles de la Compañía consisten en: i) 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; ii) 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.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

3. 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.

4. 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 diciembre 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.

5. Nuevos pronunciamientos contables

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 adopción de esta norma no ha tenido un impacto en los estados financieros de la Compañía.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

En febrero de 2013, el FASB emitió la Actualización de Pronunciamiento Contable 2013-02 (ASU 2013-02) "Presentación de Montos Reclasificados de Otras Ganancias Integrales". Esta actualización requiere que las entidades presenten, ya sea en el estado de resultado o en las notas a los estados financieros, cantidades significativas que hayan sido reclasificadas de las otras ganancias integrales, pero sólo si es requerida por los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Estados Unidos (US GAAP), que el monto sea reclasificado completamente a la ganancia neta en el mismo período que se está reportando. Para los otros montos, que no es requerido su reclasificación bajo US GAAP, la entidad debe hacer referencia cruzada a otras revelaciones requeridas bajo las normas norteamericanas, para tener detalle adicional sobre dichas cifras. Esta actualización es efectiva, de manera prospectiva, 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. Es permitida la adopción anticipada. La adopción de esta norma no ha tenido un impacto en los estados financieros de la Compañía.

6. Cuentas por cobrar - clientes y otras, neto

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

	Diciembre 31, 2013	Diciembre 31, 2012
Clientes	68,552,619	55,921,774
Gobierno y entidades municipales (Nota 14)	18,766,254	10,327,149
	<u>87,318,873</u>	<u>66,248,923</u>
Energía suministrada no facturada	9,872,600	10,227,530
Subsidio del Gobierno (Nota 14)	-	24,904,524
Otras	3,063,529	2,283,281
	<u>100,255,002</u>	<u>103,664,258</u>
Provisión para cuentas de cobro dudoso	(11,627,441)	(9,515,951)
	<u>(11,627,441)</u>	<u>(9,515,951)</u>
Total	<u>88,627,561</u>	<u>94,148,307</u>

El total de la cuenta por cobrar - clientes para el 2012 incluye saldos adeudados por subsidios que otorga el Estado a los clientes a través del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) y del Fondo de Compensación Energética (FACE) por B/.5,075,438 y B/.19,829,086, respectivamente que se presentan en la Nota como Subsidio del Gobierno. El FET se le otorga a clientes con un consumo menor a los 500 KWh por mes y se otorgan también cuando el Gobierno acuerda subsidiar los ajustes tarifarios.

El 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 períodos 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 períodos 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.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

Para el primer semestre del 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 del 2012, neto de B/.7,322,402 en saldos créditos del Cargo por Variación de Combustible correspondientes al período entre julio a diciembre del 2012.

Al 31 de diciembre de 2013, la Compañía cargó contra la provisión para cuentas de cobro dudoso la suma de B/.54,642 (2012: B/.500,000) y recuperó saldos de cuentas previamente dadas de baja por la suma de B/.349,945 (2012: B/.330,203).

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

7. Propiedad, planta y equipo, neto

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, la propiedad, planta y equipo son los siguientes:

	2013	2012
Postes, torres y accesorios	96,731,866	91,689,107
Transformadores	56,314,376	51,563,186
Ductos y conductores subterráneos	84,595,817	71,116,800
Servicios de consumidores	32,349,097	31,754,881
Conductores aéreos y accesorios	42,755,924	34,165,114
Equipo de subestaciones	56,768,116	55,110,776
Medidores de consumidores	35,819,733	33,308,614
Edificios y mejoras	16,618,673	14,936,273
Equipo de alumbrado público	14,489,967	14,018,291
Equipo de transporte y comunicación	5,819,335	5,443,414
Mobiliario y equipo de oficina	8,132,178	9,526,663
Otros	7,688,299	6,565,646
	<u>458,083,381</u>	<u>419,198,765</u>
Menos: depreciación y amortización acumuladas	<u>(174,797,759)</u>	<u>(166,468,847)</u>
	283,285,622	252,729,918
Construcciones en proceso	48,992,803	46,107,863
Terrenos	<u>7,739,930</u>	<u>6,867,785</u>
Total	<u><u>340,018,355</u></u>	<u><u>305,705,566</u></u>

Al 31 de diciembre de 2013, la Compañía incurrió en pérdidas por la suma de B/.582,235 (2012: B/.776,053), producto de descartes de activos fijos. Estas pérdidas se presentan en el estado de resultado en el renglón de pérdida por descarte de activo fijo. Al 31 de diciembre de 2013, la Compañía capitalizó intereses por B/.1,349,555 (2012: B/.1,114,056). (Véase nota 17)

Al 31 de diciembre de 2013, el gasto de depreciación sobre la propiedad, planta y equipo fue de B/.17,819,399 (2012: B/.15,750,280).

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

8. Intangible, neto

Los activos intangibles que mantiene la Compañía comprenden intangibles de vida indefinida y de vidas finitas los cuales se amortizan sobre su vida útil estimada. El detalle de estos se presenta a continuación:

	2013	2012
Intangibles de vida finita:		
Costos de desarrollo y licencia	13,095,149	11,493,410
Amortización acumulada	<u>(6,473,075)</u>	<u>(5,038,460)</u>
	6,622,074	6,454,950
Intangibles de vida indefinida:		
Servidumbre	<u>1,037,573</u>	<u>1,047,368</u>
Intangible, neto	<u>7,659,647</u>	<u>7,502,318</u>

Al 31 de diciembre de 2013 el gasto de amortización para los intangibles fue de B/.1,444,364 (2012: B/.1,135,682).

A continuación la amortización de los activos intangibles para el período comprendido entre el 31 de diciembre de 2014 al 2018:

	2014	2015	2016	2017	2018
Amortización estimada	<u>1,853,983</u>	<u>967,972</u>	<u>704,408</u>	<u>515,647</u>	<u>450,508</u>

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

9. Cuentas por pagar

Generación y transmisión - Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, las cuentas por pagar a las compañías generadoras y de transmisión se detallan como sigue:

	2013	2012
Partes no relacionadas		
Inversiones y Desarrollo Balboa, S.A.	-	353,265
Panam Generating Ltd.	14,848,554	14,185,917
Pedregal Power Company	1,350,759	723,528
Térmica del Caribe, S.A.	6,289,429	5,795,229
Sistema de Generación, S.A.	3,726,458	3,591,372
Generadora del Atlántico, S.A.	4,507,660	2,822,808
Alternegy, S.A.	2,501,464	1,198,779
Bontex, S.A.	541,608	501,011
Otros	4,528,543	2,588,276
	<u>38,294,475</u>	<u>31,760,185</u>
Partes relacionadas		
AES Panamá, S.A.	4,784,677	7,787,849
Autoridad del Canal de Panamá	2,786,460	3,473,123
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A.	151,498	62,979
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.	550	7
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas Corp.	13,711,866	12,060,284
Empresa de Generación Eléctrica	1,258,658	-
ENEL Fortuna, S.A.	13,387,332	6,762,731
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	842,726	736,476
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.	1,928,938	1,700,930
	<u>38,852,705</u>	<u>32,584,379</u>
Total	<u>77,147,180</u>	<u>64,344,564</u>

Proveedores - Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, las cuentas por pagar a los proveedores se detallan como sigue:

	2013	2012
Contratos de construcción	373,716	228,990
Mantenimiento y reparación	5,310,058	6,301,937
Inventario y materiales	3,350,100	3,561,587
Servicios técnicos y profesionales	1,461,292	1,789,920
Otros	3,666,636	4,593,324
	<u>14,161,802</u>	<u>16,475,758</u>
Total	<u>14,161,802</u>	<u>16,475,758</u>

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

10. 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 años terminados en diciembre de 2013 y 2012 y el impuesto calculado usando la tasa promulgada estatutaria de impuesto de 30% para ingreso antes del impuesto sobre la renta reportado en los estados financieros es atribuible a lo siguiente:

	2013	2012
Impuesto sobre la renta:		
Cálculo a la tasa estatutaria	15,206,687	15,153,902
Disminución del impuesto sobre la renta debido a ingresos no gravables	(272,242)	(34,478)
Aumento en impuesto sobre la renta debido a gastos no deducibles	18,033	115,599
Ajuste al impuesto sobre la renta del año anterior	3,206	155
Total de impuesto sobre la renta	<u>14,955,684</u>	<u>15,235,178</u>

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

	2013	2012
Impuesto sobre la renta diferido activo corriente:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	936,687	649,149
Pasivo regulatorio (Nota 2)	-	559,574
Otras	525,603	310,697
Total de impuesto sobre la renta diferido activo	<u>1,462,290</u>	<u>1,519,420</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo corriente -		
Subsidio del gobierno	(404,400)	-
Activo regulatorio (Nota 2)	(1,255,726)	-
Total de impuesto sobre la renta diferido pasivo	<u>(1,660,126)</u>	<u>-</u>
Impuesto sobre la renta diferido (pasivo) activo corriente, neto	<u>(197,836)</u>	<u>1,519,420</u>
Impuesto sobre la renta diferido activo no corriente:		
Provisión para contingencias	38,892	23,582
Impuesto sobre la renta diferido pasivo, no corriente:		
Fondo de cesantía	(221,944)	(189,649)
Gasto de depreciación aplicable a períodos futuros	(2,246,226)	(2,382,964)
Impuesto sobre la renta diferido pasivo, no corriente, neto	<u>(2,429,278)</u>	<u>(2,549,031)</u>

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

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 2011 están sujetos a examen por las autoridades fiscales aunque actualmente no está programado o en proceso un examen fiscal. Los años anteriores al 2011 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 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.

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 ha estado utilizando este crédito fiscal en el transcurso de los años. La totalidad de este crédito ya ha sido utilizado.

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.

11. Depósitos de clientes

El movimiento de la cuenta de depósitos de clientes, se presenta a continuación:

	2013	2012
Saldo inicial	6,512,464	6,288,703
Depósitos recibidos de clientes	2,089,532	2,240,208
Intereses acumulados	143,325	128,752
Depósitos devueltos a los clientes	(1,903,973)	(2,023,348)
Intereses pagados	<u>(142,818)</u>	<u>(121,851)</u>
Saldo final	6,698,530	6,512,464
Porción circulante	<u>2,133,020</u>	<u>2,029,216</u>
Porción a largo plazo	<u>4,565,510</u>	<u>4,483,248</u>

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

12. Deuda

La Compañía mantiene contratos 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 con un valor total de líneas de crédito al 31 de diciembre de 2013 de B/.125,000,000 (2012: 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 4.125%. La Compañía utiliza estas facilidades de crédito según la necesidad de capital de trabajo u otras necesidades. Estas facilidades de crédito tienen 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.

Deuda a largo plazo

El saldo de la deuda a largo plazo se detalla a continuación:

	2013	2012
Documentos por pagar largo plazo:		
Bonos preferentes con vencimiento en 2021	100,000,000	100,000,000
Bonos corporativos con vencimiento en 2018	20,000,000	20,000,000
Bonos preferentes con vencimiento en 2027	80,000,000	80,000,000
Menos: Costo de emisión de deuda	(3,234,034)	(3,132,221)
Descuento en notas	(551,198)	(603,816)
	<u>196,214,768</u>	<u>196,263,963</u>

Bonos preferentes 2021

La Compañía tiene bonos por pagar según el Contrato de Emisión (“Senior Notes”) por un total de B/.100,000,000, los cuales presentan el saldo de B/.99,448,802, neto de B/.551,198 de descuento no amortizado al 31 de diciembre de 2013. Los bonos tienen un interés fijo de 7.6%, pagaderos semestralmente, con vencimiento en el 2021. El pago a capital se realiza al vencimiento. Los bonos no están garantizados y no están subordinados. La Compañía puede redimir los bonos, en parte o en su totalidad, en cualquier momento antes de su vencimiento siempre y cuando cumplan 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 incumplimiento 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 años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

Bonos corporativos 2018

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.

Bonos preferentes 2027

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 Bonos Preferentes (“Senior Notes”). Los bonos se pactaron con una tasa fija de 4.73% pagaderas 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 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 los bonos preferentes. 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 los bonos preferentes 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 Puente y el Acuerdo de Financiamiento. El pago del precio suscrito bajo la emisión de los bonos preferentes debe satisfacerse con la cancelación de las Notas Puente y las obligaciones de pago establecidas en el Acuerdo de Financiamiento sin ningún pago adicional por los compradores a la Compañía.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

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 permitir que el Índice de Endeudamiento Total a EBITDA de los que al momento sean los más recientemente transcurridos cuatro trimestres fiscales exceda un 3.50x. El Índice de Endeudamiento Total a EBITDA 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 a EBITDA 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 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 diciembre de 2013, la Compañía amortizó costos de emisión de deuda por la suma de B/.259,865 (2012: B/.180,653). Los costos de emisión están siendo amortizados utilizando el método de interés efectivo aplicado el período de la deuda.

13. Impuesto de dividendos y acciones en tesorería

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2013, se declararon dividendos por B/.35,276,880 (2012: B/.42,432,437).

Impuesto de dividendos

Los accionistas pagan un impuesto de dividendos del 10 por ciento (10%), el cual es retenido de los dividendos que reciben. Si no se distribuyen dividendos, o la distribución total es menor del cuarenta por ciento (40%) del ingreso neto gravable, un anticipo del impuesto sobre dividendos del cuatro por ciento sobre la ganancia neta, deberá ser pagado hasta llegado el momento de declarar dividendos sobre estas ganancias. Esta tasa de cuatro por ciento (4%) se le denomina “Impuesto Complementario” y es considerado un adelanto al impuesto de dividendos. El impuesto complementario pagado se registra y es presentado como una reducción del patrimonio de los accionistas o como un aumento cuando se acredita debido a la presentación de la declaración del impuesto de dividendos. Durante los períodos terminados el 31 de diciembre 2013, la Compañía realizó pagos del impuesto complementario por la suma de B/.2,152,110 (2012: B/.506,016), y se acreditó la suma de B/.1,411,075 (2012: B/.1,124,737) por adelanto en impuesto sobre dividendos.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

Acciones en tesorería

En 1998, como consecuencia del proceso de privatización de la industria de energía, ex empleados del “IRHE”, entidad propiedad del Estado, tuvieron la opción de compra, de una parte de las acciones comunes de la Compañía. En el evento de que los empleados deseen la venta de las acciones previamente adquiridas, la Compañía ya no está obligada a la recompra de dichas acciones.

14. Saldos y transacciones con partes relacionadas

En el curso normal del negocio, la Compañía compra electricidad de las generadoras y otras compañías de distribución, venden energía a instituciones gubernamentales y realiza pagos a la compañía de transmisión. Estas transacciones son hechas bajo términos y condiciones de los acuerdos de compra de energía y de tarifas de transmisión divulgados en las Notas 2 y 16. Un resumen de los saldos y transacciones derivadas de la compra y venta de energía con partes relacionadas se presentan a continuación:

	2013	2012
Balances		
Cuentas por cobrar (clientes) - Gobierno (Nota 6)	18,766,254	10,327,149
Cuentas por cobrar (subsidio del gobierno) (Nota 6)	-	24,904,524
Cuentas por pagar (subsidio del gobierno)	4,069,994	-
Cuentas por pagar (generación y transmisión) (Nota 9)	38,852,705	32,584,379
Transacciones		
Venta de energía	58,518,197	114,553,765
Compra de energía	198,629,505	195,237,639
Costos de transmisión	16,442,506	12,499,959

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

15. Otros ingresos

Otros ingresos están compuestos de lo siguiente:

	2013	2012
Cargos de conexión/reconexión	711,040	691,132
Alquiler de postes	3,698,018	3,669,293
Cargos de peaje	6,897,624	5,575,781
Otros ingresos	<u>488,968</u>	<u>399,423</u>
Total	<u>11,795,650</u>	<u>10,335,629</u>

16. Compra de energía y cargos de transmisión, neto

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

	2013	2012
Compra de energía	417,987,803	406,421,201
Cargos de transmisión	16,719,699	12,791,865
Variación activo (pasivo) regulatorio	<u>(6,051,000)</u>	<u>18,237,446</u>
Total de compra de energía y cargos de transmisión, neto	<u>428,656,502</u>	<u>437,450,512</u>

Actividad regulada

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 resultado. El importe acumulado por cobrar/pagar se presenta en la cuenta de activo (pasivo) regulatorio en el balance general 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.

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 diciembre de 2013 la cuenta de subsidio de gobierno refleja un saldo por pagar de B/.4,069,994 (2012: subsidio del gobierno por cobrar por B/.24,904,524, véase Nota 2).

Al 31 de diciembre de 2013, la Compañía tiene registrado en libros activos regulatorios por la suma de B/.4,185,753 (2012: pasivos regulatorios por B/.1,865,247), que se presentan como “Activo o pasivo regulatorio” en el balance general, 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 activo regulatorio incluye un saldo por cobrar de B/.875,308, acumulado durante el primer semestre del 2013 a ser recuperado en la facturación de los clientes en el ajuste de tarifa del primer semestre del 2014, y un saldo por cobrar de B/.3,310,445 acumulado durante el segundo semestre del 2013 a ser recuperado en la facturación de los clientes en el ajuste de tarifa del segundo semestre del 2014.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

17. Costo de intereses

La Compañía capitaliza la porción de costos de intereses de las construcciones en proceso. A continuación un resumen de los costos en intereses incurridos:

	2013	2012
Costos de intereses capitalizados (Nota 7)	1,349,555	1,114,056
Costos de intereses cargados a gastos	<u>11,062,254</u>	<u>8,282,478</u>
Total de costos de intereses incurrido	<u>12,411,809</u>	<u>9,396,534</u>

18. Compromisos y contingencias

Compromisos

Las reglas de compra para el mercado de contratos, establecidas mediante Resolución AN No. 991-Elec de 11 de julio de 2007 y sus modificaciones, establecen obligaciones mínimas de contratación a mediano y largo plazo tanto en potencia como en energía a las empresas distribuidoras. La potencia debe contratarse hasta cubrir la Demanda Máxima de Generación de la Compañía y la energía debe contratarse en función a la Energía Asociada Requerida. ETESA deberá realizar los llamados a los Actos de Concurrencia para suplir las necesidades de potencia y energía de los clientes finales de las empresas de distribución eléctrica y asegurar que con los llamados que gestione se dé cumplimiento a los niveles mínimos de contratación de las empresas de distribución eléctrica. La Compañía celebra de manera rutinaria contratos de compra que tienen diferentes requisitos de cantidad y duración como parte de su obligación de distribuir y vender electricidad a sus clientes regulados. La Compañía debe recuperar los costos relacionados con estas obligaciones en tarifas futuras a los clientes. Además, todos los contratos de suministro de energía suscritos por la Compañía son para cumplir con sus obligaciones de distribuir energía a los clientes.

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 95% a 99%, aproximadamente, del total de energía requerida a través de los contratos de compra de energía en el mercado de contratos. Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, la Compañía compró aproximadamente el 97%, 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 años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

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
2014	106,091,931
2015	99,954,590
2016	93,074,409
2017	125,333,223
En lo sucesivo	<u>1,530,583,280</u>
Total	<u><u>1,955,037,433</u></u>

Al 31 de diciembre de 2013 la Compañía realizó erogaciones por B/.95,793,151 (2012: B/.88,319,247), en contratos incondicionales a largo plazo, registrado bajo compra de energía y cargos de transmisión, neto en el estado de resultado.

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

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. En octubre 2013 se solicitó la extensión automática por tres años adicionales al contrato de arrendamiento, quedando su vencimiento en abril 2017. Al 31 de diciembre de 2013, los pagos mínimos de alquiler requeridos por este arrendamiento no revocable que inician o se mantienen por un período superior a un año son:

	Obligaciones de pago
2014	542,248
2015	558,515
2016	575,271
2017	<u>194,113</u>
Total	<u><u>1,870,147</u></u>

Al 31 de diciembre de 2013, el total de gastos de arrendamiento operativo fue de B/.1,829,835 (2012: B/.1,884,096).

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

Garantías

La Compañía ha otorgado garantías limitadas a las compañías generadoras con el propósito de proveer seguridad crediticia y cumplimiento de las obligaciones contraídas bajo los contratos de compra de energía. Estas garantías no son registradas en el balance general, debido a que la Compañía considera que está en disposición de cumplir con lo establecido en los contratos y que por lo tanto, no es probable que las garantías sean requeridas. Los montos garantizados están limitados en función de la capacidad de energía y consumo de energía asociada estimada para un mes, y han sido establecidos para un período de doce meses con renovaciones automáticas, siempre que el contrato de compra de energía esté vigente. El monto agregado de las garantías de cumplimiento asciende a la suma de B/.43,157,780. Además, la Compañía ha emitido una garantía a favor de la ASEP por la suma de B/.15,000,000 en cumplimiento de la Cláusula 53 del Contrato de Concesión.

La Compañía mantiene cartas de crédito por la suma de B/.3,887,597 a favor de ETESA, como garantía del pago de los costos de transmisión y compra de energía en el mercado ocasional.

Contrato de concesión

La Compañía tiene derecho exclusivo para instalar, poseer y operar una red de distribución de energía eléctrica y suministrar energía al consumidor final exceptuando los grandes consumidores, actualmente definidos como aquellos con demanda pico por sitio por encima de 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 Compañía. 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 al cronograma establecido por la ASEP, en junio de 2013, se llevó a cabo la precalificación de las empresas interesadas. El 9 de agosto de 2013 se verificó el acto de presentación de ofertas en el que PDG ganó la concesión por 15 años más. Dicho período de concesión comenzó el 22 de octubre de 2013.

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 y regulatorios ante varias Cortes, comisiones regulatorias y agencias gubernamentales. La Compañía reconoce una provisión cuando es probable que un pasivo se haya incurrido 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.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

Al 31 de diciembre de 2013, la Compañía tiene registrados en libros la suma de B/.129,640 (2012: B/.78,610), para cubrir posibles pérdidas que puedan darse producto de las reclamaciones de terceros. Estas reservas se presentan como “Provisión para Contingencias” en el balance general. 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 diciembre 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 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).

19. Valor razonable de los instrumentos financieros

Los valores razonables de los instrumentos financieros al 31 de diciembre de 2013 y 2012 están basados en la información disponible a la fecha del balance general. 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 para la deuda a largo plazo de tasa fija que incluye las emisiones de bonos preferentes por B/.100,000,000 y por B/.80,000,000 ha sido determinado con datos de entrada de nivel 1 que utiliza precios cotizados en mercados activos para pasivos idénticos a los que la Compañía puede acceder en la fecha de medición. 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 ha sido determinado con datos de entrada de nivel 3, utilizando 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.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En balboas)

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

	2013		2012	
	Monto acumulado	Valor razonable	Monto acumulado	Valor razonable
Deuda largo plazo	<u>200,000,000</u>	<u>208,389,236</u>	<u>200,000,000</u>	<u>222,867,014</u>

20. Eventos subsecuentes

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

La Compañía ha iniciado su proceso de conversión y evaluación de los ajustes e impactos financieros para la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera para lo cual se ha determinado el año 2013 como año de transición y para el 31 de diciembre de 2014 emitir su primer estado financiero de conformidad con estas normas.

21. Aprobación de los estados financieros

Los estados financieros fueron aprobados por la Junta Directiva y autorizados para su emisión el 21 de febrero de 2014.

* * * * *