

Elektra Noreste, S. A.

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

Estados Financieros

31 de diciembre de 2012 y 2011

Elektra Noreste, S. A.

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

Índice para los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

	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 - 37

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 el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2012, y el estado de resultados, estado de cambios en el patrimonio de los accionistas y estado de flujos de efectivo por los nueve 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 estos 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 diciembre de 2012, y su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los nueve 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, 28 de febrero de 2013

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

Balance General
31 de diciembre de 2012 y 2011

Activos	2012	2011	Pasivos y patrimonio de los accionistas	2012	2011
Activos circulantes			Pasivos circulantes		
Efectivo	B/. 41,773,932	B/. 3,398,707	Cuentas por pagar:		
Cuentas por cobrar:			Generación y transmisión (Nota 6 y 11)	B/. 64,344,564	B/. 65,059,080
Clientes y otros, neto (Nota 3 y 11)	94,148,307	75,494,029	Proveedores (Nota 6)	16,475,758	18,026,316
Activo regulatorio (Nota 2 y 13)	-	16,372,199	Contratos de construcción	12,835,758	9,994,230
Cuentas por cobrar, neto	94,148,307	91,866,228	Pasivo regulatorio (Nota 2 y 13)	1,865,247	-
Inventario	14,880,139	7,974,027	Impuesto sobre la renta por pagar	17,630,523	3,222,049
Impuesto sobre la renta diferido (Nota 7)	1,519,420	-	Impuesto sobre la renta diferido (Nota 7)	-	4,048,705
Otros activos circulantes	1,276,641	1,477,234	Depósitos de clientes (Nota 8)	2,029,216	1,564,343
			Retenciones de impuestos a empleados	641,189	358,346
Total de activos circulantes	153,598,439	104,716,196	Total de cuentas por pagar	115,822,255	102,273,069
Propiedad, planta y equipo, neto (Nota 4)	305,705,566	277,962,950	Deuda corto plazo (Nota 9 y 16)	-	10,000,000
Fondo de cesantía	2,126,939	1,814,687	Intereses por pagar sobre deuda	3,835,057	3,670,376
Depósitos de garantía	103,573	114,056	Gastos acumulados por pagar	2,811,259	2,234,307
Intangibles, neto (Nota 5)	7,502,318	7,393,897	Total de pasivos circulantes	122,468,571	118,177,752
Piezas y repuestos	517,303	932,733	Deuda a largo plazo (Nota 9 y 16)	196,263,963	117,070,700
Total de otros activos	10,250,133	10,255,373	Depósitos de clientes y otros pasivos:		
Total de activos	B/. 469,554,138	B/. 392,934,519	Impuesto sobre la renta diferido (Nota 7)	2,549,031	2,665,826
			Depósitos de clientes (Nota 8)	4,483,249	4,724,360
			Provisión para contingencias (Nota 15)	78,610	78,610
			Otros pasivos acumulados	2,334,959	2,305,629
			Total de pasivos	328,178,383	245,022,877
			Compromisos y contingencias (Nota 15)		
			Patrimonio de los accionistas:		
			Acciones comunes autorizadas y emitidas: 50,000,000		
			acciones sin valor nominal; 160,031 acciones en tesorería (Nota 10)	106,098,875	106,098,875
			Utilidades no distribuidas	35,276,880	41,812,767
			Total de patrimonio de los accionistas	141,375,755	147,911,642
			Total de pasivos y patrimonio de los accionistas	B/. 469,554,138	B/. 392,934,519

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 Resultados

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2012 y 2011

	Tres meses terminados el 31 de diciembre de		Doce meses terminados el 31 de diciembre de	
	2012	2011	2012	2011
Ingresos:				
Ventas de energía (Nota 11)	B/. 123,046,012	B/. 137,976,882	B/. 539,909,412	B/. 481,386,206
Otros ingresos (Nota 12)	2,708,228	2,446,021	10,335,629	9,633,127
Total de ingresos	125,754,240	140,422,903	550,245,041	491,019,333
Compra de energía y cargos de transmisión, neto (Nota 11 y 13)	97,588,745	114,704,383	437,450,512	388,824,985
Margen bruto en distribución	28,165,495	25,718,520	112,794,529	102,194,348
Gastos de operaciones:				
Salarios y otros costos relacionados con personal	2,242,939	2,194,852	8,884,992	8,688,835
Prima de antigüedad y cesantía	108,251	71,607	399,493	261,597
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto de recuperaciones	221,843	627,440	983,173	1,099,909
Reparación y mantenimiento	811,252	752,193	3,175,275	2,852,553
Servicios profesionales	3,850,443	3,305,353	14,520,558	13,687,758
Depreciación y amortización	3,714,916	4,663,021	16,885,962	16,182,172
Administrativos y otros	3,336,199	2,481,684	10,334,357	8,907,963
Pérdida en descarte de activo fijo (Nota 4)	466,249	245,594	776,053	85,002
Total de gastos de operaciones	14,752,092	14,341,744	55,959,863	51,765,789
Ganancias en operaciones	13,413,403	11,376,776	56,834,666	50,428,559
Otros ingresos (egresos):				
Otros ingresos	231,565	52,977	951,433	512,041
Intereses ganados	239,161	307,556	1,009,386	1,127,973
Gastos de intereses (Nota 14)	(1,908,294)	(2,202,534)	(8,282,478)	(8,586,409)
Total de otros egresos	(1,437,568)	(1,842,001)	(6,321,659)	(6,946,395)
Utilidad antes del impuesto sobre la renta	11,975,835	9,534,775	50,513,007	43,482,164
Impuesto sobre la renta (Nota 7)				
Corriente	7,060,657	7,510,360	20,920,100	7,505,910
Diferido (beneficio) gasto	(3,305,349)	(4,597,477)	(5,684,922)	5,545,699
Total de impuesto sobre la renta	3,755,308	2,912,883	15,235,178	13,051,609
Utilidad neta	B/. 8,220,527	B/. 6,621,892	B/. 35,277,829	B/. 30,430,555

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 2012 y 2011**

	Acciones Comunes	Acciones en Tesorería	Utilidades no Distribuidas	Total
Saldo al 1 de enero de 2011	B/. 106,642,962	B/. (544,087)	B/. 25,501,882	B/. 131,600,757
Utilidad neta	-	-	30,430,555	30,430,555
Dividendos pagados	-	-	(13,500,000)	(13,500,000)
Impuesto complementario acreditado	-	-	540,000	540,000
Impuesto complementario pagado	-	-	<u>(1,159,670)</u>	<u>(1,159,670)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2011	106,642,962	(544,087)	41,812,767	147,911,642
Utilidad neta	-	-	35,277,829	35,277,829
Dividendos pagados	-	-	(42,432,437)	(42,432,437)
Impuesto complementario acreditado	-	-	1,124,737	1,124,737
Impuesto complementario pagado	-	-	<u>(506,016)</u>	<u>(506,016)</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2012	<u>B/. 106,642,962</u>	<u>B/. (544,087)</u>	<u>B/. 35,276,880</u>	<u>B/. 141,375,755</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 años terminados el 31 de diciembre de 2012 y 2011**

	2012	2011
Flujos de efectivo por las actividades de operación:		
Utilidad neta	B/. 35,277,829	B/. 30,430,555
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación y amortización	16,885,962	16,182,172
Pérdida en descarte de activo fijo	776,053	85,002
Provisión de cuentas de dudoso cobro, neto de recuperación	983,173	1,099,909
Amortización de descuento en bonos por pagar	48,790	45,240
Amortización de costos de emisión de deuda	180,562	167,305
Provisión para prima de antigüedad, neto de aportes al fondo de cesantía	33,817	(2,176)
Impuesto sobre la renta diferido	(5,684,922)	5,545,698
Activo y pasivo regulatorio	18,237,446	(18,275,848)
Cambios en activos y pasivos de operación:		
Cuentas por cobrar	(19,637,451)	(18,425,559)
Inventario	(6,906,112)	(2,343,942)
Otros activos	522,355	(1,247,493)
Cuentas por pagar comerciales y otros pasivos	1,712,396	17,186,279
Impuesto sobre la renta	14,408,474	(6,998,995)
Prima de antigüedad	<u>(100,289)</u>	<u>(59,953)</u>
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	<u>56,738,083</u>	<u>23,388,194</u>
Flujos de efectivo por las actividades de inversión:		
Inversiones de capital	(45,821,743)	(38,317,453)
Producto de la venta de activo fijo	<u>308,691</u>	<u>463,137</u>
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	<u>(45,513,052)</u>	<u>(37,854,316)</u>

(Continúa)

Elektra Noreste, S.A.

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

Estados de Flujos de Efectivo**Por los años terminados el 31 de diciembre de 2012 y 2011**

	2012	2011
Flujos de efectivo por las actividades de financiamiento:		
Procede de la deuda a corto plazo	B/. (10,000,000)	B/. 10,000,000
Procede de la deuda a largo plazo	80,000,000	-
Costo de Emision de deuda	(1,036,089)	-
Impuesto complementario acreditado	1,124,737	540,000
Impuesto complementario pagado	(506,016)	(1,159,670)
Dividendos pagados	<u>(42,432,437)</u>	<u>(13,500,000)</u>
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento	<u>27,150,194</u>	<u>(4,119,670)</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo:		
Aumento (disminución) neto en el efectivo	38,375,225	(18,585,792)
Efectivo al inicio del año	<u>3,398,707</u>	<u>21,984,499</u>
Efectivo al final del año	<u>B/. 41,773,932</u>	<u>B/. 3,398,707</u>
Revelación suplementaria de flujos de efectivo:		
Efectivo pagado durante el año:		
Intereses, neto de montos capitalizados	<u>B/. 7,761,175</u>	<u>B/. 8,227,579</u>
Impuesto sobre la renta	<u>B/. 6,006,640</u>	<u>B/. 14,504,905</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 31 de diciembre de 2012 y 2011

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 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 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.

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2012 y 2011

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 de 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

31 de diciembre de 2012 y 2011

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 diciembre de 2012 y 2011, 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 años
Conductores aéreos y accesorios	25 años
Equipos de subestaciones	30 años
Medidores de consumidores	20 a 30 años
Edificios y mejoras	35 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

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

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 Gobierno Panameño, una tarifa regulada por la conexión y uso del sistema de transmisión. ETESA es responsable de expandir y mejorar el sistema de transmisión, para cumplir con los requerimientos de crecimiento de la demanda y estabilidad del sistema. La tarifa actual de transmisión está vigente hasta el 30 de junio de 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.

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2012 y 2011

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 15)

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 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.

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

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:

	2012	2011
Activo regulatorio (Nota 13)	B/. -	B/. 16,372,199
Pasivo regulatorio (Nota 13)	(1,865,247)	-
Impuesto sobre la renta diferido - activo (pasivo) (Nota 7)	<u>559,574</u>	<u>(4,911,659)</u>
	<u>B/. (1,305,673)</u>	<u>B/. 11,460,540</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 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.

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

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 aun 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.

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

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 diciembre de 2012 y 2011, 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
31 de diciembre de 2012 y 2011**

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.

Reclasificaciones

Algunas partidas en los estados financieros, por el año terminado el 31 de diciembre de 2011, han sido reclasificadas para que se presenten a conformidad con los estados financieros terminados el 31 de diciembre de 2012, las cuales se detallan a continuación:

Las servidumbres por un monto de B/.1,047,368 al 31 de diciembre de 2011 se presentaban anteriormente como parte de la propiedad, planta y equipo. La Compañía ha realizado la reclasificación de este saldo para presentarlo como parte de la cuenta intangible, neto.

Los costos de emisión de deuda se reclasifican para presentarlos neto de la deuda a largo plazo conforme a lo requerido por los principios contables.



Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

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

Reclasificaciones (continuación)

Se reclasifican en el balance general el monto de B/.7,035,152 correspondiente al activo regulatorio producto de su recuperación a través del Fondo de Estabilización Tarifaria, para presentarse como parte de las cuentas por cobrar – clientes y otras neto, de acuerdo a la Resolución de la ASEP No.5025-Elec de diciembre 2011, y cuyo pago se definió hasta el 5 de enero de 2012. Esta recuperación del activo regulatorio también genera una reclasificación en el estado de resultado, incrementando el rubro de venta de energía; con su consecuente incremento en los costos de compra de energía y cargos de transmisión, neto. Ambas reclasificaciones en los ingresos y costos de compra de energía y cargos de transmisión modifican la presentación en los estados de resultados sin tener un impacto en la utilidad neta reportada del período terminado el 31 de diciembre de 2011. También se recoge en los balances generales y estados de resultados la reclasificación en el impuesto sobre la renta por el monto de B/.2,110,546 derivada de la reclasificación mencionada previamente.

3. Cuentas por Cobrar - Clientes y Otras, Neto

Al 31 de diciembre 2012 y 2011 las cuentas por cobrar – clientes y otras, se presentan a continuación:

	2012	2011
Cientes	B/. 55,921,774	B/. 46,757,251
Gobierno y entidades municipales (Nota 11)	<u>10,327,149</u>	<u>8,539,087</u>
	66,248,923	55,296,338
Energía suministrada no facturada	10,227,530	8,914,850
Subsidio del Gobierno (Nota 11)	24,904,524	17,789,960
Otras	<u>2,283,281</u>	<u>2,315,534</u>
	103,664,258	84,316,682
Provisión para cuentas de cobro dudoso	<u>(9,515,951)</u>	<u>(8,822,653)</u>
	<u>B/. 94,148,307</u>	<u>B/. 75,494,029</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) 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 para el año 2012. Para el año 2011 el saldo de Subsidio del Gobierno mantenía B/.17,789,960 en concepto de subsidios otorgados por el Estado a los clientes a través del FET. 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.

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

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

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 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 el 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 correspondientes al período entre julio a diciembre de 2012.

Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía cargó contra la provisión para cuentas de cobro dudoso la suma de B/.500,000 (2011: B/.1,011,808) y recuperó saldos de cuentas previamente dadas de baja por la suma de B/.330,203 (2011: B/.325,661).

Elektra Noreste, S. A.

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

**Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011****4. Propiedad, Planta y Equipo, Neto**

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, la propiedad, planta y equipo son los siguientes:

	2012	2011
Postes, torres y accesorios	B/. 91,689,107	B/. 94,771,345
Transformadores	51,563,186	50,714,190
Ductos y conductores subterráneos	71,116,800	67,628,880
Servicios de consumidores	31,754,881	31,408,959
Conductores aéreos y accesorios	34,165,114	31,143,477
Equipo de subestaciones	55,110,776	54,535,696
Medidores de consumidores	33,308,614	29,476,864
Edificios y mejoras	14,936,273	14,383,755
Equipo de alumbrado público	14,018,291	13,661,578
Equipo de transporte y comunicación	5,443,414	7,150,288
Mobiliario y equipo de oficina	9,526,663	10,599,814
Otros	<u>6,565,646</u>	<u>5,260,494</u>
	419,198,765	410,735,340
Menos: Depreciación y amortización acumuladas	<u>(166,468,847)</u>	<u>(164,326,684)</u>
	252,729,918	246,408,656
Construcciones en proceso	46,107,863	26,851,345
Terrenos	<u>6,867,785</u>	<u>4,702,949</u>
	<u>B/. 305,705,566</u>	<u>B/. 277,962,950</u>

Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía incurrió en pérdidas por la suma de B/.776,053 (2011: B/.85,002), producto de descartes de activos fijos. Estas pérdidas se presentan en los estados de resultados en el renglón de pérdida por descarte de activo fijo. Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía capitalizó intereses por B/.1,114,056 (2011: B/.214,237). (Véase Nota 14)

Al 31 de diciembre de 2012, el gasto de depreciación sobre la propiedad, planta y equipo fue de B/.15,750,280 (2011: B/.15,480,632).

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

5. 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:

	2012	2011
Intangibles de Vida Finita		
Costos de desarrollo y licencia	B/. 11,493,410	B/. 10,531,857
Amortización acumulada	<u>(5,038,460)</u>	<u>(4,185,328)</u>
	6,454,950	6,346,529
Intangible de Vida Indefinida		
Servidumbre	<u>1,047,368</u>	<u>1,047,368</u>
Intangible, neto	<u>B/. 7,502,318</u>	<u>B/. 7,393,897</u>

Al 31 de diciembre de 2012 el gasto de amortización para los intangibles fue de B/.1,135,682 (2011: B/.701,540).

A continuación la amortización de los activos intangibles para el período comprendido entre el 31 de diciembre de 2013 al 2017:

	2013	2014	2015	2016	2017
Amortización estimada	<u>B/. 834,065</u>	<u>B/. 834,065</u>	<u>B/. 833,237</u>	<u>B/.746,976</u>	<u>B/.604,105</u>

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

6. Cuentas por Pagar

Generación y Transmisión

Las cuentas por pagar a las compañías generadoras y de transmisión se detallan como sigue:

	2012	2011
Partes no relacionadas		
Inversiones y Desarrollo Balboa, S. A.	B/. 353,265	B/. 5,714,049
Panam Generating Ltd.	14,185,917	14,264,131
Pedregal Power Company	723,528	721,867
Térmica del Caribe, S. A.	5,795,229	4,634,637
Sistema de Generación, S. A.	3,591,372	3,248,063
Generadora del Atlántico, S. A.	2,822,808	47,441
Alternegy, S. A.	1,198,779	8,806
Bontex, S. A.	501,011	219
Otros	<u>2,588,276</u>	<u>1,814,097</u>
	31,760,185	30,453,310
Partes relacionadas		
AES Panamá, S. A.	7,787,849	3,593,339
Autoridad del Canal de Panamá	3,473,123	9,069,678
Empresa de Distribución Eléctrica		
Metro Oeste, S. A.	62,979	13,296
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.	7	-
Empresa de Generación Eléctrica Bahía		
Las Minas Corp.	12,060,284	12,460,884
ENEL Fortuna, S. A.	6,762,731	7,104,378
Energía y Servicios de Panamá, S. A.	736,476	776,953
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A.	<u>1,700,930</u>	<u>1,587,242</u>
	<u>32,584,379</u>	<u>34,605,770</u>
	<u>B/. 64,344,564</u>	<u>B/. 65,059,080</u>

Proveedores - Las cuentas por pagar a los proveedores se detallan como sigue:

	2012	2011
Mantenimiento, reparación y contratos de construcción	B/. 6,530,927	B/. 6,575,770
Inventario y materiales	3,561,587	5,051,439
Servicios técnicos y profesionales	1,789,920	1,063,703
Adquisición de equipos	745,461	2,541,670
Otros	<u>3,847,863</u>	<u>2,793,734</u>
	<u>B/. 16,475,758</u>	<u>B/. 18,026,316</u>

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

7. 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 diciembre de 2012 y 2011 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:

	2012	2011
Impuesto sobre la renta		
Cálculo a la tasa estatutaria	B/. 15,153,902	B/. 13,044,649
Disminución del impuesto sobre la renta debido a ingresos no gravables	(34,478)	(34,728)
Aumento en impuesto sobre la renta debido a gastos no deducibles	<u>115,754</u>	<u>41,688</u>
Total de impuesto sobre la renta	<u>B/. 15,235,178</u>	<u>B/. 13,051,609</u>

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

	2012	2011
Impuesto sobre la renta diferido activo corriente:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	B/. 649,149	B/. 580,032
Pasivo regulatorio (Nota 2)	559,574	-
Otras	<u>310,697</u>	<u>282,922</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido activo	1,519,420	862,954
Impuesto sobre la renta diferido pasivo corriente – Activo regulatorio (Nota 2)	<u>-</u>	<u>(4,911,659)</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido activo (pasivo) corriente, neto	<u>B/. 1,519,420</u>	<u>B/. (4,048,705)</u>

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

7. Impuesto sobre la Renta (Continuación)

	2012	2011
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	(189,649)	(169,707)
Gasto de depreciación	<u>(2,382,964)</u>	<u>(2,519,701)</u>
Impuesto sobre la renta diferido pasivo, no corriente, neto	<u>B/. (2,549,031)</u>	<u>B/. (2,665,826)</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 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.



Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

7. 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.

8. Depósitos de Clientes

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

	2012	2011
Saldo inicial	B/. 6,288,703	B/. 6,692,323
Depósitos recibidos de clientes	2,240,209	2,161,381
Intereses acumulados	128,752	128,068
Depósitos devueltos a los clientes	(2,023,348)	(2,539,488)
Intereses pagados	<u>(121,851)</u>	<u>(153,581)</u>
Saldo final	6,512,465	6,288,703
Porción circulante	<u>(2,029,216)</u>	<u>(1,564,343)</u>
Porción a largo plazo	<u>B/. 4,483,249</u>	<u>B/. 4,724,360</u>



Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

9. Deuda

Deuda a corto plazo

Las obligaciones por facilidades crediticias se detallan a continuación:

	2012	2011
Facilidades crediticias a corto plazo		
HSBC Bank (Panamá), S. A.	<u>B/. -</u>	<u>B/. 10,000,000</u>

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 2012 de B/.135,500,000 (2011: B/.100,000,000), 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.

Deuda a largo plazo

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, el saldo de la deuda a largo plazo se detalla a continuación:

	2012	2011
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 Puente (Bridge Notes)	80,000,000	-
Menos: Costo de emisión de deuda	(3,132,221)	(2,276,694)
Descuento en Notas	<u>(603,816)</u>	<u>(652,606)</u>
Deuda a largo plazo	<u>B/. 196,263,963</u>	<u>B/.117,070,700</u>

**Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011**

9. Deuda (Continuación)

Notas Senior

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/.99,396,184, neto de B/.603,816 de descuento no amortizado al 31 de diciembre de 2012. Las notas tienen un interés fijo de 7.6%, pagaderos semestralmente, con vencimiento en el 2021. El pago a capital se realiza al vencimiento. Las notas no están garantizadas y no están subordinadas. La Compañía puede redimir las notas, 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.

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 a los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

9. Deuda (Continuación)

Notas Puente

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 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 Puente 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 Puente y las obligaciones de pago establecidas en el Acuerdo de Financiamiento sin ningún pago adicional por los compradores a la Compañía. Dado que al 31 de diciembre de 2012 la Compañía aún mantiene la obligación de B/.80,000,000 en Notas Puentes y considerando que la intención inicial de los Acuerdos firmados por la Administración de la Compañía es la de obtener financiamiento a largo plazo, esta obligación se presenta en el balance general consolidado de la Compañía como parte de su deuda a largo plazo.

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.

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

9. Deuda (Continuación)

Notas Puente (continuación)

- 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 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 2012 la Compañía amortizó costos de emisión de deuda por la suma de B/.180,653 (2011: B/.167,305). Los costos de emisión están siendo amortizados utilizando el método de interés efectivo aplicado sobre el período de la deuda.



Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

10. Impuesto de Dividendos y Acciones en Tesorería

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2012, se declararon dividendos por B/.42,432,437 (2011: B/.13,500,000).

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 periodos terminados el 31 de diciembre 2012, la Compañía realizó pagos del impuesto complementario por la suma de B/.506,016 (2011: B/.1,159,670), y se acreditó la suma de B/.1,124,737 (2011: B/.540,000) por adelanto en impuesto a la renta sobre dividendos.

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.

11. 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:

	2012	2011
Balances		
Cuentas por cobrar (clientes) – Gobierno (Nota 3)	B/. 10,327,149	B/. 8,539,087
Cuentas por cobrar Subsidio del Gobierno (Nota 3)	24,904,524	17,789,960
Cuentas por pagar (generación y transmisión) (Nota 6)	32,584,379	34,605,770
Transacciones		
Ingresos	115,612,873	81,104,538
Compra de energía	195,237,639	197,492,883
Costos de transmisión	12,499,959	12,492,844

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

12. Otros Ingresos

Otros ingresos están compuestos de lo siguiente:

	Tres meses terminados el 31 de diciembre de		Doce meses terminados el 31 de diciembre de	
	2012	2011	2012	2011
Cargos de conexión/reconexión	B/. 161,859	B/. 164,345	B/. 691,132	B/. 679,916
Alquiler de postes	923,312	912,000	3,669,293	3,597,469
Cargos de peaje	1,541,700	1,228,041	5,575,781	4,794,200
Otros ingresos	81,357	141,634	399,423	561,542
	<u>B/. 2,708,228</u>	<u>B/. 2,446,020</u>	<u>B/. 10,335,629</u>	<u>B/. 9,633,127</u>

13. 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		Doce meses terminados el 31 de diciembre de	
	2012	2011	2012	2011
Compra de energía	B/.99,022,022	B/.96,885,994	B/.406,421,201	B/.394,323,549
Cargos de transmisión	3,507,277	3,237,238	12,791,865	12,777,284
Activo (pasivo)regulatorio	<u>2,094,598</u>	<u>14,581,152</u>	<u>18,237,446</u>	<u>-18,275,848</u>
Total de compra de energía y cargos de transmisión, neto	<u>B/.104,623,897</u>	<u>B/.114,704,384</u>	<u>B/.437,450,512</u>	<u>B/.388,824,985</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.

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 2012 la cuenta por cobrar del subsidio fue por B/.24,904,524 (2011: B/.17,789,960) (véase Nota 3).

Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía tiene registrado en libros pasivos regulatorios por la suma de B/.1,865,247 (2011: activos regulatorios por B/.16,372,199), que se presentan como "Activo o pasivo regulatorio" en los balances generales, como

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

13. Compra de Energía y Cargos de Transmisión, Neto

Activo (Pasivo) Regulatorio (Continuación)

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/.1,118,978, 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/.746,269 acumulados durante el segundo semestre de 2012 a ser devueltos a los clientes en el ajuste de tarifa del segundo semestre del 2013.

14. 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:

	2012	2011
Costos de intereses capitalizados (Nota 4)	B/. 1,114,056	B/. 214,237
Costos de intereses cargados a gastos	<u>8,282,478</u>	<u>8,586,409</u>
Total de costos de intereses incurridos	<u>B/. 9,396,534</u>	<u>B/. 8,800,646</u>



Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

15. Compromisos y Contingencias

Compromisos

Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía había firmado los contratos de energía asociada requerida y los términos de compras de capacidad a largo plazo con las siguientes compañías generadoras:

<u>Compañía</u>	<u>MW</u>	<u>Inicia</u>	<u>Termina</u>
Sistema de Generación, S. A.	Según demanda	Julio 01, 2010	Junio 30, 2020
AES Panamá - Estí	48.72	Noviembre 20, 2003	Noviembre 20, 2013
Termica del Caribe	2.85	Marzo 01, 2009	Junio 30, 2014
Generadora del Atlantico	16.22	Junio 01, 2009	Abril 30, 2015
Energía y Servicios de Panamá, S. A.	0.96	Julio 01, 2009	Junio 30, 2014
Bahía Las Minas	108	Enero 01, 2010	Diciembre 31, 2018
Panam Generating	20	Enero 01, 2010	Diciembre 31, 2019
Paso Ancho Hidro-Power	4	Octubre 05, 2010	Octubre 04, 2018
Semper Group	22.5	Enero 01, 2011	Diciembre 31, 2018
Panam Generating	60	Enero 01, 2011	Diciembre 31, 2020
AES Panamá	23	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2021
Energía y Servicios de Panamá, S. A.	1.49; 1.15; 9.31	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Empresa de Generación Eléctrica Fortuna	1.2; 0.92; 7.5	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Generadora del Atlantico	0.5; 0.38; 3.12	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Autoridad del Canal de Panamá	3.6; 2.77; 22.5	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Empresa de Generación Eléctrica Fortuna	120	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2018
Empresa de Generación Eléctrica Fortuna	8.05	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
AES Panamá	9.43	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
Hidro Caisan	5.09	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
Electron Investment	10.35	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
Alternegy, S. A.	18.4	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
Bontex, S. A.	4.6	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2022
Bahía Las Minas	108	Enero 01, 2019	Diciembre 31, 2023
Generadora Pedregalito, S. A.	0.9	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Caldera Energy Corp.	0.65	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Generadora Río Chico, S. A.	0.46	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Generadora Alto Valle	0.4	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Generadora Hidro Piedra	0.16	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Electrogeneradora Istmo	0.15	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Empresa de Generación Eléctrica Fortuna	7.87	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Consortio Tabasará	3.17	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Hidroecológica Teribe	2.67	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
MIFTA Power	2.67	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

15. Compromisos y Contingencias (Continuación)

Compromisos (continuación)

<u>Compañía</u>	<u>MW</u>	<u>Inicia</u>	<u>Termina</u>
Energía y Servicios de Panamá, S. A.	1.46	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Generadora Pedregalito, S. A.	1.05	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Caldera Energy Corp.	0.8	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Generadora Río Chico, S. A.	0.64	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Generadora Alto Valle	0.61	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Desarrollo Hidroeléctrico Corp.	0.51	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Hidroeléctrica San Lorenzo	0.36	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Electrogeneradora Istmo	0.33	Enero 02, 2015	Enero 01, 2029
Hidro Ibérica	0.4	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Empresa de Generación Eléctrica Fortuna	18.37	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Hidro Boqueron, S. A.	0.27	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Pedregal Power Co.	4.64	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Empresa de Generación Eléctrica, S. A.	0.3	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Autoridad del Canal de Panamá	4.45	Enero 01, 2012	Diciembre 31, 2014
Hidroecológica Teribe (Pot. Equivalente)	0.54	Julio 01, 2014	Junio 30, 2024
Paso Ancho Hidro-Power (Pot. Equivalente)	0.24	Julio 01, 2014	Junio 30, 2024
Termica del Caribe	6	Abril 01, 2012	Abril 01, 2015
Empresa de Generación Eléctrica Fortuna	12	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2014
Generadora del Atlantico	12	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2014
Hidro Piedra	0.62	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Hidro Panamá, S.A.	0.11	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Hidroecológica del Teribe, S.A.	1.71	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Ideal Panamá, S.A.	4.45	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Isthmus Hydropower Corp.	0.54	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Las Perlas Norte, S.A.	0.53	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Las Perlas Norte, S.A	0.53	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Café de Eleta, S.A.	0.01	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Enel Fortuna, S.A.	7.78	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Generadora del Atlántico, S.A.	16.21	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Autoridad del Canal de Panamá	3.99	Enero 01, 2013	Diciembre 31, 2015
Hydro Caisan, S.A. (Pot equivalente)	2.88	Julio 01, 2012	Diciembre 31, 2015
Caldera Energy Corp. (Pot equivalente)	1.36	Julio 01, 2012	Diciembre 31, 2015
Electrogeneradora del Istmo, S.A. (Pot equi	0.38	Julio 01, 2012	Diciembre 31, 2015
Generadora Pedregalito, S.A. (Pot equival.)	1.16	Julio 01, 2012	Diciembre 31, 2015
Generadora Río Chico, S.A. (Pot equival.)	0.76	Julio 01, 2012	Diciembre 31, 2015

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

15. Compromisos y Contingencias (Continuación)

Compromisos (continuación)

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 diciembre de 2012 y 2011, 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.

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/. 96,316,027
2014	93,491,178
2015	83,527,162
2016	83,359,337
En lo sucesivo	<u>454,894,067</u>
	<u>B/.811.587.771</u>

Al 31 de diciembre de 2012 la Compañía realizó erogaciones por B/.88,319,247 (2011: B/.92,042,791), en contratos incondicionales a largo plazo, registrado bajo Compra de energía y cargos de transmisión, neto en los estados de resultados.

Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011

15. Compromisos y Contingencias (Continuación)

Compromisos (continuación)

La Compañía y el Sindicato 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 diciembre de 2012, 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/. 527,748
2014	<u>177,641</u>
	<u>B/. 705,389</u>

Al 31 de diciembre de 2012, el total de gastos de arrendamiento operativo fue de B/.1,884,096 (2011: B/.1,813,709).

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/.35,710,729. 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.

**Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011**

15. Compromisos y Contingencias (Continuación)

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.

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.

**Notas a los Estados Financieros
31 de diciembre de 2012 y 2011**

15. Compromisos y Contingencias (Continuación)

Contingencias (continuación)

Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía tiene registrados en libros la suma de B/.78,610 (2011: 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 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 diciembre de 2012 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).

Elektra Noreste, S. A.

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

Notas a los Estados Financieros 31 de diciembre de 2012 y 2011

16. Valor Razonable de los Instrumentos Financieros

Los valores razonables de los instrumentos financieros al 31 de diciembre de 2012 y 2011 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 la deuda a largo plazo de tasa fija para la emisión de Bonos "Senior" por B/.100,000,000 han sido determinados 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.

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

	2012		2011	
	Monto Acumulado	Valor Razonable	Monto Acumulado	Valor Razonable
Deuda largo plazo	<u>B/. 199,396,184</u>	<u>B/. 224,383,077</u>	<u>B/. 119,347,394</u>	<u>B/. 137,827,322</u>

17. 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, excepto a las que se incluyen en las Notas 3 y 9.

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.