REPUBLICA DE PANAMA
COMISION NACIONAL DE VALORES

ACUERDO 18-00
(De 11 de octubre de 2000)
Modificado por el Acuerdo No.8-2004 de 20 de diciembre de 2004

ANEXO No. 2

FORMULARIO IN-T
INFORME DE ACTUALIZACION
TRIMESTRAL

Trimestre terminado el 31 de diciembre de 2013

PRESENTADO SEGÚN EL DECRETO LEY 1 DE 8 DE JULIO DE 1999 Y EL ACUERDO No 18-00 DE 11 DE OCTUBRE DEL 2000.

INSTRUCCIONES GENERALES A LOS FORMULARIOS IN-A e IN-T:

A. Aplicabilidad

Estos formularios deben ser utilizados por todos los emisores de valores registrados ante la CNV, de conformidad con lo que dispone el Acuerdo No. 18–00 de 11 de octubre del 2000 (con independencia de si el registro es por oferta pública o los otros registros obligatorios). Los Informes de Actualización serán exigibles a partir del 1 de enero del año 2001. En tal virtud, los emisores con cierres fiscales a diciembre, deberán presentar su Informe Anual conforme las reglas que se prescriben en el referido Acuerdo. De igual forma, todos los informes interinos de emisores con cierres fiscales especiales (marzo, junio, noviembre y otros), que se deban recibir desde el 1 de enero del 2001 en adelante, tendrán que presentarse según dispone el Acuerdo No. 18–00. No obstante, los emisores podrán opcionalmente presentarlos a la Comisión antes de dicha fecha.

B. Preparación de los Informes de Actualización

Este no es un formulario para llenar espacios en blanco. Es únicamente una guía del orden en que debe presentarse la información. La CNV pone a su disposición el Archivo en procesador de palabras, siempre que el interesado suministre un disco de 3 ½. En el futuro, el formulario podrá ser descargado desde la página en *Internet* de la CNV.

Si alguna información requerida no le es aplicable al emisor, por sus características, la naturaleza de su negocio o por cualquier otra razón, deberá consignarse expresamente tal circunstancia y las razones por las cuales no le aplica. En dos secciones de este Acuerdo se hace expresa referencia al Acuerdo No. 6-00 de 19 de mayo del 2000 (modificado por el Acuerdo No. 15-00 de 28 de agosto del 2000), sobre Registro de Valores. Es responsabilidad del emisor revisar dichas referencias.

El Informe de Actualización deberá presentarse en un original y una copia completa, incluyendo los anexos.

Una copia completa del Informe de Actualización deberá ser presentada a la Bolsa de Valores en que se encuentre listados los valores del emisor.

La información financiera deberá ser preparada de conformidad con lo establecido por los Acuerdos No. 2-00 de 28 de febrero del 2000 y No. 8-00 de 22 de mayo del 2000. Cuando durante los periodos contables que se reportan se hubiesen suscitado cambios en las políticas de contabilidad, adquisiciones o alguna forma de combinación mercantil que afecten la comparabilidad de las cifras presentadas, el emisor deberá hacer clara referencia a tales cambios y sus impactos en las cifras.

De requerir alguna aclaración adicional, puede contactar a los funcionarios de la Dirección Nacional de Registro de Valores, al teléfono 265-2514.

RAZÓN SOCIAL DEL EMISOR: AES Changuinola, S.A.

VALORES QUE HA REGISTRADO: Bonos Corporativos por la suma de $470,000,000 divididos en tres (3) Series: Serie A hasta US$200,000,000 a una tasa fija de 6.25%; Serie B hasta US$220,000.00 a una tasa fija de 6.75%; Serie C hasta US$50,000,000. Serie A y B con vencimientos en 10 años (25 de noviembre de 2023) y para la Serie C el plazo será determinado por el Emisor según sus necesidades y las condiciones de mercado existentes y el mismo será comunicado a la Superintendencia de Mercado de Valores y la Bolsa de Valores de Panamá mediante un suplemento Informativo que será presentado con por lo menos cinco (5) días hábiles antes de la fecha de emisión y negociación por la Bolsa de Valores de dicha Serie.

NÚMEROS DE TELÉFONO Y FAX DEL EMISOR: (507) 206-2600 Tel.- (507) 206-2612 fax

DIRECCIÓN DEL EMISOR: Costa del Este, Paseo Roberto Motta, Edificio Business Park V (Edificio Bladex), piso No. 11; apartado postal 0816-01990 Panamá, República de Panamá.

DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO: leopoldo.perez@aes.com

I PARTE

AES Changuinola, S. A., (La Compañía) antes Hydro Teribe, S.A., fue constituida el 21 de noviembre de 2001 y desde diciembre 2006, era subsidiaria de AES Bocas del Toro Hydro, S. A. en un 83.35%. En octubre 2010 AES Bocas del Toro Hydro, S.A. ejerce la opción que le daba el derecho de adquirir el 16.65% que estaba en manos de los accionistas minoritarios, pasando de esta manera a ser 100% propietaria de AES Changuinola, S.A. AES Bocas del Toro Hydro, S.A. es a su vez subsidiaria en un 100% de AES Panamá Hydro Holding Ltd., que a su vez es subsidiaria en un 100% de The AES Corporation (la Corporación), compañía global de energía, con sede en Arlington, Virginia (Estados Unidos).

El 25 de septiembre de 2013 la Junta Directiva de AES Changuinola aprobó la capitalización de la deuda que mantenía con su afiliada AES Panamá, S.A. por la suma total de $63,227 derivada del contrato de suministro de energía que ambas compañías mantienen. Producto de esta transacción, el 25 de noviembre de 2013, se cancela el certificado accionario No.12 a favor de AES Bocas del Toro Hydro, S.A por quinientas (500) acciones comunes sin valor nominal y se emiten el Certificado No. 13 por cuatrocientas (400) acciones a nombre de AES Bocas del Toro Hydro, S.A. y el certificado No. 14 por cien (100) acciones a nombre de AES Panamá, S.A que la adjudican como propietaria del 20% de AES Changuinola, S.A.

La Compañía fue constituida con el propósito de desarrollar proyectos de generación de energía hidroeléctrica y de cualquier otra fuente de energía, así como también actuar como concesionaria para la generación y aprovechamiento de los recursos relacionados con la actividad de generación y administración de centrales hidroeléctricas dentro y fuera del territorio de la República de Panamá.

La Central Hidroeléctrica Changuinola I está ubicada en la Provincia de Bocas del Toro, distrito de Changuinola, corregimiento del Valle del Risco, aproximadamente 550 kilómetros al Noreste de la ciudad de Panamá. La misma aprovecha las aguas de los ríos Changuinola y Culubre y dispone de una potencia nominal instalada de 223 megavatios y un promedio de producción de de energía de aproximadamente 1,046 gigavatios hora al año. Su construcción demoró 48 meses finalizando en octubre de 2011; y recibe su certificación de entrada en operación comercial en noviembre de 2011, emitida por la CND.

La Compañía obtuvo la concesión final de la Autoridad de los Servicios Públicos y el refrendo de la Contraloría General de la República de Panamá, el 27 de abril de 2007. Dicha concesión tiene una vigencia de 50 años a partir del citado refrendo.

Este informe es presentado bajo las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), en miles de dólares (US$), excepto donde sea indicado lo contrario.

A. Liquidez

	Diciembre 31 2013	Diciembre 31 2012
Flujos de efectivo de las actividades de operación		
Utilidad (Pérdida) Neta	(36,143)	16,584
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación	15,244	18,883
Cambios en activos y pasivos de operación	(18,796)	(31,500)
Efectivo neto provisto (utilizado) por las actividades de operación	(39,694)	3,967
Efectivo neto provisto en las actividades de inversión	7,434	11,048
Efectivo neto provisto (utilizado) por las actividades de financiamiento	65,026	(18,595)
Aumento (disminución) neto de efectivo	32,766	(3,579)
Efectivo al comienzo del año	601	4,180
Efectivo al final del año	33,367	601

El efectivo neto de la Compañía al 31 de diciembre de 2013 y 2012, fue de $33,367 y $601 respectivamente, lo que representa un incremento de $32,766 con respecto al mismo período del año anterior.

Al 31 de diciembre de 2013 se muestra una disminución en la utilidad neta de $52,727 con relación al mismo período de 2012, principalmente producto de la disminución en el rubro de Ventas de energía de $38,337 como consecuencia de la extrema temporada seca que se ha experimentado en Panamá. Esto lo imposibilito poder cumplir su contrato con AES Panamá S.A. ocasionando que la compañía invocara el derecho que le otorgó la cláusula novena del contrato de compra-venta de energía, en el cual se contempla la imposibilidad de cumplir a cabalidad con sus obligaciones contractuales por la aparición de un evento de Caso Fortuito. En consecuencia a partir del 1 de mayo hasta el 2 de Octubre la Compañía brindó el suministro de energía a AES Panamá, S.A. únicamente de la energía generada por las unidades de la Central Hidroeléctrica Changuinola I, la generación durante el 2013 fue de GWh 716 mientras que en el 2012 fue de GWh 992. Adicionalmente se presenta un incremento en el rubro de Compras de energía de $13,362 debido a la misma situación descrita anteriormente.

En los activos y pasivos corrientes se destaca un efectivo utilizado por la operación producto principalmente de la pérdida del período y la disminución en cuentas por pagar como resultado principalmente de la capitalización de deuda que mantenía con su afiliada AES Panamá, S.A. por $63,227.

Los flujos de efectivo usados por actividades de inversión muestran una disminución de $3,614 con relación al período anterior, generado principalmente por la disminución en el Efectivo Restringido, esto obedece a la liberación de las cuentas bancarias que por exigencia de la deuda anterior se consideraban restringidas. La nueva estructura de financiamiento solo requiere mantener restringidos flujos de efectivos equivalentes al próximo pago de intereses y capital. Adicionalmente los efectivos utilizados para las adquisiciones de activo fijos fueron menores en el 2013.

Los flujos de efectivo usados por actividades de financiamiento muestran un aumento de $83,621, esto principalmente debido a que en el 2013 se capitaliza deuda por $63,227 con AES Panamá, la cual no genera salida de efectivo; sin embargo sí un movimiento en las actividades de operación y financiamiento. Adicionalmente debido al refinanciamiento de la deuda en el 2013 se generó un efecto neto de $ 2,616, luego de recibir los fondos provenientes del nuevo préstamo ($420,000), la cancelación de la deuda anterior ($412,425) y la cancelación de los costos financieros.

B. Recursos de Capital

Al cierre del 31 de diciembre de 2013, la compañía no ha efectuado inversiones de capital significativas.

C. Resultados de las Operaciones

A continuación presentamos un cuadro comparativo de los resultados de la Compañía:

Datos Comerciales	Unidad	2013	2012	VAR	% VAR
IC Contrato de venta Energía (a precio spot)	GWh	81.88	288.09	(206.20)	-71.6%
IC Contrato de venta Energía (a precio Contrato)	GWh	884.19	934.32	(50.13)	-5.4%
Mercado Ocasional Neto	GWh	-	-	-	0.0%
Ventas Spot de Energía	GWh	-	-	-	0%
Compras Spot Energía	GWh	-	-	-	0%
IC Contrato compras energía (a precio spot)	GWh	250.06	230.36	19.71	8.6%
Generación Total de la Empresa	**GWh**	**716.01**	**992.05**	**(276.04)**	**-27.8%**
Compensación fondo de estabilización tarifaria	GWh				

Spot Prices	Unidad	2013	2012	VAR	% VAR
Precio Spot Sistema	US$/MWh	209.74	191.46	18.28	9.5%
Precio de Venta Spot	US$/MWh	-	-	-	0.0%
Precio de Compra Spot	US$/MWh	-	-	-	0.0%

*Precios compra/venta spot ponderado

Datos Operativos	Unidad	2013	2012	VAR	% VAR
Nivel Changuinola	msnm	152.76	163.73	(10.97)	-6.7%
Aportes Changuinola	m3/s	98.75	147.90	(49.15)	-33.2%
Generación Changuinola	GWh	716.01	992.05	(276.04)	-27.8%
Pérdidas (línea y consumo)	Gwh	-	-	-	0.0%

Ingresos

Ventas:

Las ventas de electricidad reflejan una disminución de $38,337 al 31 de diciembre de 2013 con respecto al mismo período en el 2012, como consecuencia de la extrema temporada seca que se ha experimentado Panamá, la generación de la compañía paso de GWh 992 en el año 2012 a GWh 716 en el 2013, un 27.8% menos con relación al año anterior, lo que le imposibilito poder cumplir su contrato con AES Panamá, ocasionando que la compañía invocara el derecho que le otorgó la cláusula novena del contrato de compra-venta de energía en el cual se contempla la imposibilidad de cumplir a cabalidad con sus obligaciones contractuales por la aparición de un evento de Caso Fortuito.

Costos y gastos de operación

Compras:

Al 31 de diciembre de 2013, las compras de energía aumentaron en $13,362 con relación al mismo período 2012, como consecuencia de la extrema temporada seca que experimentó el

país este año, sumado a los problemas de restricción transmisión en el occidente del país al centro de carga. Estos eventos afectaron la generación de la compañía pasando de GWh 992 en el 2012 a GWh 716 en el 2013, teniendo que acudir a comprar a precio spot la energía necesaria para cumplir con su contrato durante el lapso en el cual el caso fortuito no estuvo vigente. Adicionalmente se observó un incremento en el precio de compra del spot del 9.4%.

Costos de transmisión:

Los costos de transmisión no muestran variación significativa.

Operación y mantenimiento:

Los gastos de operación y mantenimiento presentan una disminución de $1,197 esto obedece principalmente a disminución en los gastos de salarios en el año 2013 producto de reestructuración de todas las áreas del negocio y disminución de servicios contratados.

Depreciación:

Los gastos de depreciación no muestran variaciones significativas.

Administración:

El gasto de honorarios de administración no muestra variaciones significativas.

Otros gastos e ingresos:

El rubro de otros gastos e ingresos presenta un impacto desfavorable de $7,889 producto principalmente al reconocimiento de gastos de extinción de deuda por el refinanciamiento.

D. Análisis de perspectivas

Conforme a los resultados del cuarto trimestre del año 2013, el resultado comercial a nivel de margen variable del año 2013 fueron inferiores a los alcanzados en el año 2012 debido a que se registró la hidrología más baja en los últimos 47 años en la central hidroeléctrica Changuinola I, sumado a la restricción en las líneas de transmisión del occidente del país al centro de carga e incremento del precio del mercado ocasional. La Compañía se encuentra analizando diferentes alternativas a fin de evitar los impactos reflejados en el año 2013 para los próximos años, habiendo ya reestructurado su contrato para suplir energía solo de acuerdo a su disponibilidad para generación a partir del 1 de enero de 2014.

II PARTE
RESUMEN FINANCIERO

A. Presentación aplicable a emisores del sector comercial e industrial:

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA	4T13
Ventas o Ingresos Totales	29,984
Margen Operativo	8,249
Gastos Generales y Administrativos	17,146
Utilidad o Pérdida Neta	-19,129
Acciones emitidas y en circulación	500
Utilidad o Pérdida por Acción	-38.26
Depreciación y Amortización	4,589
BALANCE GENERAL	**31-dic-13**
Activo Circulante	61,389
Activos Totales	672,269
Pasivo Circulante	56,492
Pasivos a Largo Plazo	421,716
Acciones Preferidas	N/A
Capital Pagado	297,047
Déficit/Ganancia	-82,654
Adelanto a Dividentos	0
Total Patrimonio	194,061
RAZONES FINANCIERAS	
Dividendo/Acción	N/A
Deuda Total/Patrimonio	2.46
Capital de Trabajo	4,897
Razón Corriente	1.09
Utilidad Operativa/Gastos Financieros	-1.50

III PARTE
ESTADOS FINANCIEROS

Se adjuntan los Estados Financieros de AES Changuinola, S.A. en el anexo 1.

IV PARTE
ESTADOS FINANCIEROS DE GARANTES O FIADORES

No aplica.

V PARTE
CERTIFICACIÓN DEL FIDUCIARIO

Ver anexo.

VI PARTE
DIVULGACIÓN

De conformidad con lo establecido en el acuerdo 6-2001 de la Comisión Nacional de Valores, queda expresamente entendido que este documento ha sido preparado con el conocimiento de que su contenido será puesto a disposición del público inversionista y del público en general.

1. **Medio de divulgación**

   El portal de Internet de la Compañía www.aeschanguinola.com.

2. **Fecha de divulgación**

   A partir del 1 de marzo de 2014.

FIRMA

Miguel Bolinaga
Gerente General

Estados Financieros

Informe AES Changuinola, S. A.

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2013
con Informe de los Auditores Independientes

CONTENIDO

Informe del Contador Público 1
Estado de Situación Financiera 2
Estado de Resultados Integral 4
Estado de Cambios en el Patrimonio 5
Estado de Flujos de Efectivo 7
Notas a los Estados Financieros ..... 8 - 46

INFORME DEL CONTADOR PÚBLICO

Junta Directiva
AES Changuinola, S.A.

Hemos revisado los estados financieros intermedios que se acompañan de AES Changuinola, S.A., en adelante "la Compañía", los cuales comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2013, y los estados de resultados, cambios en el patrimonio y 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 para los Estados Financieros Intermedios

La administración de la Compañía es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros intermedios, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera y por el control interno que la administración determine que es necesario para permitir la preparación de estados financieros intermedios que estén libres de representaciones erróneas de importancia relativa, debido ya sea a fraude o error.

Responsabilidad del Contador Público

Nuestra responsabilidad es elaborar los estados financieros intermedios con base en los registros contables de la Compañía bajo las Normas Internacionales de Información Financiera. Durante la elaboración de los estados financieros hemos revisado la información contable con la finalidad de validar la razonabilidad de las estimaciones hechas por la administración, así como evaluar la presentación en conjunto de los estados financieros en cuestión.

Consideramos que hemos obtenido información suficiente y apropiada acerca de los montos y revelaciones en los estados financieros. En nuestra opinión, los estados financieros intermedios presentan razonablemente, en todos sus aspectos importantes, la situación financiera de AES Changuinola, S.A al 31 de diciembre de 2013, y su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los seis meses terminados en esa fecha, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Miguel Bolinaga
Gerente General

Katiusca Vásquez
CPA No. 0298-2007

28 de febrero de 2013
Panamá, República de Panamá

AES Changuinola, S. A.
Estado de Situación Financiera
31 de diciembre 2013
(En miles de dólares de los Estados Unidos de América excepto por la información por acción)

Notas		**2013**	2012
	ACTIVOS		
	Activos a corto plazo		
4	Efectivo	**$ 33,367**	$ 601
5	Efectivo restringido	**-**	7,171
	Cuentas por cobrar:		
	Clientes	**304**	153
6	Compañías afiliadas	**23,310**	27,323
	Otras	**10**	752
	Inventarios	**1,327**	1,326
14	Impuesto sobre la renta pagado por anticipado	**39**	-
	Gastos pagados por anticipado	**2,492**	1,712
	Total de activos a corto plazo	**60,849**	39,038
	Activos a largo plazo		
	Propiedad, planta y equipo, neto		
	Terreno	**136**	136
	Edificio	**325,559**	325,559
	Equipo de generación	**281,712**	281,674
	Mobiliario y equipo	**2,129**	1,524
	Menos depreciación acumulada	**(38,815)**	(22,072)
	Construcciones en proceso	**63**	579
7	**Total de propiedad, planta y equipo, neto**	**570,784**	587,400
	Otros activos		
5	Efectivo restringido	**21,647**	21,982
8	Activo intangible, neto	**2,586**	2,644
14	Impuesto sobre la renta diferido	**16,897**	20,254
	Otros	**46**	101
	Total de otros activos a largo plazo	**41,176**	44,981
	TOTAL DE ACTIVOS	**$ 672,809**	$ 671,419

Notas		2013	2012
	PASIVOS Y PATRIMONIO DEL ACCIONISTA		
	Pasivos a corto plazo		
	Cuentas por pagar:		
10	Proveedores	**$ 35,334**	$ 32,387
6	Compañías afiliadas	**6,344**	31,570
	Intereses acumulados por pagar	**2,811**	2,650
14	Impuesto sobre la renta por pagar	**-**	750
15, 17	Pasivo instrumento financiero derivado	**-**	8,708
	Gastos acumulados por pagar y otros pasivos	**2,003**	2,385
11	Préstamos por pagar	**10,000**	22,567
	Total de pasivos a corto plazo	**56,492**	101,017
	Pasivos a largo plazo		
9	Prima de antigüedad	**95**	107
10	Cuentas por pagar	**12,289**	12,289
15, 17	Pasivo instrumento financiero derivado	**-**	9,415
10, 16	Compromisos y Contingencias	**939**	1,139
11	Préstamos por pagar	**408,393**	379,991
	Total de pasivos a largo plazo	**421,716**	402,941
	PATRIMONIO DE ACCIONISTA		
	Acciones comunes	**297,047**	233,808
	Déficit acumulado	**(82,114)**	(45,971)
14	Otras pérdidas comprensivas acumuladas	**(20,332)**	(20,376)
	Total de Patrimonio de accionista	**194,601**	167,461
	TOTAL DE PASIVOS Y PATRIMONIO DE ACCIONISTA	**$ 672,809**	$ 671,419

Las notas que se adjuntan son parte integral de los estados financieros.

AES Changuinola, S. A.
Estado de Resultados Integral
Por el año terminado el 31 de diciembre de 2013
(En miles de dólares de los Estados Unidos de América excepto por la información por acción)

Notas		2013	2012
	Ingresos		
6	Venta de energía	**$ 95,096**	$ 133,433
	Costos y gastos de operación		
6	Compras de energía	**56,640**	43,278
	Costos de transmisión	**7,758**	7,704
	Operación y mantenimiento	**9,776**	10,973
	Depreciación y amortización	**17,190**	17,111
6	Gastos generales y administrativos	**58**	713
	Total de costos y gastos de operación	**91,422**	79,779
	(Pérdida) utilidad en operaciones	**3,674**	53,654
	Otros ingresos (gastos)		
	Ingresos por intereses	**136**	124
12	Gastos de intereses, neto	**(25,909)**	(30,148)
	Otros ingresos	**7**	313
13	Otros gastos	**(13,638)**	(1,804)
		(39,404)	(31,515)
	Pérdida antes de impuesto sobre la renta	**(35,730)**	22,139
14	Impuesto sobre la renta	**413**	5,555
	(Pérdida) utilidad neta	**$ (36,143)**	$ 16,584
	Amortizacion en otras pérdidas integrales	**3,232**	3,231
	Impuesto sobre la renta sobre ganancia integrales	**(3,188)**	(791)
	Otras pérdidas integrales	**44**	2,440
	Tota (pérdidas) ganancias integrales	**$ (36,099)**	$ 19,024

Las notas que se adjuntan son parte integral de los estados financieros.

AES Changuinola, S. A.
Estado de Cambios en el Patrimonio
Por el año terminado el 31 de diciembre de 2013
(En miles de dólares de los Estados Unidos de América excepto por la información por acción)

	Capital Adicional Pagado	Déficit acumulado	Otras pérdidas integrales acumuladas	Total de patrimonio de accionista
Saldos al 31 de diciembre de 2011	$ 233,807	$ (62,555)	$ (22,816)	$ 148,436
Utilidad neta	-	16,584	-	16,584
Amortización de otras pérdidas integrales, neto de impuesto	-	-	2,440	2,440
Total de pérdidas integrales acumuladas	-	16,584	2,440	19,024
Compensación basada en acciones	1	-	-	1
Saldos al 31 de diciembre de 2012	$ 233,808	$ (45,971)	$ (20,376)	$ 167,461
Saldos al 31 de diciembre de 2012	$ 233,808	$ (45,971)	$ (20,376)	$ 167,461
Pérdida neta	-	(36,143)	-	(36,143)
Amortización de otras pérdidas integrales, neto de impuesto	-	-	44	44
Total de pérdidas integrales acumuladas	-	(36,143)	44	(36,099)
Aporte a capital adicional (Nota 6)	63,227			63,227
Compensación basada en acciones	12	-	-	12
Saldos al 31 de diciembre de 2013	$ 297,047	$ (82,114)	$ (20,332)	$ 194,601

Las notas que se adjuntan son parte integral de los estados financieros.

AES Changuinola, S. A.
Estado de Flujos de Efectivo
Por el año terminado el 31 de diciembre de 2013
(En miles de dólares de los Estados Unidos de América excepto por la información por acción)

	2013	2012
Flujos de efectivo de las actividades de operación:		
(Pérdida) utilidad neta	$ (36,143)	$ 16,584
Partidas para conciliar la (pérdida) utilidad neta con el efectivo neto utilizado en las actividades de operación:		
Ganancia en la disposición de activo	-	4
Pérdida por deterioro de activo	-	1,588
Depreciación y amortización	17,132	17,024
Impuesto sobre la renta diferido	169	3,186
Pérdida por liquidación anticipada de la deuda	13,138	-
Pérdida no realizada en instrumentos derivados, neto	(15,280)	(3,909)
Otros impuestos integrales	-	-
Amortización de activo intangible	58	86
Amortización de costos financieros diferidos	16	903
Compensación basada en acciones	12	1
Flujo de efectivo antes de los movimientos del capital de trabajo	(20,899)	35,467
Cuentas por cobrar	591	(844)
Inventarios	(1)	(1,160)
Impuesto sobre la renta, neto	(789)	1,655
Gastos pagados por antincipado	(780)	(936)
Cuentas por cobrar -compañías afiliadas	4,013	16,065
Cuentas por pagar -compañías afiliadas	(25,226)	(48,184)
Cambio en las cuentas por pagar	3,630	3,837
Intereses por pagar	161	(1,557)
Gastos acumulados por pagar y otros pasivos	(383)	(381)
Prima de antigüedad por pagar, netos de pagos	(12)	5
Efectivo neto provisto en las actividades de operación	(39,694)	3,968
Pasan...	(39,694)	3,968

AES Changuinola, S. A.
Estado de Flujos de Efectivo (continuación)
Por el ñoo terminado el 31 de diciembre de 2013
(En miles de dólares de los Estados Unidos de América excepto por la información por acción)

	2013	2012
Vienen...	**(39,694)**	3,968
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:		
Aportes al fondo de cesantía	**55**	27
Anticipos para la adquisición de activo fijo	**-**	620
Adquisición de activo fijo	**(127)**	(3,527)
Efectivo restringido	**7,506**	13,928
Efectivo neto (utilizado) provisto en las actividades de inver	**7,434**	11,048
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:		
Fondos procedentes de préstamo	**420,000**	-
Pagos a préstamos	**(412,425)**	-
Disminución (aumento) de costos financieros diferidos	**(4,892)**	67
Pago de financiación por la compra de equipos	**(884)**	(18,662)
Aporte a capital	**63,227**	-
Efectivo neto utilizado por las actividades de financiamiento	**65,026**	(18,595)
Aumento (disminución) neto de efectivo	**32,766**	(3,579)
Efectivo al inicio del año	**601**	4,180
Efectivo al final del año	**$ 33,367**	$ 601
Transacciones que no representan desembolsos de efectivo		
Capitalización de cuentas por pagar con AES Panamá, S.A.	$ 63,227	$ -
Compensación de cuentas comerciales con AES Panamá, S.A.	$ 4,582	$ 67,573
Información adicional		
Intereses pagados	**$ 25,565**	$ 23,802
Impuesto sobre la renta pagado	**$ 1,008**	$ 729

Las notas que se adjuntan son parte integral de los estados financieros.

1. Organización y Naturaleza de las Operaciones

AES Changuinola, S. A. (la "Compañía"), antes Hydro Teribe, S.A., fue constituida el 21 de noviembre de 2001 y desde diciembre 2006, era subsidiaria de AES Bocas del Toro Hydro, S. A. en un 83.35%. En octubre 2010 AES Bocas del Toro Hydro, S.A. ejerce la opción que le daba el derecho de adquirir el 16.65% que estaba en manos de los accionistas minoritarios, pasando de esta manera a ser 100% propietaria de AES Changuinola, S.A. AES Bocas del Toro Hydro, S.A. es a su vez subsidiaria en un 100% de AES Panamá Hydro Holding Ltd., que a su vez es subsidiaria en un 100% de The AES Corporation (la Corporación), compañía global de energía, con sede en Arlington, Virginia (Estados Unidos).

El 25 de septiembre de 2013 la Junta Directiva de AES Changuinola aprobó la capitalización de la deuda que mantenía con su afiliada AES Panamá, S.A. por la suma total de $63,227 derivada del contrato de suministro de energía que ambas compañías mantienen. Producto de esta transacción, el 25 de noviembre de 2013, se cancela el certificado accionario No.12 a favor de AES Bocas del Toro Hydro, S.A por quinientas (500) acciones comunes sin valor nominal y se emiten el Certificado No. 13 por cuatrocientas (400) acciones a nombre de AES Bocas del Toro Hydro, S.A. y el certificado No. 14 por cien (100) acciones a nombre de AES Panamá, S.A que la adjudican como propietaria del 20% de AES Changuinola, S.A.

La Compañía fue constituida con el propósito de desarrollar proyectos de generación de energía hidroeléctrica y de cualquier otra fuente de energía, así como también actuar como concesionaria para la generación y aprovechamiento de los recursos relacionados con la actividad de generación y administración de centrales hidroeléctricas dentro y fuera del territorio de la República de Panamá.

La Central Hidroeléctrica Changuinola I está ubicada en la Provincia de Bocas del Toro, distrito de Changuinola, corregimiento del Valle del Risco, aproximadamente 550 kilómetros al Noreste de la ciudad de Panamá. La misma aprovecha las aguas de los ríos Changuinola y Culubre y dispone de una potencia nominal instalada de 223 megavatios y un promedio de producción de de energía de aproximadamente 1,046 gigavatios hora al año. La Compañía obtuvo la concesión final de la Autoridad de los Servicios Públicos y el refrendo de la Contraloría Geneeral de la República de Panamá, el 27 de abril de 2007. Dicha concesión tiene una vigencia de 50 años a partir del citado refrendo.

La Compañía inició la construcción de la Central Hidroeléctrica Changuinola I en el 2006 y en el 2011 fue declarada terminada y capaz de iniciar operaciones comerciales según los requerimientos exigidos por el Centro Nacional de Despacho (CND). La unidad 1 fue recibida el 15 de septiembre, la unidad 2 el 11 de octubre y la unidad 3 (Mini-hidro) el 17 de noviembre 2011. La Mini-hidro estuvo indisponible desde el 20 de diciembre de 2011 debido a un desperfecto mecánico, reincorporándose al parque generador en julio 2012. Con el inicio de operaciones de la Unidad 1, el 15 de septiembre de 2011, la Administración consideró que la Compañía terminaba su etapa de desarrollo, como se había considerado en los años anteriores.

1. Organización y Naturaleza de las Operaciones (continuación)

Adicionalmente, la Compañía obtuvo los derechos para desarrollar los proyectos hidroeléctricos denominados "Chan 140 y "Chan 220" pero mediante la Resolución AN No. 4493 y No. 4494 del 7 de junio de 2011, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos canceló ambas concesiones. AES Changuinola, S.A. inició sendos Recursos de Reconsideración en contra de la Resolución que canceló el Contrato de Concesión de CHAN 140 y Resolvió Administrativamente el Contrato de Concesión de CHAN 220. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos denegó ambas solicitudes por parte de la Compañía. En consecuencia, se presentaron en contra de cada una de las Resoluciones, Amparos de Garantías Constitucionales y Demandas Contencioso Administrativas de Plena Jurisdicción, los cuales no fueron admitidos por el Pleno de la Corte Suprema de Justicia, específicamente en lo que respecta a la Concesión de CHAN 140. Mediante Resolución de 19 de Julio de 2012, la Sala Tercera confirmó la no admisión de la demanda y con relación a CHAN 220, mediante Resolución de 23 de Julio de 2012 se revocó en apelación, presentada por el Procurador de la Administración, la admisión de la demanda. La Compañía se encuentra analizando sus alternativas legales locales e internacionales.

2. Base de Preparación

Declaración de cumplimiento

Los estados financieros de AES Changuinola, S.A. han sido preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Los estados financieros fueron autorizados por la Administración para su emisión el 24 de marzo de 2014.

Los estados financieros han sido preparados sobre la base de costo. Otros activos y pasivos financieros y activos y pasivos no financieros se presentan al costo amortizado o al costo histórico. Por otro lado, los instrumentos financieros están valuados al valor razonable, el cual considera los precios de cotización del mercado.

Moneda de Presentación

La moneda funcional es el dólar de los Estados Unidos de América, ya que es la denominación utilizada en la mayoría de las actividades y contratos significativos. La unidad monetaria de la República de Panamá es el balboa. El balboa está a la par y es de libre cambio con el dólar de los Estados Unidos de América y es convertible libremente.

Uso de Estimaciones y Supuestos

La preparación de los estados financieros en conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera requiere que la Administración efectúe un número de estimaciones y supuestos que afectan la aplicación de las políticas contables y las cifras reportadas en los activos, pasivos, ingresos y gastos. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones.

2. Base de Preparación (continuación)

Las estimaciones y supuestos son revisadas de manera periódica. Los resultados de las revisiones de estimaciones contables son reconocidos en el período en que esta haya sido revisada y cualquier otro período futuro que esta afecte.

Las estimaciones relevantes que son particularmente susceptibles a cambios significativos se relacionan con la estimación de la vida útil de los activos, la determinación de pasivos contingentes y valor razonable, impuesto sobre la renta

3. Resumen de Políticas de Contabilidad

Las políticas contables abajo descritas han sido aplicadas consistentemente en todos los períodos presentados en estos estados financieros, y han sido aplicados consistentemente por la Compañía.

Efectivo

La Compañía considera como efectivo, el efectivo en caja, depósitos en cuentas corrientes y de ahorro y depósitos a plazo con vencimientos originales no mayores a tres (3) meses desde la fecha de adquisición.

Efectivo restringido

El efectivo restringido incluye efectivo y equivalente de efectivo, los cuales tienen disposición restringida. La naturaleza de restricción se debe a las restricciones impuestas por los acuerdos de financiamiento, los cuales son utilizados como garantías para el pago de préstamos.

Cuentas por cobrar

Corresponden a cuentas por cobrar con pagos fijos y determinables que no cotizan en un mercado activo de valores. Estas cuentas por cobrar se originan de dinero, bienes o servicios entregados directamente a deudores sin ninguna intención de comercializarlos. Son incluidos como parte de los activos a corto plazo, excepto aquellos con vencimientos mayores a los doce meses después de la fecha del estado de situación financiera, los cuales son presentados como activos a largo plazo.

Las cuentas por cobrar se presentan al valor nominal menos la estimación para la valuación de las cuentas por cobrar.

Clasificación de activos financieros entre corto plazo y largo plazo

En el estado de situación financiera, los activos financieros se clasifican en función de sus movimientos, es decir, como corto plazo, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses y como largo plazo los de vencimiento superior a dicho período.

3. Resumen de Políticas de Contabilidad (continuación)

Deterioro de activos financieros

Los activos financieros son evaluados para identificar indicadores de deterioro a la fecha del estado de situación financiera. Los activos financieros se deterioran cuando hay evidencia objetiva como resultado de uno o más eventos que han ocurrido después del reconocimiento inicial del activo financiero y ese evento o eventos causantes de la pérdida tienen un impacto sobre los flujos de efectivo estimados.

El valor en libros del activo financiero es reducido por el deterioro a través del uso de la cuenta de provisión para cuentas de cobro dudoso, si hubiese. La provisión es efectuada considerando el historial de cobros de los clientes y partes relacionas, la antigüedad de los saldos adeudados, así como evaluaciones específicas de balances individuales.

Cuando la cuenta por cobrar se considera irrecuperable, ésta es dada de baja contra la provisión para posibles cuentas de cobro dudoso. Los cambios en el valor de los libros de la cuenta de provisión para posibles cuentas de cobro dudoso son reconocidos en el estado de resultado integral.

Baja de activos financieros

La Compañía da de baja un activo financiero sólo cuando los derechos contractuales a recibir flujos de efectivo han expirado; o cuando la Compañía ha transferido los activos financieros y sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherente a propiedad del activo a otra entidad. Si la Compañía no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad de un activo financiero transferido, la Compañía continúa reconociendo el activo financiero y también reconoce un pasivo garantizado por el importe recibido.

Inventarios

Los inventarios, que consisten principalmente de materiales y repuestos, se valoran al costo o valor neto de realización. El valor neto de realización corresponde al precio de venta en el curso ordinario del negocio, menos los costos necesarios para realizar las ventas. El costo es determinado utilizando el método, primero que entra, primero que sale. La Compañía realiza inventarios físicos periódicos y cualquier diferencia es ajustada en el estado de resultado integral.

3. Resumen de Políticas de Contabilidad (continuación)

Propiedad, planta y equipo

La propiedad, planta y equipo se registra al costo de adquisición menos su depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro, si las hubiese. El costo incluye inversiones importantes para el mejoramiento y reemplazo de piezas críticas para las unidades de generación que extienden la vida útil o incrementan la capacidad. Los costos de mantenimiento y reparaciones se cargan a gasto a medida que se efectúan. Cuando los activos son vendidos o retirados, el correspondiente costo y la depreciación acumulada se eliminan de las cuentas, y la ganancia o pérdida resultante se refleja en el estado de resultado integral.

Cuando la propiedad, planta y equipo tienen diferentes vidas útiles, son contabilizados por separado.

Depreciación

La depreciación es calculada de acuerdo a la vida útil de los respectivos activos utilizando el método de línea recta. Las tasas de depreciación utilizadas están basadas en la vida útil estimada de los activos y se detallan a continuación:

	Vida Útil
Edificios	25 a 45 años
Activos de generación (carreteras)	30 a 45 años
Activos de generación (embalse)	45años
Activos de generación (equipo de transmisión)	15 a 40 años
Activos de generación (unidades generadoras)	15 a 45 años
Mobiliario y equipo	3 a 15 años

Mantenimiento mayor y menor

Todos los desembolsos reconocidos como mantenimiento mayor representan gastos hechos por el reacondicionamiento a la planta y otros activos. Estos gastos son capitalizados y amortizados de acuerdo a la vida útil de cada componente del activo. Los gastos de mantenimiento menor son cargados directamente al estado de resultado integral.

Construcciones en proceso

Los saldos de construcciones en proceso incluyen los costos de salarios, ingeniería, intereses, seguros y otros costos de las renovaciones y mejoras que extienden la vida útil de la propiedad, planta y equipo. Los saldos de construcción en proceso son transferidos a los activos de generación eléctrica cuando los activos están disponibles para el uso esperado.

3. Resumen de Políticas de Contabilidad (continuación)

Deterioro de activos no financieros

La Compañía realiza anualmente un análisis para determinar la existencia o no de deterioro sobre los activos sujetos a amortización o depreciación o cuando los sucesos o cambios de las circunstancias indican que el valor según libros no puede recuperarse. Una pérdida por deterioro se reconoce por el monto del exceso del valor según libros en comparación con su monto recuperable, el cual representa el valor más alto entre el valor razonable menos los costos para la venta y su valor de uso.

Para evaluar el deterioro, los activos se agrupan a su nivel más bajo para el cual existen flujos de efectivo identificables por separado. Cualquier pérdida por deterioro permanente de un activo es registrado en el estado de resultado integral.

Activos intangibles

Los activos intangibles adquiridos en forma separada se registran inicialmente al costo. Los activos intangibles adquiridos en una combinación de negocios se registran a su valor razonable a la fecha de adquisición. Con posterioridad a su reconocimiento inicial, los activos intangibles se contabilizan a su costo menos la amortización acumulada y el importe acumulado de cualquier pérdida por deterioro según corresponda. La Compañía registra como gastos los activos intangibles generados internamente en los resultados del año en que se incurren, excepto los costos de desarrollo que sí son capitalizados. Las vidas útiles de los activos intangibles son definidas como finitas o indefinidas. Los activos intangibles con vida útil finita son amortizados bajo el método de línea recta sobre las vidas útiles estimadas de los activos las cuales son revisadas por la Compañía anualmente. Los activos intangibles con vidas útiles indefinidas no son amortizados y sobre una base anual, la Compañía efectúa una evaluación para identificar disminuciones en el valor realizable o cuando hechos o circunstancias indican que los valores registrados podrían no ser recuperables. Si dicha indicación existiese y el valor en libros excede el importe recuperable, la Compañía valúa los activos o las unidades generadoras de efectivo a su importe recuperable.

Las ganancias o pérdidas que surjan al dar de baja un activo intangible es determinada por la Compañía como la diferencia entre producto de la venta o disposición y el importe neto en libros del activo intangible y reconociéndolas en los resultados del año en que ocurre la transacción.

Costos de financiamiento diferido

Los costos de financiamiento de préstamos a largo plazo, obtenidos para la construcción de activos, son capitalizados y amortizados utilizando el método de interés efectivo, debido a que el préstamo ya cuenta con un calendario de pagos y no se ha recibido ningún desembolso adicional por concepto del préstamo de construcción. Durante la construcción, la amortización de los costos financieros diferidos se incluian como parte de los costos de la construcción en proceso. Los costos de intereses y amortizaciones de costos financieros son incluidos como parte del valor del activo y los mismos se amortizan durante la vida útil del activo.

3. Resumen de Políticas de Contabilidad Más Significativas (continuación)

Provisión para prima de antigüedad y fondo de cesantía

El Código de Trabajo establece en la legislación laboral panameña el reconocimiento de una prima de antigüedad de servicios. Para tal fin, se ha establecido una provisión, la cual se calcula sobre la base de una semana de indemnización por cada año de trabajo, lo que es igual al 1.92% sobre los salarios pagados en el año

La Ley 44 de 12 de agosto de 1995 establece, a partir de la vigencia de la ley, la obligación de los empleadores a constituir un fondo de cesantía para pagar a los empleados la prima de antigüedad y la indemnización por despido injustificado que establece el Código de Trabajo. Este fondo se constituye con base a la cuotaparte relativa a la prima de antigüedad y el 5% de la cuotaparte mensual de la indemnización.

Compensación basada en acciones

A ciertos empleados de la Compañía se le concedieron opciones sobre acciones en virtud del plan de compensación basado en acciones creado por la Corporación. Este plan permite la emisión de opciones de compra de acciones comunes de la Corporación a un precio igual al 100% del precio de mercado de las acciones de la Corporación a la fecha en que la acción es otorgada. Generalmente, las opciones de acciones emitidas en virtud de este plan pueden ser ejercidas por el empleado un año después de la fecha de otorgamiento y otras son redimibles a tres años (33% anual). El precio de ejercer las opciones para los planes de 2013 y 2012 es de $11.17 y $13.70 por acción respectivamente.

El promedio ponderado del valor razonable de las opciones concedidas en virtud de los planes de la Corporación se estimó a partir de la fecha de subvenciones mediante el modelo de valuación "Black-Scholes Option" utilizando las siguientes premisas:

Premisas	2013	2012
Vida estimada de la opción	6 años	6 años
Tasa de interés libre de riesgo	1.13%	1.08%
Volatilidad esperada	23%	26%
Rentabilidad por dividendo	1%	1%
Valor razonable fecha otorgamiento	$2.23	$3.04

El costo es medido la fecha del otorgamiento de la opción basada en el valor razonable de la opción registrada por la Corporación y es registrado a gasto sobre una base de línea recta durante el período requerido de servicio del empleado para ganar el derecho de ejercer la opción, contra una contribución de capital en la línea capital adicional pagado.

3. Resumen de Políticas de Contabilidad (continuación)

Compensación basada en acciones (continuación)

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2013, se reconoció el costo de compensación de las opciones por $12 (2012 - $4).

Otros pasivos financieros

Otros pasivos financieros, incluyendo deudas, son inicialmente medidos al valor razonable, neto de los costos de la transacción y son subsecuentemente medidos al costo amortizado usando el método de interés efectivo, con gastos de interés reconocidos sobre la base de tasa efectiva.

Clasificación de pasivos financieros entre corto y largo plazo

En el estado de situación financiera, los pasivos financieros se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como pasivos a corto plazo, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses y como pasivos a largo plazo los de vencimiento superior a dicho período.

Baja en cuentas de pasivos financieros

Se da de baja los pasivos financieros cuando, y solamente cuando, las obligaciones se liquidan, cancelan o expiran.

Préstamos y deudas

Los préstamos y deudas a largo plazo son reconocidos a su valor razonable. Subsecuentemente, son valorados a su costo amortizado; cualquier diferencia entre el producto (neto de los costos de la transacción) y el valor de las redenciones son reconocidas en el estado de resultados sobre el período de los préstamos usando el método de interés efectivo.

Provisiones

Una provisión es reconocida si, como resultado de un evento pasado, la Compañía tiene una obligación legal o implícita, que se puede estimar con fiabilidad y es probable la salida de recursos a ser requerido para cumplir con la obligación. Las provisiones son determinadas sobre la base de flujos de caja futuros descontados a una tasa antes de impuesto que refleja la evaluación del valor del dinero en los mercados actuales.

3. Resumen de Políticas de Contabilidad (continuación)

Intereses por financiamiento

Los intereses y demás costos incurridos relacionados con los financiamientos recibidos son reconocidos como gastos financieros cuando se incurran, mediante el método de tasa de interés efectiva.

Reconocimiento y concentración de ingresos

Los ingresos producto de las ventas de electricidad en contratos se reconocen cuando la energía contratada es entregada al cliente conforme a las liquidaciones mensuales de potencia y energía, con base las condiciones contractuales y precios establecido en el contrato de reserva que se mantiene con AES Panamá, S.A.; igualmente, el contrato de reserva establece la venta de la energía generada no contratada, valorada al precio del mercado ocasional. La Compañía también recibe ingresos del mercado ocasional, provenientes de las ventas de los servicios auxiliares y otros ingresos del mercado. Al 31 de diciembre de 2013, el 99% (2012 – 100%) de los ingresos han sido derivados del contrato de reserva con AES Panamá, S. A. y el 1% proveniente del mercado ocasional.

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 es reconocido en los resultados de operaciones del año corriente o en el patrimonio según sea el caso. El impuesto sobre la renta corriente se refiere al impuesto estimado a pagar sobre los ingresos gravables del año, utilizando la tasa vigente a la fecha del estado de situación financiera.

El impuesto sobre la renta diferido es calculado con base en el método de pasivo, considerando las diferencias temporales entre los valores según libros de los activos y pasivos informados para propósitos financieros, y los montos utilizados para propósitos fiscales. El monto de impuesto sobre la renta diferido está basado en la forma de realización de los activos y pasivos, utilizando la tasa de impuesto sobre la renta vigente a la fecha del estado de situación financiera.

Los activos de impuestos sobre la renta diferidos se reconocen hasta el punto en que sea probable que en el futuro se dispongan de beneficios gravables suficientes, contra los cuales las diferencias temporales puedan ser utilizadas.

Compromisos y contingencias

Todas las pérdidas por pasivos contingentes derivados por reclamos, litigios, acuerdos, penalidades y otros, son reconocidos cuando es probable que el pasivo se tenga que incurrir y los montos de gastos de los acuerdos y/o remediación podrían ser estimadas razonablemente. Los costos legales relacionados con las contingencias son reconocidas como un gasto cuando son incurridas.

3. Resumen de Políticas de Contabilidad Más Significativas (continuación)

Instrumentos derivados y derivados implícitos

La Compañía registra todos los instrumentos financieros derivados en el estado de situación financiera a su valor razonable, sin importar el propósito o el fin de los mismos. El registro contable por lo cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros derivados varía dependiendo si el derivado se considera una cobertura para propósitos contables, o si el instrumento derivado es una cobertura de valor razonable o de flujo de efectivo. Si el instrumento financiero derivado es clasificado para fines de cobertura contable, éste puede ser: (1) una cobertura del valor razonable de activos o pasivos existentes o compromisos a firme, o bien (2) una cobertura de flujos de caja relacionados a activos o pasivos existentes o transacciones esperadas.

Los derivados son inicialmente reconocidos al valor razonable en la fecha en que el contrato es registrado y son subsecuentemente valuados al valor razonable en cada fecha del estado de situación financiera. La ganancia o la pérdida que resulta es reconocida inmediatamente a menos que el derivado, sea designado como un instrumento de cobertura en cuyo caso el reconocimiento en ganancia y pérdidas en el tiempo dependerá de la naturaleza de la relación de cobertura.

El derivado es presentado como un activo no corriente o un pasivo no corriente si el vencimiento restante del instrumento va más allá de doce meses y no se espera que se realice o se liquide en menos de este tiempo. Otros derivados son presentados como activos corrientes o pasivos corrientes, ya que el vencimiento es menor a 12 meses.

La Compañía evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos de instrumentos financieros y no financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal, siempre que el conjunto no esté clasificado como un activo o un pasivo a valor razonable con cambios en el resultado integral. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor en resultados integral.

Nuevas Normas de Contabilidad

Las políticas contables adoptas por la Compañía para la preparación de sus estados financieros al 31 de diciembre de 2013 son consistentes con aquellas que fueron utilizadas para la presentación de sus estados financieros al 31 de diciembres de 2012.

Las siguientes modificaciones a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) entraron en vigencia a partir del 1 de enero de 2013 o posteriormente pero no tuvieron efecto en la posición financiera, resultados de operación o revelación en los estados financieros de la Compañía:

B. M

3. Resumen de Políticas de Contabilidad Más Significativas (continuación)

NIIF 9 Instrumentos Financieros: Clasificación y Medición

La NIIF 9, tal y como fue emitida, refleja la primera fase del trabajo del Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad en el remplazo de la NIC 39 y amplía la clasificación y medición de activos y pasivos financieros según se definen en la NIC 39. La norma fue inicialmente efectiva para períodos anuales que empezarían el o después del 1 de enero de 2013, pero las enmiendas a la NIIF 9 emitidas en diciembre 2011 aplazaron la fecha efectiva obligatoria hasta el 1 de enero de 2015. En fases subsecuentes, el Consejo analizará la contabilidad de coberturas y el deterioro de activos financieros.

Entidades de Inversión (Enmiendas a la NIIF 10, NIIF 12 y NIC 27)

Estas enmiendas contemplan una excepción al requisito de consolidación para entidades que cumplen con la definición de "entidad de inversión" de conformidad con la NIIF 10. La excepción al requisito de consolidación implica que las entidades de inversión reconozcan sus intereses en subsidiarias al valor razonable con cambios en resultados. Estas enmiendas son efectivas para períodos anuales que empiezan el o después del 1 de enero de 2014.

NIC 32 Compensación de Activos Financieros y Pasivos Financieros – Enmiendas a la NIC 32

Estas correcciones dan claridad al significado de "actualmente tiene un derecho legalmente exigible a la compensación". Las modificaciones también dan claridad sobre la aplicación del criterio de compensación de la NIC 32 en torno a sistemas de compensación (como por ejemplo sistemas de cámara de compensación) la cual aplica mecanismos de compensación brutos que no son simultáneos. Estas enmiendas son efectivas para períodos anuales que empiezan el o después del 1 de enero de 2014.

Interpretación IFRIC 21 Gravámenes (IFRIC 21)

El IFRIC 21 aclara que una entidad reconoce un pasivo por gravámenes cuando ocurre la actividad que da origen al pago, según lo identifica la legislación relevante. Para un gravamen que se origina al alcanzar un umbral mínimo, la interpretación aclara que no se debe anticipar el pasivo con anterioridad a alcanzar el umbral mínimo. El IFRIC 21 es efectivo para períodos anuales que empiezan el o después del 1 de enero de 2014.

NIC 39 Novación de derivados y continuidad de la contabilidad de coberturas - Enmiendas a la NIC 39

Estas enmiendas proveen un alivio de la descontinuación de la contabilización de coberturas cuando la novación de un derivado designado como un instrumento de cobertura alcanza ciertos criterios. Estas correcciones son efectivas para períodos anuales que empiezan el o después del 1 de enero de 2014.

4. Efectivo

El efectivo se detallada como sigue:

	2013	2012
Caja menuda	$ 4	$ 4
Cuentas de ahorro y corriente	**33,903**	597
	$ 33,907	$ 601

5. Efectivo Restringido

Para el año 2013, la Compañía mantiene fondos en Fideicomiso a largo plazo por $21,107 (2012 - $21,982) y corto plazo (2012 $7,171). El monto del Fideicomiso para el 2013 fue establecido para asegurar el próximo pago de interés más capital en una cuenta de "Reserva de Servicio de Deuda" según lo establece el nuevo contrato de deuda por $420M obtenido en noviembre 2013 con el fin de refinanciar el Acuerdo de Crédito de $397M que mantenía hasta la fecha.

El contrato de deuda firmado en marzo 2007 establecía la creación de cuentas de fideicomiso con propósitos específicos. Estas cuentas incluían los siguientes conceptos: "Cuenta de Construcción", "Cuenta de Ingreso", "Cuenta de Gastos Incidentales", "Cuenta de Operación y Administración", "Cuenta de Servicio Deuda" y "Cuenta de Pago Restringido".

Estas cuentas aumentaban con los fondos provenientes del préstamo sindicado y disminuían por los desembolsos, realizados y autorizados por Banco General, S. A. como Agente Administrador para los costos del Proyecto Hidroeléctrico. Luego de entrar en operaciones, estas cuentas se mantendrán con los saldos estipulados según el Acuerdo de Fideicomiso y todo ingreso recibido de las operaciones del negocio serán depositados en la "Cuentas de Ingresos" para luego ser transferidos a la "Cuenta de Operación y Administración" de donde se realizarán todos los pagos necesarios para el funcionamiento del negocio.

6. Saldo y Transacciones con Compañía Afiliadas

La Compañía mantenía cuentas por cobrar a compañías afiliadas que se presentan a continuación:

	2013	2012
AES Bocas del Toro, S. A	**$ 22,405**	$ 26,420
AES Panamá, S. A	**880**	880
AES Alicura, S. A.	**23**	23
AES Latin America S. de R.L	**2**	-
	$ 23,310	$ 27,323

6. Saldo y Transacciones con Compañía Afiliadas (continuación)

La cuenta por pagar entre compañía afiliadas están relacionadas a gastos pagados por la Corporación y a gastos pagados por su afiliada AES Panamá, S. A.

	2013	2012
AES Panamá, S. A	$ 4,996	$ 30,114
The AES Corporation	1,285	1,278
AES Big Sky	34	89
AES Alicura, S. A.	18	18
AES Servicios América	9	71
AES Latin America S. de R.L	2	-
	$ 6,344	$ 31,570

Cuentas y transacciones con compañías afiliadas

Ventas y Compras de Energía

El 9 de marzo de 2007, la Compañía firmó con AES Panamá, S. A. un contrato para la compra-venta de Potencia Firme y Energía por un período de diez años que van desde el año 2011 al año 2020. El 14 de mayo de 2010 firmó la enmienda No.1 al contrato de reserva No.01-07, en donde adicionó dos nuevos renglones de compra-venta de potencia firme y energía por un período de 10 años, a partir de 2012 y 2013, respectivamente. El 25 de junio de 2012 se firmó la enmienda No. 2, a través de la cual se modificó la duración del mismo, extendido su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2030. Mediante notificación del 30 de mayo de 2013, la Compañía invoca el derecho que le otorgó la cláusula novena del Contrato de Reserva No. 01-07 y sus enmiendas donde se contempla la imposibilidad de cumplir a cabalidad con sus obligaciones contractuales por la aparición de un evento de Caso Fortuito, basándose en la extrema temporada seca que experimenta Panamá en este año. En consecuencia a partir del 1 de mayo la Compañía brindará el suministro de energía a AES Panamá, S.A. únicamente de la energía generada por las unidades de la Central Hidroeléctrica Changuinola I, al precio establecido en el contrato en referencia. El evento de caso fortuito fue levantado a partir del 2 de octubre de 2013. El 29 de agosto de 2013 se firmó la enmienda No. 3 a este contrato, en donde a partir del 1 de enero de 2014 el contrato de reserva será administrado como un contrato físico y se agrega un cuarto renglón para completar la venta de potencia firme de Chan I hasta el año 2030.

Para el año 2013 han registrado por este contrato ventas por $93,851 (2012 - $132,134) y compras por $56,411 (2012 - $46,822).

6. Saldo y Transacciones con Compañía Afiliadas (continuación)

Servicios administrativos

Al 31 de diciembre de 2013, la Compañía registró la suma de $58 (2012 - $713), en concepto de servicios administrativos, los cuales fueron facturados por AES Panamá, S. A., una compañía afiliada, con quien se mantiene un contrato de administración, cuyo costo se calcula trimestralmente con base en 1% de la ganancia antes de depreciación, intereses e impuesto sobre la renta. Este monto se encuentra registrado en el rubro de gastos generales y administrativos en el estado de resultados integral.

Seguros

La Compañía mantiene un seguro contratado contra todo riesgo, con ASSA Compañía de Seguros S.A, esta compañía a su vez diversifica el riesgo al reasegurarse con un grupo de empresas aseguradoras dentro de las cuales se incluye una empresa relacionada de AES Changuinola llamada AES Global Insurance Corporation. La póliza contratada con ASSA Compañía de Seguros S.A. cubre todo riesgo operacional incluyendo rotura de maquinaria y lucro cesante. Por este contrato se han registrado para el 2013 gastos de seguros por $2,802 (2012 - $2,241). Los gastos de seguro están incluidos en el rubro de operación y mantenimiento en el estado de resultado integral. Durante el 2012 la Compañía reconoció ingresos por $4,350, en concepto de reintegro por lucro cesante relacionados a la Mini-Hidro, este monto se presenta en el estado de resultado integral disminuyendo del valor de las compras de energía.

Otros

Al 31 de diciembre 2013, la Compañía ha registrado en sus libros una cuenta por pagar por $56,411 (2012 -$46,890) por concepto de compras de energía relacionadas al contrato de compra de energía que mantiene con su afiliada AES Panamá, S.A. desde enero 2011. Para el 2013, el monto total compensado asciende a $4,582 (2012 - $67,573). El acuerdo firmado entre las partes también estipulaba que se pagaría un 7% de interés sobre los saldos vencidos y no cancelados. Al 31 de diciembre de 2013 se han registrado $2,197 (2012 - $3,678) por este concepto y los mismos se reflejan en el rubro de gasto de intereses en el estado de resultado integral.

Producto de este acuerdo, AES Changuinola mantenía una cuenta por pagar vencida de $63.227 generada por el contrato de reserva que ambas compañías mantienen para el suministro de energía, este monto fue capitalizado mediante aprobación de la Junta Directiva de AES Panamá, S.A., efectiva a partir del 25 de noviembre de 2013. A través de esta transacción AES Panamá, S.A. pasa a ser propietaria del 20% de AES Changuinola, S.A.

7. Propiedad, Planta y Equipo, neto

El detalle de las propiedades, planta y equipos, neto, se presentan a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2013					
	Terreno	Edificio	Equipo de generación	Mobiliario y equipo	Construcción en proceso	Total
Costo:						
Al inicio del año	$ 136	$ 325,559	$ 281,674	$ 1,524	$ 579	$ 609,472
Adiciones	-	-	38	24	65	127
Reclasificaciones y ajustes	-	-	-	581	(581)	-
Al final del año	136	325,559	281,712	2,129	63	609,599
Depreciación Acumulada:						
Al inicio del año	-	9,266	11,701	1,105	-	22,072
Gasto del año	-	7,229	9,313	201	-	16,743
Al final del año	-	16,495	21,014	1,306	-	38,815
Saldo neto	$ 136	$ 309,064	$ 260,698	$ 823	$ 63	$ 570,784

	Al 31 de diciembre de 2012					
	Terreno	**Edificio**	**Equipo de generación**	**Mobiliario y equipo**	**Construcción en proceso**	**Total**
Costo:						
Al inicio del año	$ 113	$ 322,787	$ 281,796	$ 1,277	$ -	$ 605,973
Adiciones	23	59	(2,582)	180	5,847	3,527
Reclasificaciones y ajustes	-	2,713	2,460	95	(5,268)	-
Ventas y descartes	-	-	-	(28)	-	(28)
Al final del año	136	325,559	281,674	1,524	579	609,472
Depreciación acumulada:						
Al inicio del año	-	2,063	2,441	957	-	5,461
Gasto del año	-	7,203	9,260	172	-	16,635
Ventas y descartes	-	-	-	(24)	-	(24)
Al final del año	-	9,266	11,701	1,105	-	22,072
Saldo neto	$ 136	$ 316,293	$ 269,973	$ 419	$ 579	$ 587,400

Dentro de las adiciones de equipo de generación se encuentra el efecto de las enmiendas al contrato de EPC firmadas en agosto y noviembre 2011 (véase nota 15) en las cuales se establece un acuerdo entre las partes para liquidar todos los reclamos presentados a la fecha por un total de $28,550. Este monto ha sido ajustado a valor presente tomando en consideración el cronograma de pagos futuros establecidos en el acuerdo, por lo que se han registrado $2,619 para el 2013 (2012 - $2,619), como montos descontados. El efecto de este ajuste se reflejó en los activos de generación y las cuentas por pagar.

8. Activo Intangible, (Neto)

El estado de situación financiera muestra un activo intangible que se genera del hecho que la Compañía ha elegido reconocer el valor pagado en su adquisición por parte de su accionista mayoritario. La adquisición consistió principalmente del precio de compra de tres concesiones hidroeléctricas, que han sido reconocidas como un activo intangible de la Compañía.

En agosto 2012 la Compañía reconoció un deterioro de los contratos de concesión de CHAN 140 y CHAN 220 a raíz de su decisión de desistir de las acciones legales contra la cancelación de ambas concesiones por parte de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. La Compañía reconoció por esta decisión un deterioro del intangible por $1,588.

La concesión, como se menciona en la Nota 1, tiene una vigencia de 50 años. Por este concepto se amortizaron $97 anualmente hasta el ajuste por deterioro, posterior a este ajuste, el monto anual de la amortización será de $58 por el tiempo restante de la concesión. Durante los próximos cinco años el gasto de amortización a registrar será de $290.

	2013	2012
Activo intangible	$ 4,837	$ 4,837
Deterioro	(1,928)	(1,928)
Activo intangible	2,909	2,909
Amortización acumulada	(663)	(605)
Deterioro	340	340
Activo intangible, neto	$ 2,586	$ 2,644

9. Prima de Antigüedad y Planes de Retiro

De acuerdo con las leyes panameñas, la Compañía está obligada a constituir un fondo de cesantía para cubrir los pagos por prima de antigüedad e indemnización de los empleados a la terminación de la relación laboral. Las contribuciones están basadas en un 1.92%, para la prima de antigüedad, y un 0.32%, para indemnizaciones, sobre la remuneración pagada a empleados. El fondo de cesantía debe ser depositado y administrado por una institución privada y autorizada. Al 31 de diciembre de 2013 se encuentran registrados en el estado de situación financiera en el rubro de prima de antigüedad $95 (2012 - $107).

En adición, la Compañía brinda un plan de aportes definido disponible para todos los empleados. La Compañía hace contribuciones hasta del 5% de su salario anual, en adición a la posibilidad de aportes discrecionales por parte de los empleados. Los aportes al plan están restringidos por un período de 10 años. La Compañía contribuyó al plan en el año 2013 en $13 (2012 - $20). Este monto se encuentra registrado en el rubro de gastos operación y mantenimiento en el estado de resultados integral.

9. Prima de Antigüedad y Planes de Retiro (continuación)

La Compañía también ofrece a sus empleados un bono en forma de acciones de la Corporación. Estas acciones son depositadas en un fideicomiso denominado "Plan de pensiones no contributivo" y es administrado por una tercera parte autorizada que mantiene cuentas individuales para cada empleado. Las contribuciones a este plan están sujetas a decisiones de la Junta Directiva y están calculadas basadas en un porcentaje del salario de cada empleado permanente. La pagó por esta contribución al 31 de diciembre 2013 $32 (2012 - $92), y los mismos se reflejan en el rubro de operación y mantenimiento en el estado de resultados integral.

10. Cuentas por Pagar

Las principales cuentas por pagar incluyen:

Retención

El 2 de noviembre de 2006, la Compañía firmó el contrato EPC (engineering, procurement and construction services) con el Consorcio E. Phil & Son A.S., Alstom Hydro Energia Brasil Ltda., y MT Hojgaard A/S para los servicios de ingeniería, suministro y construcción del Proyecto Chan 75. De los pagos que se generaron de dicho contrato, la Compañía hizo la retención de un 10% hasta la culminación de la obra en noviembre 2011. Durante el 2013 no se han hecho pagos por este concepto (2012 - $31,477) y quedan pendientes por pagar $7,718 (2012 - $7,718). .

Pasivo por EPC

Según enmiendas al contrato de EPC firmadas en agosto y noviembre de 2011 (véase nota 12), se establece un acuerdo entre las partes para liquidar todos los reclamos presentados a la fecha. Dentro de los acuerdos, el contratista debe cumplir con todas las fechas de entrega establecidas en dichas enmiendas y los aumentos de capacidad instalada para las Unidades 1 y 2 y la Mini-hidro. Producto de esta enmienda la Compañía ha registrado al 2013 un pasivo de $12,253 a corto plazo (2012 - $12,253) y $12,006 a largo plazo (2012 - $12,006). Adicionalmente la Compañía mantiene un pasivo en concepto de intereses por $4,291 (2012 - $2,162)

Otros compromisos

Producto de los acuerdos relocalización con las personas que ocupaban la zona donde se construyó el proyecto, se reconoció un pasivo que fue capitalizado como parte de los activos fijos. El saldo de estos compromisos ascienden a $1,013 ($749 a corto plazo y $264 largo plazo) (2012- $2,207 ($1,943 a corto plazo y 264 a largo plazo)).

11. Préstamos por Pagar

El 25 de noviembre de 2013, la Compañía emitió bonos corporativos por un total de $420,000 con un vencimiento en 10 años (25 de noviembre de 2023), a través de dos tramos con intereses establecidos de 6.25% anuales para los tramos Serie A y Serie B. Los recursos obtenidos de la emisión de los bonos fueron utilizados para cancelar el préstamo sindicado por $397,425 (Serie A por $32.6 millones y la Serie B de $364.8 millones) con vencimiento en 2023 a una tasa LIBOR (London Interbank Offered Rate) más 3% para la Serie A y 3.5% para la Serie B, respectivamente. Por otra parte, se canceló el préstamo de $12,000 con el Banco General y el SWAP de tasa de interés obtenido con The Bank of Nova Scotia por $10,666. La Compañía pagó costos para la emisión de este financiamiento por $4,892, de los cuales $1,622 fueron diferidos y se están amortizando durante el término del contrato de deuda y $3,270 se registraron en el rubro de otros gastos en el estado de resultado integral. Los costos de financiamiento diferidos netos totalizan $1,607.

Los bonos emitidos para la entidad de Changuinola suman un total de $420,000 y está compuesto en 2 tramos principales y un tercer tramo que podrá ser emitido por $50,000 si es necesario. El primer tramo (Serie A) está compuesto de $200,000 a una tasa fija de 6.25% de interés y una amortización semestral, según el cronograma establecido en el acuerdo del primer tramo (Serie A). El segundo tramo (Serie B) está compuesto por $220,000 con una tasa fija de 6.75% y el principal será pagado al vencimiento el 25 de noviembre de 2023. Los pagos de interés y principal se harán cada 25 de junio y diciembre.

A continuación detallamos los compromisos y restricciones más relevantes de esta deuda:

- Mantener un índice de deuda a EBITDA histórico al cierre de cada trimestre:
  - <6.0x; desde el 31 de diciembre 2014 al 31 diciembre 2015
  - <5.75x; desde el 31 de marzo 2015 al 31 de diciembre 2016
  - <5.5x; desde el 31 de marzo 2016 al final de deuda
- Mantener un índice de cobertura de servicio de deuda mayor al 1.0x
- Limitación de endeudamiento: para que la compañía pueda entrar en un endeudamiento permitido, necesita mantener una relación de deuda a EBITDA menor al 5.5x y que no se haya producido un caso de incumplimiento.
- Limitación de pago restringido: Mantener el índice de deuda a EBITDA establecida y un índice de cobertura de servicio de deuda mayor al 1.2x, que no se haya producido un caso de incumplimiento y la que la cuenta de "Reserva de Servicio de Deuda" mantenga los saldos establecidos según el acuerdo.

B. M

11. Préstamos por Pagar (continuación)

Al 31 de diciembre de 2013 los saldos de los bonos por pagar netos de los costos financieros diferidos se detallan a continuación:

	Serie A	Serie B	Total	
Banco General, S.A.	$60,000	$65,000	$ 125,000	30%
Banco Nacional de Panamá, S.A.	43,200	46,800	90,000	21%
The Bank of Nova Scotia	27,000	10,000	37,000	9%
Global Bank Corporation	21,600	23,400	45,000	11%
Banco Aliado, S.A.	8,160	8,840	17,000	4%
FGI	2,360	15,140	17,500	4%
Credicorp Bank, S.A.	4,080	4,420	8,500	2%
Metrobank	4,800	5,200	10,000	2%
Profuturo	2,400	2,600	5,000	1%
BG Valores, S.A.	26,400	38,600	65,000	15%
Total	200,000	220,000	420,000	100%
Menos: costos financieros diferidos			1,607	
Préstamo por pagar			418,393	
Menos: préstamos a corto plazo			10,000	
Préstamo por pagar a largo plazo			$ 408,393	

Los vencimientos de los préstamos por pagar para los siguientes cinco años se detallan así:

	Serie A	Serie B
2014	$ 10,000	$ -
2015	10,000	-
2016	10,000	-
2017	20,000	-
2018	20,000	-
Años posteriores	130,000	220,000
	200,000	220,000

11. Préstamos por Pagar (continuación)

Al 31 de diciembre de 2012 los saldos de los préstamos por pagar netos de los costos financieros diferidos se detallan a continuación:

		2012
Serie A		
Banco Internacional de Costa Rica, S. A	$	5,429
The Bank of Nova Scotia		27,147
Serie B		
Banco General, S. A		101,572
Credicorp Bank, S. A		8,687
Banco Aliado, S. A		10,859
Global Bank Corporation		27,147
Towerbank International Inc.		10,859
Multibank, Inc.		10,859
Banco Centroamericano de Integración Económica		91,574
Banco Nacional de Panamá, S. A		75,286
Banesco,S. A		15,859
The Bank of Nova Scotia		27,147
		412,425
Menos: costos financieros diferidos		9,867
Préstamo por pagar		402,558
Menos: préstamos a corto plazo		22,567
Préstamo por pagar a largo plazo	$	379,991

Con la cancelación de los préstamos se registraron pérdidas por liquidación anticipada de deuda por $13,138, de los cuales $9,867 corresponden a los costos financieros diferidos de los préstamos cancelados y $3,270 corresponden a costos financieros diferidos pagados a los bancos recurrentes en la nueva emisión de bonos corporativos. Este monto se encuentra registrado en el rubro de otros gastos en el estado del resultado integral (Nota 13).

12. Gasto de intereses, Neto

Por los periodos terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012 los gastos de intereses se detallan como siguen:

	2013	2012
Intereses intercompañía	$ 2,197	$ 3,678
Ajuste al valor razonable	(3,122)	504
Intereses no realizados Swap	(1,492)	(878)
Intereses realizados Swap	4,511	4,937
Costos financieros diferidos - Corto plazo línea de crédito A	-	117
Costos financieros diferidos - Corto plazo línea de crédito B	-	16
Costos financieros diferidos - Larzo plazo	16	770
Otros costos financieros	2,584	2,007
Intereses deuda corto plazo	1,021	1,144
Intereses deuda largo plazo	20,194	17,853
	$ 25,909	$ 30,148

13. Otros gastos

Por los periodos terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012 otros gastos se detallan como siguen:

	2013	2012
Pérdida por retiro de inventario	$ -	$ 1
Deterioro de activo	-	1,588
Cargos bancarios	121	143
Pérdida por liquidación anticipada de la deuda	13,138	-
Otros	379	72
	$ 13,638	$ 1,804

14. Impuesto sobre la Renta

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 el impuesto sobre la renta es como sigue:

	2013	2012
Corriente	$ 244	$ 2,369
Diferido	169	3,186
	$ 413	$ 5,555

En Panamá, de acuerdo como lo establece el artículo 699 del Código Fiscal, modificado por el artículo 9 de la ley 8 del 15 de marzo de 2010, con vigencia a partir del 1 de enero de 2010, el impuesto sobre la renta para las personas jurídicas dedicadas a la actividad de generación y distribución de energía eléctrica se calculará usando una tasa de impuesto sobre la renta del 30% para los años 2010 y 2011, 27.5% para los años 2012 y 2013 y 25% del año 2014 y siguientes.

Adicionalmente, las personas jurídicas cuyos ingresos gravables superen $1,500 anuales calcularan el impuesto sobre la renta aplicando la tasa de impuestos correspondiente al que resulte mayor entre:

a) La renta neta gravable calculada por el método establecido (tradicional)
b) La renta neta gravable que resulte de aplicar al total de los ingresos gravables el cuatro punto sesenta y siete por ciento (4.67%), (Método de cálculo alterno del Impuesto sobre la renta - CAIR).

Al 31 de diciembre de 2013, la Compañía incurrió en pérdidas fiscales, sin embargo, no está obligada a determinar un impuesto a pagar de conformidad con el CAIR, debido a que según resolución N° 201-10917 de 20 de septiembre de 2012 emitida por la Autoridad Nacional de Ingresos Públicos, ANIP, (antes DGI) le fue concedida la no aplicación del CAIR por un periodo de cuatro años (2011 a 2014). Por lo tanto, AES Changuinola, S.A. no registro impuesto sobre la renta por pagar al 31 de diciembre de 2013. El monto del impuesto sobre la renta por pagar al 31 de diciembre de 2012 debió ser determinado usando el método tradicional.

El 28 de agosto de 2012 fue promulgada una reforma al Código Fiscal vigente en Panamá, una de las modificaciones consistió en la eliminación del régimen de anticipos mensuales de impuesto sobre la renta (AMIR), en virtud del cual las compañías pagaban el 1% mensual sobre sus ingresos gravables. Dicho régimen estuvo vigente hasta el 31 de julio de 2012 cuando se modificó para introducir el pago del impuesto sobre la renta estimado a las personas jurídicas. Bajo esta nueva normativa los contribuyentes presentarán una declaración estimada de la renta que obtendrán en el año siguiente al cubierto por la declaración jurada. Dicha renta según la declaración estimada no deberá ser inferior a la renta indicada en la declaración jurada.

14. Impuesto sobre la Renta (continuación)

Los contribuyentes deben realizar sus pagos anticipados de impuesto sobre la renta con base en la determinación de la declaración estimada divididos en tres partidas a ser pagas trimestralmente en los meses de junio, septiembre y diciembre. Durante el ejercicio 2012, la obligación de pago de la primera y segunda partida debió ser efectuada conjuntamente a más tardar el 30 de septiembre de 2012 tomando como base el impuesto sobre la renta causado en la declaración jurada de rentas del año 2011. Los adelantos mensuales de los meses de enero a julio de 2012 podían ser aplicados como crédito al impuesto sobre la renta estimado.

Para el ejercicio fiscal 2013, La Gerencia de la Compañía, en base a las proyecciones de resultados de dicho ejercicio, solicitó a la ANIP una dispensa del pago del impuesto sobre la renta estimado establecido en la declaración jurada de rentas del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012. Por lo tanto, AES Changuinola, S.A. no pago impuesto sobre la renta por pago estimado durante el ejercicio fiscal 2013. Durante el ejercicio fiscal 2012 la Compañía mantenía impuestos pagados por anticipado bajo el régimen del AMIR por US$ 1,619, de los cuales US$729 fueron anticipados durante el ejercicio 2012 y US$890 anticipados durante el ejercicio 2011, y fueron usados para compensar el impuesto sobre la renta por pagar causado para el ejercicio que finalizó el 31 de diciembre de 2012. Para dicho ejercicio La Compañía. no tuvo que pagar impuesto sobre la renta estimado debido a que incurrió en pérdidas fiscales en el ejercicio anterior (2011).

La conciliación entre la tasa de impuesto estatutaria con la tasa efectiva de impuesto de la Compañía como un porcentaje de la utilidad antes de impuesto para los años terminados el 31 de diciembre, se detalla a continuación:

	2013	2012
	%	%
Tasa de impuesto sobre la renta estatutaria	27.50	27.50
Aumento (disminución) resultante de:		
Gastos no deducibles	(0.39)	2.40
Ingresos no gravables	(0.14)	(5.56)
Costos y gastos no deducibleles en proporción a ingresos gravables	0.11	4.68
Cambio en la estimación del impuesto diferido por variación en la tasa de impuesto sobre la renta	(2.46)	(0.68)
Reconocimiento de activos no reconocidos		-
Expiración de pérdidas fiscales trasladables	(25.62)	1.20
Ajuste del ejercicio anterior	(0.37)	-
Otros	0.21	(4.30)
Tasa efectiva de impuesto sobre la renta	(1.16)	25.24

14. Impuesto sobre la Renta (continuación)

Las declaraciones del impuesto sobre la renta, inclusive la del año terminado el 31 de diciembre de 2013, están sujetas a revisión por las autoridades fiscales para los tres últimos períodos fiscales de la Compañía, según regulaciones vigentes.

Al 31 de diciembre, el impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo estaba compuesto de las siguientes partidas:

	2013	2012
Impuesto sobre diferido activo:		
Arrastre de pérdidas	$ 9,882	$ 9,346
Provisiones laborales	939	842
Ingresos capitalizados	1,524	1,575
Pasivo por instrumento derivado	-	4,530
Intereses descontados sobre pasivo a largo plazo	1,034	-
Costo de organización	4,888	5,376
Total impuesto diferido activo largo plazo	18,267	21,669
Impuesto diferido pasivo:		
Pérdida acumulada en utilidad compresiva	**1,370**	1,415
Total impuesto diferido pasivo largo plazo	**$ 1,370**	$ 1,415
Total impuesto diferido activo neto largo plazo	**$ 16,897**	$ 20,254

La aplicación del impuesto diferido se registra en el estado de resultados, tal como se detalla a continuación:

	2013	2012
Saldo inicial	$ 20,254	$ 24,231
Aplicación del impuesto sobre la renta diferido	(4,246)	(4,145)
Reconocimiento de impuesto diferidos activos	-	-
Cambio en la estimación del impuesto diferido por variacion en la tasa de impuesto	889	168
Ajuste a las utilidades integrales	-	-
Saldo Final	$ 16,897	$ 20,254

14. Impuesto sobre la Renta (continuación)

Arrastre de Pérdidas:

De acuerdo con el artículo No. 6 de la Ley 31 del 30 de diciembre de 1991, la pérdida de operaciones corrientes que refleja la Compañía podrán ser deducidas en forma proporcional durante los próximos 5 años; esta deducción no podrá reducir en más del 50% de renta gravable de dichos años. Al 31 de diciembre de 2013 la Compañía mantiene un arrastre de pérdidas que pueden ser aplicadas a rentas gravables futuras que expiran de la siguiente manera:

Arrastre de pérdidas

Año	**Total**
2014	16,504
2015	16,504
2016	16,504
2017	7,386
2018	7,386
Arrastre de pérdidas	64,282

Para efectos de reporte financiero, estas pérdidas no son reconocidas hasta tanto no sean deducidas de la renta gravable, por lo que la Compañía reconoce un impuesto diferido activo que será amortizado conforme su utilización o expiración.

Durante el año 2013, La Gerencia reevaluó su estimación de la recuperabilidad del impuesto deferido activo asociado a los arrastres de pérdidas, considerando las proyecciones de ingresos en base a información oficial que indica que las condiciones de extremo bajo nivel de lluvias del año 2013 se extenderán a los primeros seis meses del año 2014; por lo cual, decidió reducir dicho impuesto diferido en USD 6,189

Ingresos capitalizados:

Según el contrato de compra-venta de potencia firme y energía (véase Nota 5) AES Panamá, S.A. recibió de AES Changuinola, S.A.: (i) una prima por construcción de la planta hidroeléctrica y (ii) suministro de energía (venta) durante el período de prueba (1 de septiembre de 2011 al 15 de septiembre de 2011). Ambos conceptos fueron acreditados y capitalizados como Construcciones en Proceso y serán depreciados y reconocidos en el estado del resultado integral durante la vida útil respectiva. Sin embargo, para fines del impuesto sobre la renta ambas partidas fueron consideradas ingresos gravables e incluidas en las declaraciones juradas de los años 2011 y 2010, por lo cual la

Compañía reconoció un impuesto diferido activo por ingresos capitalizados a ser realizado con base en la depreciación de la planta hidroeléctrica.

14. Impuesto sobre la Renta (continuación)

Pasivo por Instrumento derivado:

El 3 de enero de 2011 AES Changuinola, S.A. entró en un contrato de intercambio de tasa de interés (interest rate swap) con The Bank of Nova Scotia, vigente por cinco años desde el 25 de agosto de 2011 hasta el 26 de agosto de 2016, reconociendo un pasivo (instrumento derivado) por $14.898. . Producto de lo antes mencionado al 31 de diciembre de 2012, la Compañía mantenía un impuesto diferido activo correspondiente al pasivo por instrumento derivado que era reconocido en el estado del resultado integral con base en las variaciones en el valor razonable de instrumento. Debido a que inicialmente el contrato calificó para ser registrado mediante contabilidad de cobertura dicho pasivo fue registrado neto del efecto fiscal en la cuenta otras pérdidas integrales acumuladas. (véase Nota 14). Durante el año 2013 la Compañía refinancio su deuda a largo plazo y como parte de dicha transacción fue cancelado el contrato de intercambio de tasa de interés (interest rate swap) que mantenía con el The Bank of Nova Scotia. El pago del mismo fue $10.666 y se reconoció una pérdida de $711. Como consecuencia de dicha transacción se reverso el impuesto diferido activo que mantenía la compañía por $3.447.

Derivado Implícito en Contrato de Financiamiento:

Como se menciona en la nota 14, La Compañía, en mayo 2010 firmó, una enmienda al contrato de financiamiento en la cual la tasa LIBOR tiene un tope de 1.75% que a la fecha de firma de la enmienda está "en dinero", lo que indica que los intereses se pagan en base al tope y no a la tasa de mercado estipulada en el contrato, por lo que basado en la NIC 39 reconoció un derivado implícito, Sin embargo, para efectos fiscales el reglamento del impuesto sobre la renta no reconoce las sumas que se contabilicen por revaluaciones mediante simples asientos contables, en consecuencia los efectos fiscales del de la enmienda al contrato de financiamiento no serán deducidos o gravados hasta que el mismo sea definitivamente cancelado por lo que la Compañía reconoció un impuesto diferido activo correspondiente al pasivo por instrumento derivado implícito con cargo al estado del resultado integral. Como se menciona en el párrafo anterior, durante el año 2013 la Compañía refinancio su deuda a largo plazo Como consecuencia de dicha transacción se reverso el derivado implícito por $ 4.335 y el impuesto diferido activo asociado al mismo que mantenía la compañía por $1.084.

Costos de Organización:

Durante la construcción de la planta hidroeléctrica la Compañía incurrió en costos y gastos que no calificaban para ser capitalizados y fueron reconocidos en el estado del resultado integral del período en el que se incurrieron. De acuerdo con el reglamento del impuesto sobre la renta los gastos de organización y de pre-operación se pueden deducir en el año en que se incurran o paguen o en un período de cinco (5) años. Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía mantiene gastos de organización y pre-operacionales incurridos en la construcción del proyecto Changuinola por $19,552 (2011 - $25,836) como un activo fiscal denominado "Costos de Organización" el cual será amortizado en línea

14. Impuesto sobre la Renta (continuación)

recta por cinco años a partir la fecha de entrada en operaciones del proyecto. Al 31 de diciembre la Compañía mantiene dentro del impuesto diferido costos de organización que deben ser deducidos a rentas gravables futuras por los próximos tres años, a las tasas correspondientes para esos períodos.

Para evaluar la recuperación de los activos diferidos, la Administración considero la probabilidad de que una parte o el total de ellos no se recuperen. La realización final de los impuestos activos diferidos depende de la generación de renta gravable en los períodos en que son deducibles las diferencias temporales. Al llevar a cabo esta evaluación, la administración considera la reversión esperada de los pasivos diferidos, las utilidades gravables proyectadas y las estrategias de planeación. La Administración de la Compañía considera que los activos de impuestos diferidos serán recuperados mediante la renta gravable futura que se espera que produzca el contrato de generación a largo plazo que mantiene la Compañía.

Saldo acumulado en Otras Pérdidas Integrales acumuladas

Como se menciona en la Nota 12, AES Changuinola, S.A. entró en un contrato de intercambio de tasa de interés (interest rate swap) con The Bank of Nova Scotia, el cual estuvo vigente por cuatro años desde el 30 de abril de 2007 hasta 01 de mayo de 2011, período de construcción de la planta hidroeléctrica. Para efectos fiscales el reglamento del impuesto sobre la renta no reconoce las sumas que se contabilicen por revaluaciones mediante simples asientos contables, en consecuencia los efectos fiscales del contrato no serán deducidos o gravados hasta que el mismo sea definitivamente cancelado. Producto de lo antes mencionado la Compañía reconoció un impuesto diferido activo correspondiente al pasivo por instrumento derivado durante el periodo de construcción de la planta, sin embargo, la Compañía mantuvo una provisión para valuación sobre sus impuestos diferidos activos hasta el inicio de sus operaciones comerciales. Debido a que inicialmente el contrato calificó para ser registrado mediante contabilidad de cobertura, el pasivo fue registrado neto del efecto fiscal en la cuenta utilidades integrales del patrimonio. Durante el periodo transcurrido entre los años 2008 y 2011 el contrato dejó de ser calificado como un instrumento de cobertura en dos oportunidades: (i) en el primer trimestre de 2008 y (ii) en mayo de 2010, por lo cual los saldos en las utilidades integrales a esas fechas, correspondientes a la valuación por valor razonable del instrumento y a intereses pagados, quedaron acumulados en el patrimonio. Las variaciones en el valor razonable del instrumento y los intereses pagados durante los periodos en que el instrumento fue calificado como inefectivo hasta su vencimiento, fueron reconocidos en el estado del resultado integral de los periodos correspondientes. Los montos acumulados en el patrimonio serán amortizados y reconocidos en el estado del resultado integral durante la vida útil de la planta hidroeléctrica (véase nota 14).

14. Impuesto sobre la Renta (continuación)

Impuesto de dividendos

Los accionistas pagan un impuesto a la renta del diez 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 (4%) sobre la ganancia neta deberá ser pagado hasta declarar dividendos sobre estas ganancias. Esta tasa de cuatro por ciento (4%) se denomina "Impuesto Complementario" y es considerado un adelanto al impuesto sobre dividendos. Durante los años terminados el 31 de diciembre 2013 y 2012, la Compañía no ha pagado impuesto dividendos debido a que generado pérdidas fiscales debido a que se encontraba en proceso de construcción de su central hidroeléctrica en 2011 y a la situación de bajo nivel de lluvias registrado durante el año 2013.

Ley de Precios de Transferencia

Durante el año 2012, las autoridades fiscales establecieron regulaciones de precios de transferencias. Las mismas alcanzan a cualquier operación que el contribuyente realice con partes relacionadas que sean residentes fiscales de otras jurisdicciones, siempre que dichas operaciones tengan efecto como ingresos, costo o deducciones en la determinación de la base imponible para fines del impuesto sobre la renta, en el período fiscal en que se lleve a cabo la operación.

De esta forma, los contribuyentes deben cumplir anualmente y a partir del ejercicio fiscal 2012, con la obligación de presentar informe de precios de transferencia (informe 930) seis meses después de la fecha de cierre del período fiscal, así como deben contar para la misma fecha con un estudio que cubra dicho ejercicio y que contenga la información y el análisis que permita valorar y documentar sus operaciones con partes relacionadas de acuerdo con las disposiciones establecidas en el Código Fiscal.

La Compañía estima que las mismas no tendrán impacto significativo en la provisión del impuesto sobre la renta del año 2013

15. Instrumento Financiero Derivado

La Compañía con el propósito de cubrir sus exposiciones en ciertos riegos de tasa de interés realizó una transacción de instrumento financiero derivado y firmó un acuerdo de intercambio de tasa de interés (interest rate swap) con The Bank of Nova Scotia para mitigar el riesgo del 90% de la tasa de interés variable (3 meses LIBOR) sobre el préstamo de $366,000, el cual tiene un vencimiento en mayo 2011, fecha en que se espera culminar la construcción del proyecto Chan 75. La Compañía designó este derivado como una cobertura de flujo de efectivo.

15. Instrumento Financiero Derivado (continuación)

Este derivado consiste en acuerdos de recibir tasa de interés variable (LIBOR) y pagar tasa de interés fija (4.115%) hasta su expiración sobre un monto nocional inicial de US$95,795 que aumenta hasta US$280,436 sobre su plan de avances de la deuda para la construcción.

Este instrumento calificó para ser tratado como contabilidad de cobertura hasta el primer trimestre de 2008, luego su cobertura fue declarada inefectiva hasta marzo 2009, fecha en la cual fue considerado nuevamente efectivo. Posteriormente, en mayo del 2010, la Compañía firmó una enmienda al contrato original de deuda, incrementando el monto del préstamo a $397,425 y estableció un piso para la tasa LIBOR de 1.75%, perdiendo en este momento la contabilidad de cobertura para el registro de este instrumento. A la fecha este instrumento ya no tiene valor debido a que el mismo venció en mayo 2011. En el 2011 se reconoció $3,460 de ingresos no realizados.

El monto acumulado en otras pérdidas integrales será amortizado y reconocido en operaciones durante la vida útil de la planta hidroeléctrica. Al 31 de diciembre 2013 se han amortizado $389 (2012 - $389) por este concepto y se encuentran incluidos en la cuenta de operación y mantenimiento en el estado de resultado integral.

El 3 de enero de 2011, la Compañía firmó un nuevo acuerdo de intercambio de tasa de interés (interest rate swap) con The Bank of Nova Scotia para mitigar el riesgo de la tasa de interés variable (3 meses LIBOR con un piso establecido de 1.75%) sobre el préstamo de $397,425, el cual comenzó a ejecutarse el 3 de enero de 2011 y fue efectivo a partir del 25 de agosto de 2011 hasta su cancelación el 25 de noviembre de 2013. La Compañía designó este derivado como una cobertura de flujo de efectivo.

Este derivado consistió en acuerdos de recibir tasa de interés variable (LIBOR) y pagar tasa de interés fija (2.771%) sobre el monto nocional, el cual disminuye trimestralmente y representa un 55% del préstamo. Este instrumento calificó para ser tratado como contabilidad de cobertura hasta diciembre del 2011 cuando la Compañía firma la tercera enmienda al contrato original para mantener un piso para la tasa LIBOR (London Interbank Offered Rate) de 1.75% hasta agosto del 2013, perdiendo en este momento la contabilidad de cobertura para el registro de este instrumento. Como consecuencia de la pérdida de la contabilidad de cobertura, la Compañía registró (ingresos) gastos por intereses en el estado del resultado integral por ($3,122) (2012 - $504).

Este instrumento fue cancelado con el pago del préstamo el 25 de noviembre de 2013, por lo que no existen pasivos por este concepto.

15. Instrumento Financiero Derivado (continuación)

Instrumento Derivado Implícito:

La Compañía firmó una enmienda al contrato de financiamiento en mayo 2010, en la cual la tasa LIBOR tiene un tope de 1.75% que a la fecha de firma de la enmienda está "en dinero", lo que indica que los intereses se pagan en base al tope y no a la tasa de mercado estipulada en el contrato debido a esto se concluyó reconocer un derivado implícito según NIC 39 hasta agosto 2013 cuando se elimina este tope de $1.75% para la tasa LIBOR, con la eliminación de este tope, se deja de reconocer este derivado por lo que la totalidad de su valor razonable a la fecha $4,335 se reconoció en el estado de resultado integral como intereses no realizados (Nota 12).

Jerarquía del valor razonable de instrumentos financieros derivados

Los instrumentos financieros derivados reconocidos a valor razonable en el estado de situación financiera, se clasifican según las siguientes jerarquías:

Nivel 1: Precio cotizado en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

Nivel 2: Supuestos diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos y pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio); y

Nivel 3: Supuestos para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado.

El supuesto utilizado en el cálculo del valor razonable utilizado por la Compañía para el derivado implícito recaería en el Nivel 2 de la jerarquía.

16. Compromisos y Contingencias

Contrato EPC

El 2 de noviembre de 2006, la Compañía firmó el contrato EPC con el Consorcio E. Phil & Son A.S., Alstom Hydro Energia Brasil Ltda., y MT Hojgaard A/S para los servicios de ingeniería, suministro y construcción del Proyecto Chan 75.

El 16 de noviembre de 2006, la Compañía firmó la orden de proceder limitada (Limited Notice to Proceed) mediante la cual autoriza y da instrucciones a los contratistas E. Phil & Son A.S., Alstom Hydro Energia Brasil Ltda. y MT Hojgaard a iniciar el desarrollo de los servicios pactados en el contrato EPC.

16. Compromisos y Contingencias (continuación)

El 25 de octubre de 2007, AES Changuinola, S. A. firmó la orden de proceder definitiva (Definitive Notice to Proceed) mediante la cual AES Changuinola, S.A. garantiza al contratista el acceso al sitio de construcción y autoriza y da instrucciones al contratista para que oficialmente inicie el desarrollo de los servicios pactados en el contrato EPC.

El 25 de agosto de 2011, la Compañía firmó la primera enmienda al contrato de EPC con el Consorcio E. Phil & Son A.S., Alstom Hydro Energia Brasil Ltda., y MT Hojgaard A/S, esta enmienda tiene por objeto establecer los términos y condiciones finales para la terminación y liquidación del contrato.

El 10 de noviembre de 2011, la Compañía firmó la segunda enmienda al contrato de EPC con el Consorcio E. Phil & Son A.S., Alstom Hydro Energia Brasil Ltda., y MT Hojgaard A/S, esta enmienda tiene por objeto modificar los términos y condiciones finales para la terminación y liquidación del contrato. Como resultado de esta última enmienda se estableció el 11 de febrero de 2012 como fecha de terminación del proyecto.

En fecha 07 de enero de 2014 hemos sido notificados de una solicitud de arbitraje presentada ante la Cámara Internacional de Comercio introducida por el Consorcio Gavilán (contratista EPC encargado del diseño, suministro y construcción de la Central Hidroeléctrica CHAN 75)), compuesto por: Alstom Brasil Energia e Transporte Ltda. (Brasil), MT Hojgaard A/S (Dinamarca), Alstom Panamá (Panamá) y Changuinola Civil Works Joint Venture, Inc. (Panamá). El plazo para dar respuesta inicial a esta solicitud es de 30 días contados a partir del día siguiente de la fecha de recepción indicada arriba, siendo solicitada y aceptada una extensión de tiempo para dar esta respuesta hasta el 12 de marzo de 2014. El monto en disputa asciende aproximadamente a $40,900 el cual incluye un monto de $28,550, retención de $7,500 y costos adicionales e intereses.

Contrato de Compra – Venta de Energía

El 9 de marzo de 2007, la Compañía firmó con AES Panamá, S.A. un contrato para la compra-venta de Potencia Firme y Energía por un período de diez años que van desde el año 2011 al año 2020. El 14 de mayo de 2010 firmó la enmienda No. 1 al contrato de reserva No. 01-07, en donde adicionó dos nuevos renglones de compra- venta de potencia firme y energía por un período de 10 años, del 2012 al 2013. El 25 de junio de 2012 se firmó la enmienda No. 2, a través de la cual se modificó la duración del mismo, extendido su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2030.

Mediante nota del 30 de mayo de 2013, la Compañía invoca el derecho que le otorgó la cláusula novena del Contrato de Reserva No. 01-07 y sus enmiendas donde se contempla la imposibilidad de cumplir a cabalidad con sus obligaciones contractuales por la aparición de un evento de Caso Fortuito, basándose en la extrema temporada seca que experimenta Panamá en este año. En consecuencia a partir del 1 de mayo la Compañía brindará el suministro de energía a AES Panamá, S.A. únicamente de la energía generada por las unidades de la Central Hidroeléctrica Changuinola I, al precio establecido en el contrato en referencia.

16. Compromisos y Contingencias (continuación)

El evento de caso fortuito fue levantado a partir del 2 de octubre de 2013. El 29 de agosto de 2013 se firmó la enmienda No. 3 a este contrato, en donde a partir del 1 de enero de 2014 el contrato de reserva será administrado como un contrato físico y se agrega un cuarto renglón para completar la venta de potencia firme de Chan I hasta el año 2030.

Financiamiento

El 25 de noviembre de 2013, la Compañía emitió bonos por un total de $420,000 con los cuales canceló el préstamo sindicado por $397,425, el préstamo de $12,000 con el Banco General y el SWAP de tasa de interés obtenido con The Bank of Nova Scotia por $10,666. La Compañía pagó costos para la emisión de este financiamiento por $4,892, de los cuales $1,622 fueron diferidos y se están amortizando durante el término del contrato de deuda y $3,270 se registraron en el rubro de otros gastos en el estado de resultado integral. Los costos de financiamiento diferidos netos totalizan $1,607.

Los bonos emitidos para la entidad de Changuinola suman un total de $420,000 y está compuesto en 2 tramos principales y un tercer tramo que podrá ser emitido por $50,000 si es necesario.

Indisponibilidad de la Mini-hidro

La Compañía mantiene un seguro contratado contra todo riesgo, con ASSA Compañía de Seguros S.A, compañía que a su vez diversifica el riesgo al reasegurarse con un grupo de empresas reaseguradoras dentro de las cuales se incluye una empresa relacionada de AES Changuinola llamada AES Global Insurance Corporation. La póliza contratada con ASSA Compañía de Seguros S. A. cubre todo riesgo operacional incluyendo rotura de maquinaria y lucro cesante. Por este contrato se han registrado para el 2013 gastos de seguros por $2,802 (2012 - $2,241). Los gastos de seguro están incluidos en el rubro de operación y mantenimiento en el estado de resultado integral. Durante el 2012 la Compañía reconocido ingresos por $4,350, en concepto de reintegro por lucro cesante relacionados a la Mini-Hidro, este monto se presenta en el estado de resultado integral disminuyendo del valor de las compras de energía.

Otros compromisos

El 25 de mayo de 2007, la Compañía firmó el contrato de Concesión Parcial de Administración en el Bosque Protector de Palo Seco con la Autoridad Nacional del Ambiente en donde la Autoridad otorga a la Compañía una Concesión Parcial de Administración sobre un globo de terreno con área de 6,215 hectáreas. Durante la fase de construcción la Compañía realizará un pago de $550 anuales por la concesión; adicionalmente, aportará la suma de $200 en especie para cubrir gastos de manejo del Bosque Protector de Palo Seco. Dicha concesión tiene una vigencia de 20 años.

16. Compromisos y Contingencias (continuación)

La Compañía puede estar expuesta a costos ambientales en el curso ordinario del negocio. Los pasivos son registrados cuando los estudios de impacto ambiental indican que las medidas correctivas son obligatorias y los costos pueden ser estimados de forma razonable. Los estimados de los pasivos se basan en hechos disponibles en la actualidad, la tecnología existente y las leyes y reglamentos vigentes, tomando en consideración los efectos probables de la inflación y otros factores sociales y económicos e incluye estimados de costos legales asociados. Al 31 de diciembre 2013, la Compañía ha reconocido el monto de $1,411 ($472 corto plazo y $939 largo plazo) (2012 - $1,634 ($495 corto plazo y $1,139 largo plazo)), como provisión para el compromiso de reforestación según acuerdos establecidos en el estudio de impacto ambiental. La porción a corto plazo se encuentra registrada en cuentas por pagar y la porción largo plazo en la cuenta de compromisos y contingencias, ambas en el balance general.

Según enmiendas al contrato de EPC firmadas en agosto y noviembre de 2011, mencionadas en la sección de contratos de EPC de esta misma nota, se establece un acuerdo entre las partes para compensar todos los reclamos presentados a la fecha. Dentro de los acuerdos, el contratista debe cumplir con todas las fechas de entrega establecidas en dichas enmiendas y los aumentos de capacidad instalada para las Unidades 1 y 2 y la Mini-Hydro. Producto de esta enmienda la Compañía ha registrado al 2013 un pasivo, incluyendo intereses de $16,544 a corto plazo (2012 - $14,415) y $12,006 a largo plazo (2012 - $12,006).

La Compañía ha adquirido contratos de concesión de cincuenta años que otorgan ciertos derechos, incluyendo la generación y venta de electricidad producida por las plantas hidroeléctricas y los derechos de agua para el uso del río Changuinola. La Compañía está obligada a administrar, operar y dar mantenimiento a las plantas durante el término de los contratos. Dicho término podrá ser renovado por unos cincuenta años adicionales sujetos a la aprobación previa del Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP).

Los términos más importantes de los contratos de concesión firmados entre la Compañía y el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ahora Autoridad Nacional de los Servicios Público – ASEP -) se detallan a continuación:

- La ASEP otorga a la Compañía una concesión para la generación de energía hidroeléctrica mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el río Changuinola.
- La Compañía está autorizada a prestar el servicio público de generación de electricidad, el cual comprende la operación y mantenimiento de las plantas de generación eléctrica, con sus respectivas líneas de conexión a las redes de transmisión y equipos de transformación, con el fin de producir y vender en el sistema eléctrico nacional y realizar ventas internacionales de energía.

16. Compromisos y Contingencias (continuación)

- El término de vigencia de cada una de las concesiones otorgadas tiene una duración de cincuenta (50) años. El mismo puede ser prorrogado por un período de hasta cincuenta (50) años, previa solicitud a la ASEP.
- La Compañía tendrá el derecho de poseer, operar y mantener los bienes de los complejos y realizar mejoras sobre los mismos. Se requerirá aprobación previa en los casos en que la Compañía aumente la capacidad de alguna de las plantas en 15% o más en el mismo sitio.
- La Compañía tendrá la libre disponibilidad de los bienes propios y los bienes de los complejos.
- La Compañía tendrá los derechos sobre los bienes inmuebles y derechos de vía o paso, dentro de los Complejos Hidroeléctricos pudiendo realizar todas las actividades necesarias para la generación y venta de energía hidroeléctrica. Asimismo, la Compañía también tendrá el derecho de vía o acceso a las áreas de los complejos hidroeléctricos actualmente habilitadas y en uso.
- La Compañía podrá solicitar la adquisición forzosa de inmuebles y la constitución de servidumbres en su favor conforme lo estipula la Ley No.6 y su reglamento.
- La Compañía ha contraído ciertas obligaciones con los contratos de concesión de generación, por lo cual mantiene fianzas de cumplimiento de contrato de concesión por un monto de $1.3 millones a favor de la Autoridad Nacional de los Servicios / Contraloría General de la República para la generación de energía eléctrica mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el río Changuinola.

Contingencias

La Compañía está involucrada en ciertos procesos legales en el curso normal de los negocios. Es la opinión de la Compañía y los abogados que ninguno de los reclamos pendientes tendrá efectos adversos en los resultados de sus operaciones, posición financiera o flujos de efectivo.

En junio 2009, la comisión Inter-Americana de Derechos Humanos de la Organización de Estados Americanos (CIDH) solicitó a la República de Panamá suspender el proyecto hidroeléctrico de AES Changuinola (Proyecto) hasta que los organismos del sistema Inter-Americano de derechos humanos pudiera emitir una decisión final sobre la petición (286/08) relacionada con los reclamos sobre violaciones de derechos humanos por parte de la construcción, interpuesta por la comunidad indígena. En julio 2009, Panamá respondió a la CIDH que no suspendería la construcción del Proyecto y solicitó a la CIDH que revocara su requerimiento. Con respecto a los méritos de la petición, la CIDH escuchó los argumentos de las comunidades y de Panamá en noviembre 2009, pero no ha emitido una decisión a la fecha. La Compañía no puede predecir la respuesta de Panamá en cuanto a la determinación de los méritos de la petición por los organismos del sistema Inter-Americano de derechos humanos.

16. Compromisos y Contingencias (continuación)

En junio 2010, la Corte Inte-Americana de Derechos Humanos desestimó la solicitud de la CIDH. El 3 de octubre de 2012, la CIDH informó a la Cancillería que las medidas cautelares (MC-56-08) dictadas a favor de las comunidades indígenas habían sido levantadas.

17. Valor Razonable de los Instrumentos Financieros

La Compañía estableció un proceso para la determinación del valor razonable. La determinación del valor razonable considera los precios de cotización del mercado; sin embargo, en muchas instancias, no cotizan precios de mercado para varios instrumentos financieros de la Compañía. En casos donde la cotización de mercado no está disponible, los valores razonables son basados en estimados usando el valor presente u otras técnicas de valuación. Estas técnicas son afectadas significativamente por los supuestos usados, incluyendo la tasa de descuento y los flujos de caja futuros.

Instrumentos Financieros con Valor en Libros Aproximado al Valor Razonable

El valor en libros de ciertos activos financieros, incluyendo efectivo, cuentas por cobrar, cuentas por cobrar relacionadas y ciertos pasivos financieros incluyendo cuentas por pagar, cuentas por pagar relacionadas, por su naturaleza de corto vencimiento, es considerado igual a su valor razonable.

La Administración estima que el valor razonable de la deuda a largo plazo, descontando los cálculos de flujos futuros de efectivo a la tasa de mercado, se aproxima a su valor en libros.

Instrumento de cobertura

Al 31 de diciembre de 2013, la Compañía mantiene instrumentos de cobertura de tasa de interés que por su naturaleza son considerados como Nivel 2. Nivel 2 son aquellos instrumentos cuyo valor no puede ser determinado en función a los precios (no ajustados) en mercado activos por lo que sus precios son observables directamente o indirectamente

La Compañía utiliza el sistema de Reval Hedge Rx para el cálculo del valor razonable del Swap. El modelo de valoración proyecta las tasas de interés forwards basadas en tasas spots para cada fecha intermedia y final de liquidación del instrumento, y luego descuenta los flujos utilizando la tasa LIBOR cero cupón. Los supuestos utilizados en el modelo consideran: precios y tasas observadas en el mercado, tasas libres de riesgo, riesgo país y/o contraparte, otros.

17. Valor Razonable de los Instrumentos Financieros (continuación)

A continuación un resumen de los pasivos financieros registrados a su valor razonable:

	2013		2012	
	Valor en libros	Valor razonable	**Valor en libros**	Valor razonable
Pasivos Financieros:				
Instrumento de cobertura de interés	$ -	$ -	$ 13,788	$ 13,788
Derivado Implícito	-	-	4,335	4,335
	$ -	$ -	$ 18,123	$ 18,123

18. Administración del Riesgo y Capital

Administración del Riesgo

La Compañía tiene la exposición a los siguientes riesgos en el uso de instrumentos financieros:

- Riesgo de mercado
- Riesgo de crédito
- Riesgo de liquidez
- Riesgo de tasa de interés

Esta nota presenta información sobre las exposiciones de la Compañía a cada uno de los riesgos antes mencionados, los objetivos de la Compañía, las políticas y procedimientos para medir y manejar el riesgo y la administración del capital de la Compañía. Los estados financieros también incluyen revelaciones cuantitativas adicionales.

La Junta Directiva tiene responsabilidad por el establecimiento y vigilancia del marco de referencia de la administración de los riesgos de la Compañía. La Junta Directiva, la cual es responsable del desarrollo y seguimiento de las políticas de manejo de los riesgos de la Compañía.

Riesgo de mercado

Es el riesgo de que los cambios en los precios de mercado de las ventas de energía así como las tasas de interés, afecten los ingresos de la Compañía o el valor de sus posesiones en instrumentos financieros. El objetivo de la administración del riesgo de mercado es el de manejar y controlar las exposiciones al riesgo de mercado dentro de parámetros aceptables, mientras se optimiza el rendimiento sobre el riesgo.

18. Administración del Riesgo y Capital (continuación)

Considerando la evaluación previa y la aprobación de la Junta Directiva, la Compañía sólo invierte en cuentas de ahorros con tasas de intereses fijos.

Riesgo de Crédito

La Compañía tiene la exposición al riesgo de crédito sobre los activos financieros mantenidos.

El riesgo de crédito es el riesgo de que el deudor o emisor de un activo financiero, propiedad de la Compañía, no cumpla completamente y a tiempo, con cualquier pago que deba hacer de conformidad con los términos y condiciones pactados al momento en que la Compañía adquirió u originó el activo financiero respectivo.

La Administración de la Compañía tiene instrumentos financieros con riesgo mínimo de pérdida debido a que las reglas de mercado eléctrico establecen el cobro y pago a 30 días de entregada la factura. A la fecha del estado de situación financiero no existen concentraciones significativas de crédito. La exposición máxima al riesgo de crédito está representada por el saldo de las cuenta por cobrar incluido en el estado de situación financiera.

Los ingresos producto de las ventas de electricidad en contratos se reconocen cuando la energía contratada es entregada al cliente conforme a las liquidaciones mensuales de potencia y energía, con base en los precios establecidos en el contrato de reserva que mantiene con AES Panamá, S.A., igualmente el contrato de reserva establece la compra de la energía generada no contratada valorada al precio del mercado ocasional. La Compañía también recibe ingresos del mercado ocasional proveniente de las ventas de los servicios auxiliares. Para el periodo terminado al 31 de diciembre de 2013, el 99% de los ingresos son derivados del contrato de reserva con AES Panamá, S.A.

Riesgo de liquidez

Consiste en el riesgo de que la Compañía no pueda cumplir con todas sus obligaciones por causa, entre otros, el deterioro de la calidad de la cartera de clientes, la excesiva concentración de pasivos, la falta de liquidez de los activos, o el financiamiento de activos a largo plazo con pasivos a corto plazo.

La Administración de la Compañía monitorea el riesgo de liquidez a través de una planeación de los flujos de efectivo para asegurar el cumplimiento de los compromisos. El monitoreo consiste en la preparación de un reporte proyectado de los flujos de efectivo esperados y los desembolsos programados, el cual es revisado mensualmente.

18. Administración del Riesgo y Capital (continuación)

Actualmente la Compañía maneja los fondos mediante un Acuerdo de Fideicomiso, por el cual los fondos están disponibles de acuerdo a reportes de pagos semestrales, que son revisados y aprobados por el banco administrador. Estos fondos son solicitados de acuerdo a desembolsos programados basados en la fecha de vencimiento de las obligaciones.

Los pasivos financieros significativos existentes al 31 de diciembre 2013 han sido clasificados en la siguiente categoría:

	Menos de 3 meses	*De 3 a 12 Meses*	*De 1 a 5 Años*	*Más de 5 Años*	*Total*
Al 31 de diciembre de 2013					
Préstamos por pagar	**$ -**	**$ 10,000**	**$ 60,000**	**$ 348,393**	**$ 418,393**
Cuentas por pagar comerciales	**35,334**	**-**	**12,289**	**-**	**47,623**
Cuentas por pagar compañías relacionadas	**-**	**6,344**	**-**	**-**	**6,344**
Instrumento derivado	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Gastos acumulados y otros pasivos	**2,003**	**-**	**939**	**-**	**2,942**
	$ 37,337	**$ 16,344**	**$ 73,228**	**$ 348,393**	**$ 475,302**

	Menos de 3 meses	*De 3 a 12 Meses*	*De 1 a 5 Años*	*Más de 5 Años*	*Total*
Al 31 de diciembre de 2012					
Préstamos por pagar	**$ -**	**$ 22,567**	**$ 179,339**	**$ 200,652**	**$ 402,558**
Cuentas por pagar comerciales	**32,387**	**-**	**12,289**	**-**	**44,676**
Cuentas por pagar compañías relacionadas	**-**	**31,570**	**-**	**-**	**31,570**
Instrumento derivado	**8,708**	**-**	**9,415**	**-**	**18,123**
Gastos acumulados y otros pasivos	**2,385**	**-**	**1,139**	**-**	**3,524**
	$ 43,480	**$ 54,137**	**$ 202,182**	**$ 200,652**	**$ 500,451**

Riesgo de tasa de interés

La Compañía realizó una emisión de bonos por la suma de $420,000 y está compuesto en 2 tramos principales y un tercer tramo que podrá ser emitido por $50,000 si es necesario. El primer tramo (Serie A) está compuesto de $200,000 a una tasa fija de 6.25% de interés y una amortización semestral, según el cronograma establecido en el acuerdo del primer tramo (Serie A). El segundo tramo (Serie B) está compuesto por $220,000 a una tasa fija de 6.75% y el principal será pagado al vencimiento el 25 de noviembre de 2023. Los pagos de interés y principal se harán cada 25 de junio y diciembre.

18. Administración del Riesgo y Capital (continuación)

18. Administración del Riesgo y Capital (continuación)

La Administración no espera ningún problema con los flujos de efectivo relacionados con las tasas de interés.

Administración del capital

La Compañía administra su capital manteniendo una estructura financiera saludable optimizando los saldos de la deuda, minimizando los riesgos para los acreedores y maximizando el rendimiento para los accionistas, producto de esta gestión del capital, la Compañía no se vio en la necesidad de requerir de capital externo durante el año.

19. Eventos subsecuentes

En fecha 07 de enero de 2014 hemos sido notificados de una solicitud de arbitraje presentada ante la Cámara Internacional de Comercio introducida por el Consorcio Gavilán (contratista EPC encargado del diseño, suministro y construcción de la Central Hidroeléctrica CHAN 75)), compuesto por: Alstom Brasil Energia e Transporte Ltda. (Brasil), MT Hojgaard A/S (Dinamarca), Alstom Panamá (Panamá) y Changuinola Civil Works Joint Venture, Inc. (Panamá). El plazo para dar respuesta inicial a esta solicitud es de 30 días contados a partir del día siguiente de la fecha de recepción indicada arriba, siendo solicitada y aceptada una extensión de tiempo para dar esta respuesta hasta el 12 de marzo de 2014. El monto en disputa asciende aproximadamente a $40,900 el cual incluye un monto de $28,550, retención de $7,500 y costos adicionales e intereses.

BGT | BG Trust, Inc.

14(302-04)030-19

15 de Enero de 2014

Señores
SUPERINTENDENCIA DEL MERCADO DE VALORES
Ciudad.-

REF.: FIDEICOMISO DE GARANTÍA DE LA EMISION PÚBLICA DE BONOS DE AES CHANGUINOLA, S.A.

Estimados señores:

En nuestra condición de Fiduciario del Fideicomiso de Garantía de la emisión pública de bonos por la suma de hasta **$470,000,000.00** realizada por **AES Changuinola, S.A.,** por este medio certificamos que al 31 de diciembre de 2013, formaban parte del mencionado fideicomiso los siguientes bienes y garantías:

1. Cuenta de Reserva de Servicio de Deuda establecida en Banco General, S.A. con un saldo de **US$21,113,615.78.**

2. Prenda mercantil a favor del Fiduciario sobre Cuatrocientas (400) acciones comunes sin valor nominal de la sociedad AES Changuinola, S.A. organizada y existente de conformidad con las leyes de Panamá, representada por el certificado de acción No. 13, fechado el 25 de noviembre de 2013, y cuyo original reposa en la custodia del Fiduciario.

Quedamos a su disposición para atenderle en caso de requerir alguna información adicional o aclaración sobre lo anterior.

Atentamente,

BG TRUST, INC

Sofía de Peng
Subgerente

Valerie Voloj
Gerente

SP/VV/hm