

**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 marzo de 2017

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, en los teléfonos 225-9758, 227-0466.

**RAZÓN SOCIAL DEL EMISOR:** AES Panamá, S.R.L.

**VALORES QUE HA REGISTRADO:**

1. Bonos por la suma de \$375,000,000 con vencimiento el 25 de junio de 2022, a una tasa de interés de 6.00% emitido bajo regla 144/A Regulación S de la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos.

**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:** ilsa.pichardo@aes.com

## I PARTE

AES Panamá, S. R.L. (en lo sucesivo la “Compañía”) fue constituida el 26 de octubre de 1999 como resultado de la fusión de Empresa de Generación Eléctrica Chiriquí, S. A. (en lo sucesivo “Chiriquí”) y Empresa de Generación Eléctrica Bayano, S. A. (en lo sucesivo “Bayano”). Chiriquí y Bayano fueron incorporadas como sociedad anónima el 19 de enero de 1998, producto del proceso de privatización y reestructuración de la industria de energía eléctrica en la República de Panamá. Al momento de su incorporación la Compañía operaba una planta hidroeléctrica con una capacidad instalada de 150 megavatios en Bayano, una planta térmica con una capacidad de 42.8 megavatios localizada en la Provincia de Panamá, la cual dejó de operar en el año 2005 y el 18 de octubre de 2006 fue traspasada a la Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (EGESA) quien asume todas las obligaciones y responsabilidades sobre la planta, según contrato de traspaso de las turbinas de gas, y las plantas hidroeléctricas de La Estrella y Los Valles con una capacidad instalada de 42 y 48 megavatios, respectivamente, localizadas en la Provincia de Chiriquí. La planta de Bayano culminó la expansión de la primera y segunda unidad incrementando su capacidad de 75 a 87 megavatios en ambas unidades y la construcción de la tercera unidad de 86 megavatios en el mes de febrero de 2004, totalizando 260 megavatios de capacidad instalada en el complejo Bayano. La Compañía construyó la hidroeléctrica Estí con una capacidad instalada de 120 megavatios, localizada en la Provincia de Chiriquí, la cual entró en operación comercial el 20 de noviembre de 2003. Adicionalmente, la Compañía inició en marzo de 2006, la repotenciación de las cuatro unidades de generación de las plantas La Estrella - Los Valles, incrementando su capacidad a 45 y 51 megavatios respectivamente en junio de 2006, y al 30 de junio de 2007 a 48 y 54 megavatios con la culminación del proyecto de repotenciación.

La Compañía inició en el último cuatrimestre del año 2014, la instalación de una central térmica tipo Barcaza denominado Proyecto Térmico Barcaza Estrella del Mar I con una capacidad instalada de 72 MW utilizando Bunker C (Fuel Oil No. 6) como combustible principal. La misma está actualmente ubicada en Cativá, Provincia de Colón y se encuentra en operación desde el 25 de marzo de 2015. Con la instalación de esta nueva central térmica la Compañía cuenta con una capacidad total 554 megavatios.

El 25 de septiembre de 2013, la Compañía acordó capitalizar la cuenta por cobrar que mantenía con su afiliada AES Changuinola, S.R.L. por \$63,227 generada por el contrato de suministro de energía que ambas compañías mantienen. A través de esta transacción, AES Panamá, S.R.L. pasa a ser propietaria del 20% de AES Changuinola, S.R.L. El 25 de noviembre de 2013 se perfecciona la transacción luego de efectuar los traspasos y emisión de acciones correspondientes.

El 16 de octubre de 2014 se inscribió en el Registro Público de Panamá la transformación de AES Panamá, S.A. en AES Panamá, S.R.L. (sociedad de responsabilidad limitada). El precitado cambio se da luego de la aprobación de la Junta Directiva y Asamblea de Accionistas de la sociedad. Como resultado de esta transformación la Compañía cancela las acciones comunes y emite cuotas a sus socios representadas con el mismo porcentaje de participación, adicionalmente fueron canceladas las acciones en tesorería.

El 25 de junio de 2015 en Asamblea de Socios, se aprobó la cesión de las cuotas propiedad de AES Panamá Energy, S.A. a favor de AES Elsta, B.V., subsidiaria en un 100% de The AES Corporation, a consecuencia de una reestructuración corporativa de Casa Matriz. La cesión fue debidamente inscrita en el Registro Público de Panamá efectivo el día 30 de septiembre de 2015.



Al 31 de marzo de 2017, AES Elsta, B.V., subsidiaria 100% de The AES Corporation (la Corporación), posee 105,353,687 (49.07%) cuotas de la Compañía, la República de Panamá posee 108,347,536 (50.46%) cuotas, los empleados y ex empleados de la Compañía poseen 1,016,205 (0.47%) cuotas.

#### A. Liquidez

	Marzo 31 2017	Marzo 31 2016
Flujos de efectivo de actividades de operación		
Utilidad neta	6,199	7,889
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación	6,791	9,574
Cambios en activos y pasivos de operación	5,394	(17,453)
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	18,384	10
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	(2,133)	(5,125)
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento	—	—
Aumento (disminución) neta de efectivo y equivalentes de efectivo	16,251	(5,115)
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del año	17,151	33,089
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	33,402	27,974

El efectivo neto de la Compañía al 31 de marzo de 2017 y 2016, fue de \$33,402 y \$27,974 respectivamente, lo que representa un aumento de \$5,428, con respecto al mismo período del año anterior.

Al 31 de marzo de 2017, se muestra una disminución en la utilidad neta de (\$1,690) con relación al mismo período del 2016, principalmente generado por una disminución en el margen variable por (\$3,369), afectado por los siguientes factores: (i) mayores compras de energía por (\$2,043), principalmente a su afiliada AES Changuinola y una reducción en la compensación del gobierno reconocida en el 2017 vs 2016; neto de menores costos por compra de energía en el mercado ocasional incurridos en 2017 en comparación con 2016, debido a mayor generación por mejor hidrología y ; (ii) mayores costos de consumo de combustible debido al incremento en los precios por (\$5,209); (iii) mayores costos de transmisión variable por (\$505); compensado por (iv) mayores ingresos por venta de electricidad por \$4,388, debido a mayor generación de las plantas hidroeléctricas.

Adicional al efecto en el margen variable, se presentan mayores costos de transmisión fijos por (\$303), en comparación con el 2016, por ajustes en la tarifa; aumento en los gastos de operación y mantenimiento por (\$1,003), a consecuencia de los mantenimientos programados durante 2017 en las plantas hidroeléctricas y un aumento en la depreciación y amortización por (\$536) por la capitalización de activos relacionados a la barcaza Estrella del Mar I y otros proyectos, compensado por una disminución en los otros gastos, netos, por \$1,614, principalmente asociado al reconocimiento de una ganancia por los reembolsos recibidos por parte de la asegurada ASSA por daños a la propiedad asociado a la Unidad I de Bayano y una disminución en el gasto de impuesto sobre la renta por \$1,971, debido a la disminución en la utilidad antes de impuesto.

En cuanto al efectivo provisto por las actividades de operación, se muestra un aumento de \$18,374, principalmente por la variación en las cuentas por pagar, las cuales muestran un aumento con relación al 2016, producto de los pagos a proveedores realizados en ese año, por el inicio de operaciones de la barcaza Estrella del Mar I.

Los flujos de efectivo utilizados por las actividades de inversión muestran una disminución de \$2,992 principalmente por mayores pagos realizados en 2016, relacionados con la instalación de la barcaza Estrella del Mar I, y otros proyectos, netos del reembolso de fondos procedentes del seguro por daños a la propiedad asociado a la Unidad 1 de Bayano y por lucro cesante asociado a la Barcaza Estrella del Mar I.

Los flujos de efectivo utilizados por actividades de financiamiento no muestran movimientos durante los periodos terminados al 31 de marzo de 2017 y 2016.

#### **B. Recursos de Capital**

Al cierre del 31 de marzo de 2017, se mantienen registrados como construcciones en proceso \$17,829, de los cuales \$10,012 están relacionados con algunos componentes asociados a la Barcaza Estrella del Mar I y \$7,817 relacionados con otros proyectos asociados con las plantas hidroeléctricas principalmente.



## C. Resultados de las Operaciones

A continuación se presenta un cuadro comparativo de los resultados de la Compañía:

Datos Comerciales	Unidad	2017	2016	VAR	% VAR
Ventas Energía en Contratos	GWh	710.11	731.45	(18.94)	(2.6)%
Mercado Ocasional Neto	GWh	(135.71)	(242.90)	105.97	(43.8)%
Ventas Spot de Energía	GWh	37.66	12.31	25.14	201.0 %
Compras Spot Energía	GWh	173.37	255.21	(80.83)	(32.0)%
IC Contrato de compra Energía (a precio Contrato)	GWh	193.71	152.74	40.97	26.8 %
<b>Generación Total de la Empresa</b>	<b>GWh</b>	<b>402.23</b>	<b>358.86</b>	<b>43.37</b>	<b>12.1 %</b>
Spot Prices	Unidad	2017	2016	VAR	% VAR
Precio Spot Sistema	US\$/MWh	78.00	65.25	12.75	19.5 %
Precio de Venta Spot	US\$/MWh	78.71	58.69	20.51	35.2 %
Precio de Compra Spot	US\$/MWh	84.10	65.30	18.69	28.6 %
Datos Operativos	Unidad	2017	2016	VAR	% VAR
Nivel Bayano	msnm	58.93	57.56	1.37	2.4 %
Aportes Bayano	m3/s	47.33	29.50	17.83	60.4 %
Generación Bayano	GWh	109.10	94.56	14.55	15.4 %
Generación ESTI	GWh	105.56	85.95	19.61	22.8 %
Generación La Estrella	Gwh	22.20	33.72	(11.52)	(34.2)%
Generación Los Valles	Gwh	31.99	37.96	(5.97)	(15.7)%
Generación Estrella de Mar I	Gwh	133.37	106.67	26.71	25.0 %
Importaciones	Gwh	—	1.23	(1.23)	(100.0)%
Pérdidas (línea y consumo)	Gwh	21.54	24.28	(3.92)	(15.4)%
Ingresos Mercado Ocasional	Unidad	2017	2016	VAR	% VAR
Ingresos Ventas Spot	K\$	2,963.74	722.35	2,235.23	306.8 %
Gastos por Compras Spot	K\$	14,580.02	16,664.74	(2,045.86)	(12.3)%

### Ingresos

#### **Ventas:**

Las ventas de electricidad reflejan un aumento de \$4,388 al 31 de marzo de 2017 con respecto al mismo período en el 2016, esto se debe a: (i) mayores ventas de energía en el mercado ocasional durante 2017 en comparación con 2016 por \$2,360 (\$38 Gwh vrs \$12 Gwh), debido a mayor generación en 12%, de las plantas hidros (269 Gwh vrs 252 Gwh) y la Barcaza Estrella del Mar I (\$133 Gwh vrs 107 Gwh); El nivel del embalse de Bayano cerró al 31 de marzo de 2017 con \$58.93 msnm y los aportes hídricos para esa planta fueron de \$47.33 m3/s, 60.4% más que el período anterior. (ii) un aumento en las ventas por contrato por \$1,391, atribuido al aumento en los precios (\$63/Gwh in 2017 to \$57/Gwh in 2016) asociado a la renovación de contratos con mejores precios principalmente en los contratos con las distribuidoras y; (iii) mayores ingresos auxiliares en el 2017 versus 2016 por \$638.

## **Costos y gastos de operación**

### **Compras y otros costos de ventas de energía:**

Al 31 de marzo de 2017, las compras de energía aumentaron (\$2,043) con relación al mismo período 2016, debido a: (i) mayores compras de energía a AES Changuinola por (\$3,813), por mayor generación de la compañía afiliada debido a mejor hidrología (194 Gwh vrs 153 Gwh), (ii) reducción en la compensación del gobierno reconocida en 2017 en comparación con 2016 (\$4 vs. \$679); compensado por (iii) menores menores costos por compra de energía en el mercado ocasional por \$2,448, (173 Gwh en 2017 vrs 255 Gwh en 2016) debido a mayor generación de las plantas hidros (269 Gwh vrs 252 Gwh).

Los otros costos de ventas de energía presentan un aumento de (\$5,714), atribuido principalmente a mayores costos de consumo de combustible por \$(5,209) debido a un incremento en el precio (\$50/barril en 2017 vrs \$28/barril en 2016) y mayores costos de transmisión variable por (\$505).

### **Costos de transmisión fijos:**

Los costos de transmisión muestran un aumento de (\$303), por ajustes en la tarifa.

### **Costos de arrendamiento operativo:**

Los costos de arrendamiento operativo no muestran variación con relación al mismo periodo 2016.

### **Operación y mantenimiento:**

Los gastos de operación y mantenimiento muestran un aumento al 31 de marzo de 2017 de (\$1,003) con relación al mismo período del año anterior, generado principalmente en los rubros de gastos por servicios y mantenimientos contratados por \$310, a consecuencia de los mantenimientos programados durante 2017 en las plantas hidros (principalmente La Estrella en Chiriquí), lo cual no ocurrió en 2016; y otros gastos por \$215, asociados a la provisión del impuesto por la tasa de electrificación rural en 2017, la cual aplica a partir de 2017, por cambios en la ley.

### **Depreciación y amortización:**

Los gastos de depreciación muestran un aumento de (\$536), de los cuales (\$299), corresponden a la depreciación de la barcaza y (\$240) a otros proyectos de generación.

### **Administración:**

El gasto de honorarios de administración no muestra variaciones significativas.

### Otros gastos e ingresos:

Los otros gastos e ingresos presentan un impacto favorable de \$1,614, asociado principalmente por el reconocimiento de una ganancia por el reembolso recibido por parte de la aseguradora ASSA Compañía de Seguros, S.A., por daños a la propiedad asociado a la Unidad 1 de Bayano por \$1,472.

### D. Análisis de perspectivas

Conforme a los resultados del primer trimestre y a las proyecciones del resto del año, a nivel de margen variable del año 2017, se espera que los resultados sean superiores a los alcanzados en el año anterior, principalmente por la expectativa de mejora en la hidrología, incrementando la generación en sus centrales de generación hidráulicas y del incremento en los precios del mercado ocasional por incremento en los precios de combustibles., lo que incrementará las ventas de energía en el mercado ocasional.

## II PARTE RESUMEN FINANCIERO

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

<b>ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA</b>	<b>1T17</b>	<b>4T16</b>	<b>3T16</b>	<b>2T16</b>
Ventas o Ingresos Totales	80,131	81,478	81,014	78,254
Margen Operativo	11,351	24,190	27,252	16,875
Costos y Gastos Generales y Administrativos	59,831	48,523	45,233	52,924
Utilidad neta	6,199	14,397	15,873	9,743
Cuotas de participación	214,717,428	214,717,428	214,717,428	214,717,428
Utilidad por Acción	0.03	0.07	0.07	0.05
Depreciación y Amortización	8,949	8,765	8,529	8,455
<b>BALANCE GENERAL</b>	<b>31-mar-17</b>	<b>31-dic-16</b>	<b>30-sep-16</b>	<b>30-jun-16</b>
Activo Circulante	121,977	101,616	110,754	116,581
Activos Totales	587,074	572,524	606,481	618,264
Pasivo Circulante	53,080	45,083	66,461	135,636
Pasivos a Largo Plazo	418,100	417,783	420,302	343,621
Capital Pagado	155,479	155,462	155,445	155,428
Déficit Acumulado	(37,127)	(43,326)	(31,915)	(12,495)
Total Patrimonio	115,894	109,658	119,718	139,007
<b>RAZONES FINANCIERAS</b>				
Deuda Total/Patrimonio	4.07	4.22	4.07	3.45
Capital de Trabajo	68,897	56,533	44,293	(19,055)
Razón Corriente	2.30	2.25	1.67	0.86
Utilidad Operativa/Gastos Financieros	2.05	3.45	3.53	2.92

**III PARTE**  
**ESTADOS FINANCIEROS**

Se adjuntan los Estados Financieros de AES Panamá, S.R.L. en el anexo I.

**IV 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.

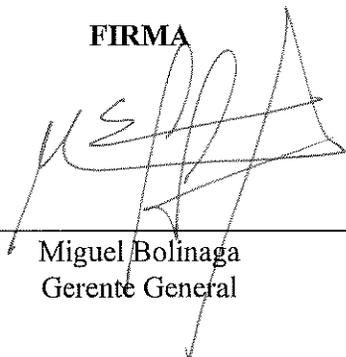
**1. Medio de divulgación**

El portal de Internet de la Compañía [www.aespanama.com](http://www.aespanama.com).

**2. Fecha de divulgación**

A partir del 30 de mayo de 2017.

**FIRMA**



Miguel Bolinaga  
Gerente General



Estados Financieros Intermedios

**AES Panamá, S.R.L.**

*Por los periodos terminados el 31 de marzo de 2017 (no auditado)  
y 31 de diciembre de 2016 (auditado)*



## CONTENIDO

Informe del Contador Público.....	1
Balances Generales.....	2 - 3
Estados de Resultados Integral .....	4
Estados de Cambios en el Patrimonio.....	5
Estados de Flujos de Efectivo.....	6 - 7
Notas a los Estados Financieros .....	8 - 43

A

## INFORME DEL CONTADOR PÚBLICO

**Asamblea de Socios**  
**AES Panamá, S.R.L.**

Hemos revisado los estados financieros intermedios que se acompañan de AES Panamá, S.R.L., en adelante "la Compañía", los cuales comprenden los balances generales al 31 de marzo de 2017 y los estados conexos de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los periodos terminados en esa fecha, y las correspondientes notas a los estados financieros.

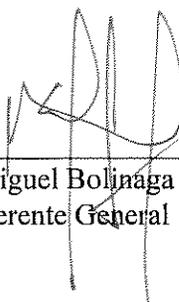
### **Responsabilidad de la Administración para los Estados Financieros**

La Administración de la Compañía es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros intermedios, de conformidad con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América ("US GAAP") 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**

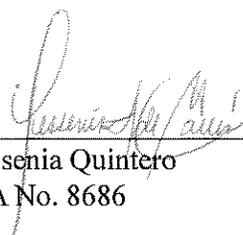
Nuestra responsabilidad es elaborar los estados financieros intermedios con base a los registros contables de la Compañía bajo los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América ("US GAAP"). Durante la elaboración de los estados financieros intermedios hemos revisado 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 intermedios. En nuestra opinión, los estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos importantes, la situación financiera de AES Panamá, S.R.L. al 31 de marzo de 2017, y su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los periodos terminados en esa fecha, de acuerdo con Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América ("US GAAP").



---

Miguel Bolinaga  
Gerente General



---

Yessenia Quintero  
CPA No. 8686

30 de mayo de 2017  
Panamá, República de Panamá



**Estados Financieros Intermedios**

<i>Notas</i>	2017	2016
<b>PASIVOS Y PATRIMONIO</b>		
<b>Pasivos a corto plazo</b>		
Cuentas por pagar:		
	\$ 12,343	\$ 9,089
4	Proveedores 5,835	1,662
4	Compañías relacionadas 17,779	22,805
	Compañías afiliadas 5,987	362
	Intereses por pagar 6,628	6,695
	Impuesto sobre la renta por pagar 4,508	4,470
	<u>Total de pasivos a corto plazo 53,080</u>	<u>45,083</u>
<b>Pasivos a largo plazo</b>		
	Prima de antigüedad 249	486
	Cuentas por pagar 718	718
11 y 18	Bonos por pagar, netos 371,605	371,168
17	Impuesto sobre la renta diferido, neto 44,193	44,090
5	Obligación por retiro de activo 1,335	1,321
	<u>Total de pasivos a largo plazo 418,100</u>	<u>417,783</u>
<b>PATRIMONIO</b>		
	Capital autorizado 141,139	141,139
	Capital adicional pagado 14,340	14,323
	Déficit acumulado (37,127)	(43,326)
	Impuesto complementario (161)	(161)
	Otras partidas integrales de afiliada (2,297)	(2,317)
	<u>Total de patrimonio 115,894</u>	<u>109,658</u>
	<u><b>TOTAL DE PASIVOS Y PATRIMONIO \$ 587,074</b></u>	<u><b>\$ 572,524</b></u>

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.



**AES Panamá, S.R.L.**

**Estados de Cambios en el Patrimonio**

**Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2017 y 31 de diciembre de 2016**

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

	Capital Autorizado	Capital Adicional Pagado	Déficit Acumulado	Impuesto Complementario	Otras Partidas Integrales de Afiliada	Total de Patrimonio
Saldos al 1 de enero de 2016	\$ 141,139	\$ 14,252	\$ (30,127)	\$ (1,475)	\$ (2,774)	\$ 121,015
Utilidad neta	—	—	47,902	—	—	47,902
Otras partidas integrales de afiliada	—	—	—	—	457	457
Impuesto complementario	—	—	—	1,314	—	1,314
Dividendos pagados (Nota 4)	—	—	(61,101)	—	—	(61,101)
Compensación basada en acciones	—	71	—	—	—	71
Saldos al 31 de diciembre de 2016	\$ 141,139	\$ 14,323	\$ (43,326)	\$ (161)	\$ (2,317)	\$ 109,658
Saldos al 1 de enero de 2017	\$ 141,139	\$ 14,323	\$ (43,326)	\$ (161)	\$ (2,317)	\$ 109,658
Utilidad neta	—	—	6,199	—	—	6,199
Otras partidas integrales de afiliada	—	—	—	—	20	20
Compensación basada en acciones	—	17	—	—	—	17
Saldos al 31 de marzo de 2017	\$ 141,139	\$ 14,340	\$ (37,127)	\$ (161)	\$ (2,297)	\$ 115,894

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

AES Panamá, S.R.L.

Estados de Flujos de Efectivo

Por los periodos terminados el 31 de marzo de 2017 y 2016

(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)

	2017	2016
<b>Flujos de efectivo de actividades de operación</b>		
Utilidad neta	\$ 6,199	\$ 7,889
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación	7,893	7,409
Amortización	1,056	1,003
Ganancia por reembolso de seguro por daños a la propiedad	(1,472)	—
Gastos por incrementos de obligaciones por retiro de activos	14	14
Impuesto sobre la renta diferido	103	1,864
Amortización de costos financieros diferidos	205	233
Participación patrimonial en afiliada	(923)	(988)
Amortización de (prima) descuento en bonos	(102)	21
Compensación basada en acciones	17	18
Flujos de efectivo antes de los movimientos del capital de trabajo	<u>12,990</u>	<u>17,463</u>
Cambios en activos y pasivos de operación:		
Disminución en cuentas por cobrar	755	344
(Aumento) disminución en inventarios	(34)	423
Aumento en gastos pagados por anticipado	(4,752)	(3,513)
Disminución en activos diferidos	1,489	1,488
Aumento (disminución) en cuentas por pagar	2,577	(19,814)
(Disminución) en impuesto sobre la renta por pagar	(67)	(1,314)
Aumento en intereses por pagar	5,625	5,821
Aumento (disminución) en gastos acumulados por pagar y otros pasivos	38	(958)
(Disminución) aumento en prima de antigüedad por pagar, netos de pagos	(237)	70
<b>Efectivo neto provisto por las actividades de operación</b>	<u>18,384</u>	<u>10</u>
<b>Pasan ... \$</b>	<b>18,384</b>	<b>\$ 10</b>

AES Panamá, S.R.L.

**Estados de Flujos de Efectivo (continuación)**

**Por los periodos terminados el 31 de marzo de 2017 y 2016**

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

	Vienen ... \$	18,384	\$	10
<b>Flujos de efectivo de actividades de inversión</b>				
Anticipos para la adquisición de propiedad, planta y equipo		(604)		(802)
Adquisición de propiedad, planta y equipo		(108)		(12)
Construcciones en proceso		(2,813)		(4,235)
Otros activos a largo plazo		(80)		(76)
Reembolso de seguro por daños a la propiedad		1,472		—
<b>Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión</b>		<b>(2,133)</b>		<b>(5,125)</b>
Aumento (disminución) neta de efectivo y equivalentes de efectivo		16,251		(5,115)
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del año		17,151		33,089
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo		<u>\$ 33,402</u>		<u>27,974</u>
<b>Información suplementaria</b>				
Impuesto sobre la renta pagado		<u>\$ 2,144</u>		<u>\$ 3,569</u>
<b>Información suplementaria de actividades no monetarias</b>				
Obligación por retiro de activo capitalizado		<u>\$ 14</u>		<u>\$ 14</u>

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros.

## **1. Información Corporativa**

AES Panamá, S. R.L. (en lo sucesivo la “Compañía”) fue constituida el 26 de octubre de 1999 como resultado de la fusión de Empresa de Generación Eléctrica Chiriquí, S. A. (en lo sucesivo “Chiriquí”) y Empresa de Generación Eléctrica Bayano, S. A. (en lo sucesivo “Bayano”). Chiriquí y Bayano fueron incorporadas como sociedad anónima el 19 de enero de 1998, producto del proceso de privatización y reestructuración de la industria de energía eléctrica en la República de Panamá. Al momento de su incorporación la Compañía operaba una planta hidroeléctrica con una capacidad instalada de 150 megavatios en Bayano, una planta térmica con una capacidad de 42.8 megavatios localizada en la Provincia de Panamá, la cual dejó de operar en el año 2005 y el 18 de octubre de 2006 fue traspasada a la Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (EGESA) quien asume todas las obligaciones y responsabilidades sobre la planta, según contrato de traspaso de las turbinas de gas, y las plantas hidroeléctricas de La Estrella y Los Valles con una capacidad instalada de 42 y 48 megavatios, respectivamente, localizadas en la Provincia de Chiriquí. La planta de Bayano culminó la expansión de la primera y segunda unidad incrementando su capacidad de 75 a 87 megavatios en ambas unidades y la construcción de la tercera unidad de 86 megavatios en el mes de febrero de 2004, totalizando 260 megavatios de capacidad instalada en el complejo Bayano. La Compañía construyó la hidroeléctrica Estí con una capacidad instalada de 120 megavatios, localizada en la Provincia de Chiriquí, la cual entró en operación comercial el 20 de noviembre de 2003. Adicionalmente, la Compañía inició en marzo de 2006, la repotenciación de las cuatro unidades de generación de las plantas La Estrella - Los Valles, incrementando su capacidad a 45 y 51 megavatios respectivamente en junio de 2006, y al 30 de junio de 2007 a 48 y 54 megavatios con la culminación del proyecto de repotenciación.

La Compañía inició en el último cuatrimestre del año 2014, la instalación de una central térmica tipo Barcaza denominado Proyecto Térmico Barcaza Estrella del Mar I con una capacidad instalada de 72 MW utilizando Bunker C (Fuel Oil No. 6) como combustible principal. La misma está actualmente ubicada en Cativá, Provincia de Colón y se encuentra en operación desde el 25 de marzo de 2015. Con la instalación de esta nueva central térmica la Compañía cuenta con una capacidad total 554 megavatios.

El 25 de septiembre de 2013, la Compañía acordó capitalizar la cuenta por cobrar que mantenía con su afiliada AES Changuinola, S.R.L. por \$63,227 generada por el contrato de suministro de energía que ambas compañías mantienen. A través de esta transacción, AES Panamá, S.R.L. pasa a ser propietaria del 20% de AES Changuinola, S.R.L. El 25 de noviembre de 2013 se perfecciona la transacción luego de efectuar los traspasos y emisión de acciones correspondientes.

El 16 de octubre de 2014 se inscribió en el Registro Público de Panamá la transformación de AES Panamá, S.A. en AES Panamá, S.R.L. (sociedad de responsabilidad limitada). El precitado cambio se da luego de la aprobación de la Junta Directiva y Asamblea de Accionistas de la sociedad. Como resultado de esta transformación la Compañía cancela las acciones comunes y emite cuotas a sus socios representadas con el mismo porcentaje de participación, adicionalmente fueron canceladas las acciones en tesorería.

### **1. Información Corporativa (continuación)**

El 25 de junio de 2015 en Asamblea de Socios, se aprobó la cesión de las cuotas propiedad de AES Panamá Energy, S.A. a favor de AES Elsta, B.V., subsidiaria en un 100% de The AES Corporation, a consecuencia de una reestructuración corporativa de la Corporación. La cesión fue debidamente inscrita en el Registro Público de Panamá efectivo el día 30 de septiembre de 2015.

Al 31 de marzo de 2017, AES Elsta, B.V., subsidiaria 100% de The AES Corporation (la Corporación), posee 105,353,687 (49.07%) cuotas de la Compañía, la República de Panamá posee 108,347,536 (50.46%) cuotas, los empleados y ex empleados de la Compañía poseen 1,016,205 (0.47%) cuotas.

La Compañía genera y vende electricidad en el Mercado Eléctrico Panameño y Mercado Eléctrico Regional (MER), en donde el Mercado Panameño es regulado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), anteriormente Ente Regulador de los Servicios Públicos.

Al 31 de marzo de 2017, el 94.2% de la capacidad firme de las plantas de AES Panamá, S.R.L. se encuentra contratada bajo varios acuerdos de compra-venta de potencia y energía con compañías de distribución, grandes clientes y la compañía generadora AES Changuinola, S.R.L. Estos acuerdos tienen un término de duración de uno a diez años. La energía excedente será vendida en el mercado ocasional a los precios establecidos en el mismo (precio spot).

### **2. Base para la Preparación de los Estados Financieros**

Los estados financieros están presentados con base en los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América ("US GAAP").

Los libros contables son llevados en balboas, unidad monetaria oficial de la República de Panamá, país en el cual la Compañía opera. El balboa está a la par y es de libre cambio con el dólar de los Estados Unidos de América. La República de Panamá no emite papel moneda y en su lugar utiliza el dólar estadounidense como moneda de curso legal.

Los estados financieros y notas son presentados en miles de dólares (\$) de los Estados Unidos de América, moneda funcional de la Compañía, excepto donde sea indicado lo contrario.

### **3. Resumen de las Principales Políticas Contables**

Las políticas de contabilidad más significativas de la Compañía se resumen a continuación:

#### **Efectivo y Equivalentes de 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.

### 3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)

#### Efectivo Restringido

El efectivo restringido incluye efectivo y equivalente de efectivo, los cuales tienen disposición limitada, debido a las restricciones impuestas por los acuerdos de financiamiento, los cuales establecen que el saldo es utilizado como garantías para el pago de los intereses de la deuda de los bonos.

#### Cuentas por Cobrar

Las cuentas por cobrar se presentan al valor nominal menos la estimación para valuación de las cuentas por cobrar. Esta estimación es evaluada considerando el historial de cobros de clientes y partes relacionadas, la antigüedad de los saldos adeudados, así como evaluaciones específicas de balances individuales. Al 31 de marzo de 2017 y 31 de diciembre de 2016, no existe reserva para valuación de cuentas por cobrar.

#### Inventarios

Los inventarios, que consisten principalmente en combustible, materiales y repuestos, se valoran al costo o mercado, el más bajo. El costo es determinado utilizando el método de costo promedio. Los inventarios incluyen una provisión por obsolescencia de \$403 y \$650 al 31 de marzo de 2017 y 31 de diciembre de 2016, respectivamente.

#### Propiedad, Planta y Equipo

La propiedad, planta y equipo se registra al costo de adquisición, menos la depreciación acumulada. 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. 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 los estados resultados integral.

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 que se detallan a continuación:

	<u>Vida Útil</u>
Edificios	30 a 50 años
Activos de generación (equipo de generación)	15 a 50 años
Activos de generación (equipo de electricidad)	5 a 50 años
Activos de generación (equipo de transmisión)	35 años
Equipo y mobiliario de oficina	3 a 20 años
Equipo de transporte	3 a 8 años

### **3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)**

#### **Obligación de Retiro de Activos**

La Compañía registra el valor razonable del pasivo de la obligación contractual de retiro de un activo en el período en que se incurra en la obligación. Cuando un nuevo pasivo es reconocido, la Compañía capitaliza los costos del pasivo por el aumento del valor en libros de los activos de larga duración correspondiente. El pasivo se aumenta al valor presente de cada período y el costo capitalizado se amortiza sobre la vida útil del activo relacionado. En la liquidación de la obligación, la Compañía elimina la responsabilidad y, con base en el costo real a retirar, puede incurrir en una ganancia o pérdida.

#### **Evaluación de Deterioro de Activos de Larga Vida**

La Compañía evalúa el deterioro de los activos de larga vida basada en la proyección de flujos de efectivo no descontados cada vez que los eventos o cambios indican que hay riesgos de que el valor de cada activo no pueda ser recuperable. El valor en libros no es recuperable cuando los flujos de efectivo futuros descontados que se espera que resulten del uso del activo sean menos que el valor registrado de los activos. La Compañía considera una pérdida por deterioro como la diferencia entre el valor en libros del activo y su valor razonable determinado con base en los flujos de efectivo futuros no descontados.

#### **Inversión en Afiliada**

Las inversiones en entidades sobre las que la Compañía tiene la capacidad de ejercer influencia significativa, pero no el control, son contabilizadas utilizando el método de participación patrimonial y se reportan como "Inversiones en afiliadas" en los balances generales. La Compañía evalúa periódicamente, si hay un indicio de que el valor razonable de una inversión bajo el método de participación patrimonial sea inferior a su valor en libros. Cuando existe un indicador, cualquier exceso del valor en libros sobre su valor razonable estimado es reconocido como deterioro cuando la pérdida de valor se considera más que temporal.

La Compañía suspende la aplicación del método de participación patrimonial, cuando una inversión se reduce a cero y la Compañía no se compromete a proporcionar más apoyo financiero a la entidad donde se invierte. La Compañía reanudará la aplicación del método de participación si la entidad posteriormente obtiene beneficios netos en la medida en que la parte de dichos ingresos netos de la empresa es igual a la parte de las pérdidas netas no reconocidas durante el periodo en el que se suspendió el método de participación patrimonial.

#### **Arrendamientos Operativos**

Arrendamientos en los cuales la arrendadora retiene sustancialmente los riesgos y beneficios sobre la propiedad del activo, son considerados arrendamientos operativos. Los pagos sobre estos arrendamientos, de acuerdo con las tarifas establecidas en los contratos respectivos, son reconocidos como gastos de forma lineal a lo largo del plazo de arrendamiento.

### **3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)**

Los pagos de arrendamiento acumulados menos el gasto de arrendamiento se registran como un pago por adelantado (si el neto es un débito).

#### **Mantenimiento Mayor y Menor**

Todos los desembolsos reconocidos como mantenimiento mayor representan gastos hechos para el reacondicionamiento de la planta y otros activos. Estos gastos son capitalizados y amortizados de acuerdo a la vida útil de cada activo. Los gastos de mantenimiento menor son cargados directamente a los estados de resultados integral.

#### **Construcciones en Proceso**

Los pagos de construcciones en proceso, los costos de ingeniería, seguros, salarios, intereses, y otros costos directamente relacionados con las obras en proceso son capitalizados durante el período de construcción, siempre que la culminación del proyecto se considere probable; o como gasto, en el momento en que la Compañía determine que el desarrollo de un proyecto en particular no es probable. La capitalización de estos costos, está sujeta a riesgos relacionados con la culminación de proyectos, incluyendo aprobaciones del gobierno, identificación de sitios, financiamientos, permisos de construcción y cumplimiento de contratos. Los saldos de construcción en proceso son transferidos a los activos de generación eléctrica cuando los activos están disponibles para el uso esperado. Los subsidios del gobierno, daños y perjuicios recuperados por retrasos en la construcción y créditos de impuestos se registran como una reducción de las propiedades, planta y equipo y se reflejan en los flujos de efectivo en las actividades de inversión. Las construcciones en proceso consisten principalmente de costos asociados al proyecto de la Barcaza de generación.

Al 31 de marzo de 2017, la Compañía capitalizó \$696, correspondiente a proyectos asociados a las plantas hidroeléctricas. Durante el periodo de construcción, los intereses son capitalizados y se incluyen como parte de los costos de construcción en proceso. Al 31 de marzo de 2017 y 2016, la Compañía capitalizó intereses por \$244 y \$322 respectivamente, los cuales son transferidos a la cuenta de activo fijo junto con los costos de construcción, una vez estén disponibles para su uso esperado.

#### **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 opción 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).

La Compañía usa un modelo de valuación de opciones "Black-Scholes" para estimar el valor razonable de las opciones concedidas en virtud de los planes de la Corporación.

### **3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)**

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

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2017 y al 31 de diciembre de 2016, se reconoció el costo de compensación de las opciones por \$17 y \$71, respectivamente.

#### **Costos de Financiamiento Diferidos**

Los costos de financiamiento, que cumplen con ciertos criterios, son capitalizados y amortizados utilizando el método de interés efectivo durante el período de financiamiento y su amortización se presenta en los estados de resultados integral. Durante la construcción, la amortización de los costos diferidos de financiamiento se incluye como parte de los costos de la construcción en proceso. Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2017 y al 31 de diciembre de 2016, los costos de financiamiento diferido son de \$5,890 y \$6,428, respectivamente.

#### **Reconocimiento y Concentración de Ingresos**

Los ingresos producto de las ventas de electricidad en contratos se reconocen cuando la energía contratada es entregada a los clientes conforme a las liquidaciones mensuales de potencia y energía, con base en los precios establecidos en los contratos de suministro y de reserva de potencia y/o energía; igualmente la Compañía reconoce ingresos de la venta de energía en el mercado ocasional. Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2017 y 2016, el 89% y 94% de los ingresos, respectivamente, fueron derivados de contratos de suministros con las empresas distribuidoras (EDEMET, EDECHI y ENSA), diez grandes clientes (Cemento Panamá, la Contraloría General de la República, Caja de Seguro Social, Sunstar Hotel, Gold Mills, Avipac, Inc, Cemento Interoceánico, Embajada de los Estados Unidos, Varela Hermanos e Importadora Ricamar, S.A.) y el contrato de reserva con la generadora AES Changuinola, S.R.L.

#### **Ingresos por Intereses**

Los ingresos por intereses corresponden a intereses ganados de las cuentas a plazo fijo calculados a la tasa efectiva de interés aplicable, y a intereses comerciales que se determinan según contratos con clientes.

#### **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 estados de resultados integral del año corriente, salvo para los impuestos relacionados con elementos directamente vinculados con el patrimonio, en cuyo caso serán reconocidos en el patrimonio de los accionistas.

### **3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)**

El impuesto sobre la renta corriente se refiere al impuesto estimado a pagar sobre la utilidad fiscal, utilizando la tasa vigente a la fecha de los estados de resultados integral y cualquier otro ajuste sobre el impuesto a pagar de años anteriores.

El impuesto sobre la renta diferido es calculado con base en el método del pasivo, considerando las diferencias temporales entre los valores de los activos y pasivos informados para propósitos financieros, y los montos utilizados para propósitos fiscales. El valor que resulte de estas diferencias será reconocido como un activo o pasivo de impuesto diferido en los balances generales y valuado a la tasa de impuesto en que la Administración estime serán realizadas dichas diferencias. El monto de impuesto sobre la renta diferido reconocido en los estados de resultados integral está basado en la forma de realización de las diferencias temporales en el ejercicio fiscal respectivo, utilizando la tasa de impuesto sobre la renta vigente a la fecha del ejercicio fiscal correspondiente. La Compañía establece una reserva de valuación cuando es más probable de que no, que todo o una porción de un activo del impuesto diferido no será utilizada.

#### **Uso de Estimaciones**

La presentación de los estados financieros en conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América, requiere que la Administración efectúe estimaciones y supuestos que afectan los saldos y montos de los activos, pasivos y resultados, como también las revelaciones de activos y pasivos contingentes. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Las estimaciones más importantes son las de la valuación y determinación de la vida útil de los activos de larga vida, las evaluaciones de la obligación por retiro de activos y la reserva de obsolescencia para el inventario.

#### **Fondo de Cesantía / Prima de Antigüedad Acumuladas**

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 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, desde 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 en la cuota parte relativa a la prima de antigüedad y el 5% de la cuota parte mensual de la indemnización.

#### **Normas, Interpretaciones y Enmiendas Adoptadas durante el 2017**

*ASU No. 2015-11, Inventario (Tema 330) Simplificación de la medición de inventario*

La norma reemplaza la prueba actual del menor entre el costo y el valor de mercado con la prueba del menor entre el costo o valor neto realizable. La implementación de la norma será prospectiva y efectiva a partir del 1 de enero de 2017, permitiendo su adopción temprana. Esta norma no tiene impacto material en los estados financieros.

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

### **3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)**

ASU No. 2016-18, Estado de Flujos de Efectivo (Tema 320): Efectivo Restringido (consenso de la fuerza de tarea de temas emergentes del FASB)

Esta norma exige que el estado de flujos de efectivo explique los cambios durante el período en el total de efectivo, equivalentes de efectivo y cantidades generalmente descritas como efectivo restringido o equivalentes de efectivo restringido. Por lo tanto, las cantidades generalmente descritas como restringidas o equivalentes de efectivo restringido deben ser incluidas en efectivo y equivalentes de efectivo al conciliar el inicio del período y los importes totales al final del período que se muestran en el estado de flujos de efectivo. La implementación de esta norma es retrospectiva. La norma es efectiva a partir del 1 de enero de 2017 y se permite su adopción temprana. Al 31 de marzo de 2017, la Compañía no mantiene saldos de efectivo restringido, por tanto, no hubo impactos en los estados financieros.

#### **Nuevas Normas de Contabilidad Emitidas pero no Vigentes**

*ASU No. 2014-09/2015-14/2016-08/2016-10/2016-12/2016-20, Ingresos procedentes de contratos con clientes (Tema 606)*

ASU 2014-09 y sus correspondientes actualizaciones proporcionan los principios que una entidad debe aplicar para medir y reconocer los ingresos. El principio básico es que una entidad reconocerá los ingresos para representar la transferencia de bienes o servicios prometidos a los clientes en una cantidad que refleje la contraprestación a la que la entidad espera tener derecho a cambio de esos bienes o servicios. Se emitieron enmiendas a la norma que proporcionan una mayor clarificación del principio y para proporcionar ciertos medios de transición. La norma reemplazará la mayoría de las directrices existentes de reconocimiento de ingresos en los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados, incluyendo la orientación sobre el reconocimiento de otros ingresos en la venta o transferencia de activos no financieros.

La norma requiere una aplicación retrospectiva y permite una adopción retrospectiva completa en la que todos los períodos se presenten bajo la nueva norma o un enfoque retrospectivo modificado en el que el efecto acumulativo de aplicar inicialmente la disposición se reconozca en la fecha de la solicitud inicial. La norma es efectiva a partir del 1 de enero de 2018 (debido a que fue diferida por ASU No. 2015-14). Se permite la adopción temprana solo a partir del 1 de enero de 2017. La Compañía actualmente está evaluando el impacto de adoptar la norma en sus estados financieros, utilizando el método retrospectivo completo. Sin embargo, continuará evaluando esta conclusión, que depende del impacto final en los estados financieros.

*ASU No. 2016-01, Instrumentos financieros - General (Tema 825-10) Reconocimiento y medición de activos y pasivos financieros*

La norma revisa significativamente la contabilidad de una entidad relacionada con (1) la clasificación y medición de las inversiones en títulos de participación y (2) la presentación de ciertos cambios en el valor razonable para los pasivos financieros medidos al valor razonable.

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

### **3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)**

También, enmienda ciertos requisitos de divulgación relacionados con el valor razonable de los instrumentos financieros. Transición: Efecto acumulativo en las ganancias retenidas a partir de la adopción o prospectivamente para inversiones de capital sin valor razonable fácilmente determinable. La norma es efectiva a partir del 1 de enero de 2018 y se permite la adopción temprana limitada. Actualmente la Compañía está evaluando el impacto de adoptar la norma pero no anticipa un impacto material en sus estados financieros.

*ASU No. 2016-02, Arrendamientos (Tema 842):*

La norma crea el Tema 842, Arrendamientos que reemplaza al Tema 840, Arrendamientos, e introduce un modelo de arrendatario que aporta sustancialmente todos los arrendamientos en los balances generales conservando al mismo tiempo la mayoría de los principios del modelo de arrendador existente en los USGAAP y alinea muchos de esos principios con ASC 606, Ingresos procedentes de contratos con los clientes. La implementación será aplicada mediante un enfoque retrospectivo modificado con ciertos medios prácticos. La norma es efectiva a partir del 1 de enero de 2019 y se permite su adopción temprana. La Compañía actualmente está evaluando el impacto de adoptar la norma en sus estados financieros.

### **4. Cuentas y Transacciones con Compañías Afiliadas y Relacionadas**

*Compensación del Gobierno*

El Gobierno Panameño posee una inversión significativa en las compañías de generación, distribución y transmisión de la industria de energía eléctrica de Panamá. Consecuentemente, todas las transacciones con estas compañías son consideradas transacciones con partes relacionadas.

Para reducir el impacto de los altos precios en el mercado spot en las empresas hidroeléctricas, por las limitaciones para transportar la energía desde el oeste del país, los retrasos en los proyectos de expansión y las mejoras en la línea de transmisión; en 2013, el Gobierno Panameño comenzó a negociar mecanismos de compensación.

En virtud del acuerdo de negociación con el Gobierno, acordó reembolsar la diferencia entre el costo a que la Compañía compra energía en el mercado spot y el precio al que la Compañía vende esa energía bajo los PPA's con las empresas de distribución por una cantidad acordada de 70 MW por hora, pero sujeto a un reembolso máximo de \$40,000 en 2014 y \$30,000 en 2015 y 2016.

Al 31 de marzo de 2017, la Compañía ha facturado \$46,174 y ha recaudado \$36,594 en reembolsos, reduciendo los costos de compras de electricidad y dejando un saldo por cobrar de \$9,579, el cual se registra en las cuentas por cobrar a partes relacionadas en los balances generales.

El 20 de abril de 2015, la Contraloría General de la República de Panamá presentó un recurso ante la Corte Suprema de Justicia para determinar si la resolución del Gobierno de Panamá, que autoriza un acuerdo con AES Panamá S.R.L. (Resolución de Gabinete No. 42 de 31 de marzo de 2014, o la Resolución del Gabinete) contraviene ciertos artículos de la Constitución de la República de Panamá.

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)***4. Cuentas y Transacciones con Compañías Afiliadas y Relacionadas (continuación)**

De conformidad con la legislación panameña, la Corte Suprema de Justicia pidió al Procurador General de la República emitir una opinión sobre la moción. El 7 de mayo de 2015, el Procurador General opinó que la Resolución de Gabinete debe ser declarada inconstitucional. La Corte Suprema ordenó que la citación fuera publicada en un periódico de la localidad durante 3 días consecutivos, por lo que dentro de los 10 días hábiles de la fecha de la última publicación, la Contraloría General, y cualquier otra persona podría exponer sus observaciones por escrito sobre el fondo del caso. En julio 2015, los abogados de AES Panamá S.R.L., presentaron los argumentos finales.

Mediante fallo del 8 de febrero de 2017, la Corte Suprema de Justicia declaró no viable la consulta de inconstitucionalidad presentada por la Contraloría General de la República en contra de la Resolución de Gabinete No. 42 del 31 de marzo de 2014, emitidas por el Órgano Ejecutivo de la República de Panamá.

*Traspaso de la Repotenciación de la Línea de Transmisión a ETESA*

Adicionalmente, el 21 de marzo de 2016, finalizó el proyecto de repotenciación de las líneas de transmisión Bahía las Minas- Panamá 115 kV para asegurar la generación de la Barcaza Estrella del Mar I, el cual consistió en el reemplazo del conductor de las líneas 115-3/4 y el reemplazo del conductor en las líneas 115-1/2, el cual fue traspasado a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

Al 31 de marzo de 2017, la Compañía mantiene una cuenta por cobrar a Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) por \$9,032, relacionada a esta transacción.

Los saldos y transacciones con partes relacionadas al 31 de marzo de 2017 y 31 de diciembre de 2016, se detallan como sigue:

<b><u>En los balances generales</u></b>	<b><u>Mar-2017</u></b>	<b><u>Dic-2016</u></b>
<b><u>Cuentas por cobrar:</u></b>		
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET) \$	<b>30,057</b>	\$ 30,341
Ministerio de Economía y Finanzas	<b>9,579</b>	9,575
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	<b>9,548</b>	11,070
Elektra Noreste, S. A. (ENSA)	<b>9,027</b>	9,308
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí (EDECHI)	<b>5,947</b>	6,007
Caja de Seguro Social	<b>1,294</b>	831
Gas Natural Atlántico II, S de R.L.	<b>482</b>	482
Bahía Las Minas, Corp.	<b>368</b>	326
Contraloría General de la República	<b>127</b>	192
Enel Fortuna, S.A.	<b>75</b>	521
Manzanillo International Terminal	<b>24</b>	—
Autoridad del Canal de Panamá	<b>—</b>	4
	<b><u>\$ 66,528</u></b>	<b><u>\$ 68,657</u></b>

AES Panamá, S.R.L.  
 Notas a los Estados Financieros  
 31 de de marzo de 2017

(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)

**4. Cuentas y Transacciones con Compañías Afiliadas y Relacionadas (continuación)**

<u>En los balances generales</u>	<u>Mar-2017</u>	<u>Dic-2016</u>
<u>Cuentas por pagar:</u>		
Autoridad del Canal de Panamá	\$ 2,792	\$ 405
Enel Fortuna, S. A.	2,032	165
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	698	751
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET)	146	150
Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (EGESA)	79	76
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI)	70	22
Bahía Las Minas, Corp.	18	59
Elektra Noreste, S. A. (ENSA)	—	34
	<u>\$ 5,835</u>	<u>\$ 1,662</u>

En los estados de resultados integral, por los periodos terminados el 31 de marzo de 2017 y 2016, se detallan como sigue:

<u>En los estados de resultados integral</u>	<u>Mar-2017</u>	<u>Mar-2016</u>
<u>Ingresos:</u>		
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET)	\$ 47,278	\$ 45,380
Elektra Noreste, S. A. (ENSA)	14,472	12,958
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI)	9,333	9,368
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	2,349	1,956
Caja de Seguro Social	922	724
Bahía Las Minas, Corp.	475	93
Contraloría General de la República	168	167
Enel Fortuna, S.A.	118	240
Manzanillo International Terminal	26	—
Autoridad del Canal de Panamá	—	6
	<u>\$ 75,141</u>	<u>\$ 70,892</u>
<u>Costo de transmisión fijo:</u>		
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	\$ 762	\$ 458
Bahía Las Minas, Corp.	21	22
	<u>\$ 783</u>	<u>\$ 480</u>

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)***4. Cuentas y Transacciones con Compañías Afiliadas y Relacionadas (continuación)**

<u>En los estados de resultados integral</u>	<u>Mar-2017</u>	<u>Mar-2016</u>
<u>Compra de electricidad</u>		
Autoridad del Canal de Panamá	\$ 3,197	\$ 1,556
Enel Fortuna, S. A.	2,355	3,179
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET)	399	1,051
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI)	305	30
Bahía Las Minas, Corp.	29	586
Tesoro Nacional	21	—
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	16	14
Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (EGESA)	10	32
Ensa Group, LLC	4	—
Elektra Noreste, S. A. (ENSA)	—	2,103
	<u>\$ 6,336</u>	<u>\$ 8,551</u>
<u>Compras de electricidad: (Compensación)</u>		
Ministerio de Economía y Finanzas (Compensación)	4	680
	<u>\$ 4</u>	<u>\$ 680</u>
<u>Otros costos de ventas de energía:</u>		
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	\$ 1,082	\$ 544
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET)	212	281
Elektra Noreste, S. A. (ENSA)	43	7
	<u>\$ 1,337</u>	<u>\$ 832</u>

**Cuentas y Transacciones con Compañías Afiliadas**

Los saldos y transacciones con afiliadas al 31 de marzo de 2017 y 31 de diciembre de 2016, se detallan como sigue:

<u>En los balances generales</u>	<u>Mar-2017</u>	<u>Dic-2016</u>
<u>Cuentas por cobrar:</u>		
AES Changuinola, S.R.L.	\$ 2,600	\$ 2,292
AES Elsta, B.V.	1,448	1,448
Otras Afiliadas	605	614
Global Energy Holding	189	189
Gas Natural Atlántico, S. de R.L.	87	15
AES Latin America S.R.L.	24	42
AES Corporation	1	1
Costa Norte LNG Terminal S. de R.L.	—	27
Empresa Electrica de Oriente, S.A. de C.V.	—	10
	<u>\$ 4,954</u>	<u>\$ 4,638</u>

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)***4. Cuentas y Transacciones con Compañías Afiliadas y Relacionadas (continuación)**

<u>En los balances generales</u>	<u>Mar-2017</u>	<u>Dic-2016</u>
<u>Cuentas por pagar:</u>		
AES Changuinola, S.R.L.	\$ 10,942	\$ 17,617
AES Solution LLC	6,450	4,775
Otras Afiliadas	192	215
AES CLESA y Cía, Sociedad en Comandita de Capital variable	83	83
Empresa Electrica de Oriente, S.A. de C.V.	63	63
AES Corporation	10	52
Costa Norte LNG Terminal S. de R.L.	39	—
	<u>\$ 17,779</u>	<u>\$ 22,805</u>

*Ventas y compras de energía*

El 9 de marzo de 2007, la Compañía firmó con AES Changuinola, S.R.L. un contrato para la compra-venta de Potencia Firme y Energía por un período de diez años (del 2011 al 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.

El 25 de junio de 2012 se firmó la enmienda No. 2, a través de la cual se modificó la duración del mismo, extendiendo su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2030.

El 29 de agosto de 2013 se firmó la enmienda No. 3 a este contrato, según la cual a partir del 1 de enero de 2014 el contrato de reserva es 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.

Como resultado de esta enmienda, a partir de enero 2014, se determinó la existencia de un arrendamiento operativo por la porción correspondiente a la capacidad de \$615 mensual hasta el 31 de diciembre de 2030.

El 7 de diciembre de 2015 se firmó la enmienda No. 4, a través de la cual se establecen los precios de la potencia y energía contratada para los años 2023 hasta 2030, que no habían sido establecidos en la enmienda No. 3, resultante del acto de licitación ETESA 01-12. Esta enmienda generó un aumento en el reconocimiento en línea recta del arrendamiento operativo a \$1,491 mensuales a partir del 2016.

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2017 y 2016, se han registrado por este concepto \$4,646 y \$4,646, respectivamente, en el rubro de costo de arrendamiento operativo en los estados de resultados integral. Al 31 de marzo de 2017 y 31 de diciembre de 2016, el excedente del gasto se encuentra registrado neto en los balances generales en el rubro de activos diferidos por \$3,045 y \$4,534, respectivamente. (Nota 10)

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

#### **4. Cuentas y Transacciones con Compañías Afiliadas y Relacionadas (continuación)**

El 30 de junio de 2015, la Compañía firmó con AES Changuinola, S.R.L. un contrato de reserva de sólo potencia por un periodo de 5 años, empezando el 1 de julio de 2015.

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2017 y 2016, se han registrado por estos contratos, compras por \$18,453 y \$14,503, respectivamente y ventas por \$1,380 y \$1,255, respectivamente.

El 1 de marzo de 2016, la Compañía firmó con Gas Natural Atlántico, S. de R.L. dos contratos marcos para la compra-venta de Potencia Firme y Energía por un período de tres años con prórrogas automáticas de un año.

Adicionalmente, por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2017 y 2016, la Compañía ha realizado ventas de energía a Empresa Eléctrica de Oriente, S.A. de C.V. por \$12 y \$12, respectivamente. Mientras que no tuvo compras de energía con compañías afiliadas al 31 de marzo de 2017, sin embargo para el mismo período del año 2016 realizó compras de energía a sus afiliadas Empresa Eléctrica de Oriente, S.A. de C.V. por \$53, y AES Clesa y Cía, Sociedad en Comandita de Capital variable por \$83.

#### *Servicios administrativos*

La Compañía mantiene un contrato de administración con AES Changuinola, S.R.L., el cual establece un honorario equivalente al 1% del EBITDA (utilidad antes de impuesto de renta, depreciación y amortización, por sus siglas en inglés). Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2017 y 2016, el total de honorarios cargados a ingresos de administración, incluidos en otros ingresos netos, asciende a \$153 y \$138, respectivamente.

En noviembre de 2010, la Compañía efectuó un nuevo contrato de administración con AES Solutions LLC, subsidiaria de la Corporación, con vigencia del 1 de enero de 2010 al 31 de diciembre de 2018. El acuerdo establece que los honorarios anuales serán por la suma mínima de \$4,000, suma que será ajustada anualmente en consecuencia de los cambios inflacionarios y será el Consejo de Administradores (anteriormente Junta Directiva) quien apruebe semestralmente los cargos facturados que anualmente serán al menos el monto mínimo acordado. El total de honorarios reconocidos en gastos de administración por este contrato ascienden a \$1,674 y \$1,610 para los periodos terminados el 31 de marzo de 2017 y 2016, respectivamente.

La Compañía mantiene un acuerdo de asistencia técnica con AES Servicios América S.R.L., subsidiaria de la Corporación. El acuerdo establece honorarios mínimos mensuales por \$6. Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2017 y 2016, los honorarios fueron por \$20 y \$20, respectivamente.

#### *Ingresos por alquiler*

Al 31 de marzo de 2017 y 2016 la Compañía facturó por concepto de alquileres a compañías afiliadas la cantidad de \$68 y \$68, respectivamente.

**AES Panamá, S.R.L.**

**Notas a los Estados Financieros**

**31 de marzo de 2017**

---

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

#### **4. Cuentas y Transacciones con Compañías Afiliadas y Relacionadas (continuación)**

Estos contratos tienen una duración de un año con opción a renovación automática, la última renovación tiene vigencia a partir del mes de febrero de 2017. Los ingresos por alquiler están registrados en la cuenta de otros ingresos en los estados de resultados integral.

##### *Seguros*

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 aseguradoras dentro de las cuales se incluye una empresa relacionada de AES Panamá, S.R.L. llamada AES Global Insurance Corporation. La póliza contratada con ASSA Compañía de Seguros, S. A. cubre todo riesgo operacional incluyendo roturas de maquinarias y lucro cesante.

Por este contrato se han registrado gastos de seguros por \$1,002 y \$961 por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2017 y 2016, respectivamente. Estos montos se encuentran incluidos en el rubro de operación y mantenimiento en los estados de resultados integral.

Durante el 2015, se produjo una avería en la Unidad No.1 de la Planta Hidroeléctrica de Bayano, y se registró un incendio en la bomba de inyección de combustible A1 en la Unidad No.2 de la Central Térmica Estrella del Mar I, que causó la interrupción temporal del funcionamiento de ambas unidades.

Por estos incidentes, la Compañía sufrió una pérdida por interrupción del negocio y daños a la propiedad, razón por la cual, durante el año 2016, ASSA Compañía de Seguros, S.A. (relacionada de AES Panamá, S.R.L. a través de AES Global Insurance Corporation), reconoció una indemnización por lucro cesante por la suma de \$2,706. Estos montos redujeron los costos de compra de electricidad en el estado de resultados integral de 2016.

El 7 de Septiembre de 2016, se recibió la cantidad \$1,949, correspondiente a la indemnización por lucro cesante asociadas a la Unidad No.1 de la Planta Hidroeléctrica de Bayano y el 14 de marzo de 2017, AES Panamá, S.R.L. recibió de ASSA Compañía de Seguros, S.A., la suma de \$757, correspondiente a la indemnización por lucro cesante asociado a la Unidad No.2 de la Central Térmica Estrella del Mar I.

El 17 de febrero de 2017, se finiquitó el acuerdo entre AES Panamá, S.R.L. y ASSA Compañía de Seguros, S.A. para el reintegro de los costos relacionados a la reparación de la Unidad No.1 de la Planta Hidroeléctrica de Bayano por un monto de \$1,472. El pago fue recibido el 13 de marzo de 2017.

##### *Dividendos*

La Compañía no ha recibido dividendos de su afiliada AES Changuinola S.R.L., ni ha pagado dividendos a sus social al 31 de marzo de 2017.

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)***5. Propiedad, Planta y Equipo, neto**

	31 de marzo de 2017						
	Terrenos	Edificios	Activos de generación eléctrica	Equipo y mobiliario de oficina	Equipo de transporte	Construcciones en proceso	Total
<b>Costo:</b>							
Al inicio del año	\$ 5,702	\$253,531	\$ 493,847	\$ 7,249	\$ 1,966	\$ 15,546	\$ 777,841
Adiciones	—	—	37	9	62	2,979	3,087
Reclasificaciones y ajustes	—	—	630	66	—	(696)	—
Ventas y descartes	—	—	—	(3)	—	—	(3)
Al final del año	5,702	253,531	494,514	7,321	2,028	17,829	780,925
<b>Depreciación Acumulada:</b>							
Al inicio del año	—	91,242	269,454	5,763	1,342	—	367,801
Gasto del año	—	2,132	5,578	120	63	—	7,893
Ventas y descartes	—	—	—	(3)	—	—	(3)
Al final del año	—	93,374	275,032	5,880	1,405	—	375,691
Saldo neto	\$ 5,702	\$160,157	\$ 219,482	\$ 1,441	\$ 623	\$ 17,829	\$ 405,234

	Al 31 de diciembre de 2016						
	Terrenos	Edificios	Activos de generación eléctrica	Equipo y mobiliario de oficina	Equipo de transporte	Construcciones en proceso	Total
<b>Costo:</b>							
Al inicio del año	\$ 5,702	\$253,430	\$ 478,856	\$ 6,760	\$ 1,958	\$ 22,734	\$ 769,440
Adiciones	—	—	177	249	28	17,032	17,486
Reclasificaciones y ajustes	—	101	14,814	240	33	(24,220)	(9,032)
Ventas y descartes	—	—	—	—	(53)	—	(53)
Al final del año	5,702	253,531	493,847	7,249	1,966	15,546	777,841
<b>Depreciación Acumulada:</b>							
Al inicio del año	—	82,715	248,724	5,311	1,131	—	337,881
Gasto del año	—	8,527	20,730	460	252	—	29,969
Reclasificaciones y ajustes	—	—	—	(8)	8	—	—
Ventas y descartes	—	—	—	—	(49)	—	(49)
Al final del año	—	91,242	269,454	5,763	1,342	—	367,801
Saldo neto	\$ 5,702	\$162,289	\$ 224,393	\$ 1,486	\$ 624	\$ 15,546	\$ 410,040

Al 31 de marzo de 2017 y 31 de diciembre de 2016, se han capitalizado intereses y costos financieros diferidos por \$253 y \$1,343, respectivamente.

En el 2014, la Compañía reconoció una obligación por retiro de activo, la cual se originó debido al compromiso que tiene la Compañía de retiro y desmantelamiento de los equipos e instalaciones que están ubicados en el terreno alquilado a Refinería Panamá, S. de R.L. para la operación de la barcaza de generación (Nota 12).

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)***5. Propiedad, Planta y Equipo, neto (continuación)**

El valor en libros por este concepto asciende a \$728 y \$788 al 31 de marzo de 2017 y 31 de diciembre de 2016, respectivamente, y se presenta en los balances generales como activos de generación eléctrica y se detalla a continuación:

	<u>Mar-2017</u>	<u>Dic-2016</u>
Costo	\$ 1,213	\$ 1,213
Amortización acumulada	(485)	(425)
Saldo neto	<u>\$ 728</u>	<u>\$ 788</u>

La siguiente tabla resume el pasivo reconocido en relación con las obligaciones de retiro de activos para los períodos indicados:

	<u>Mar-2017</u>	<u>Dic-2016</u>
Saldo inicial	\$ 1,321	\$ 1,266
Gasto por incrementos de obligaciones por retiro de activos	14	55
Saldo final	<u>\$ 1,335</u>	<u>\$ 1,321</u>

**6. Gastos Pagados por Anticipado**

Los gastos pagados por anticipado al 31 de marzo de 2017 y 31 de diciembre de 2016 se detallan a continuación:

	<u>Mar-2017</u>	<u>Dic-2016</u>
Adelanto a proveedores	\$ 2,311	\$ 762
Fianzas	176	210
Seguros	3,077	65
Otros	311	62
ANAM - Concesiones de agua	21	45
<b>Total de gastos pagados por anticipado</b>	<u>\$ 5,896</u>	<u>\$ 1,144</u>

**7. Efectivo Restringido**

En diciembre de 2006, la Compañía coloca títulos de deuda, emitidos bajo la regla 144A/Regulation S de la Bolsa de Valores de Nueva York (Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos – SEC), en el mercado internacional y nacional por la suma de \$300,000 con el propósito principal de refinanciar los saldos de capital, intereses y otros cargos adeudados por la Compañía producto de una emisión de deuda por \$320,000 en el año 2003. Como parte de los acuerdos establecidos en la deuda de \$300,000 se incluye la creación de un fondo de fideicomiso con la cuenta denominada “Cuenta Acumulada del Servicio de la Deuda”.

**AES Panamá, S.R.L.****Notas a los Estados Financieros****31 de marzo de 2017***(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)***7. Efectivo Restringido (continuación)**

Este fondo fue constituido por AES Panamá, S.R.L., como fideicomitente y HSBC Bank USA, National Association como fiduciario y agente colateral con propósito general de mantener un fondo de efectivo para cumplir con las obligaciones de pago de intereses de un semestre.

En junio de 2015, la Compañía coloca títulos de deuda en el mercado internacional y nacional por la suma de \$300,000 con el propósito principal de refinanciar parcialmente los saldos de capital, intereses y otros cargos adeudados por la Compañía, de la emisión de deuda del 2006, y a su vez cancelar el préstamo sindicado obtenido en el 2014 para la compra de la barcaza. Con dicho refinanciamiento, la Compañía cancela \$217,296 de los bonos de \$300,000 con vencimiento en el 2016. Producto de la cancelación anticipada de los bonos 2016, se redujo el efectivo restringido requerido para el pago de intereses de este financiamiento.

En diciembre 2016, la Compañía cancela el saldo restante de los bonos 2016 por \$82,704 y con esto cancela el efectivo restringido relacionado a estos bonos 2016.

Sin embargo, como parte de los acuerdos establecidos en la deuda de los bonos 2022, la Compañía está obligada a reservar la cantidad del siguiente pago de intereses a lo largo del acuerdo por medio de efectivo o/y carta de crédito; la Compañía optó por utilizar una carta de crédito.

Al 31 de marzo de 2017 y 31 de diciembre de 2016, la Compañía no mantiene saldos en la cuenta de efectivo restringido.

El siguiente cuadro resume los saldos que comprenden los otros activos intangibles al 31 de marzo de 2017 y 31 de diciembre de 2016:

	Mar-2017			Dec-2016		
	Costo	Amortización acumulada	Valor neto en libros	Costo	Amortización acumulada	Valor neto en libros
Software	\$ 1,398	\$ (832)	\$ 566	\$ 1,399	\$ (780)	\$ 619
Contratos	20,000	(7,000)	13,000	20,000	(6,000)	14,000
Total	<u>\$ 21,398</u>	<u>\$ (7,832)</u>	<u>\$ 13,566</u>	<u>\$ 21,399</u>	<u>\$ (6,780)</u>	<u>\$ 14,619</u>

En junio 2015, AES Panamá, S.R.L. firmó un acuerdo con Erryl Capital Inc. e International Electric Power, LLC, para adquirir tres contratos de compra de energía por un monto de \$20,000, para un período de 5 años a partir de julio de 2015. El gasto de amortización por año asciende \$4,000, finalizando en julio de 2020, y se reconoce en los estados de resultados integral como parte del gasto de depreciación y amortización. El importe pagado por los contratos de compra de energía fue reconocido como un activo intangible amortizado por la vigencia de estos contratos, bajo el método línea recta.

**AES Panamá, S.R.L.**  
**Notas a los Estados Financieros**  
**31 de marzo de 2017**

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

**8. Activos Intangibles, netos**

El movimiento de los activos intangibles se muestra a continuación:

	<u>Software</u>	<u>Contratos</u>	<u>Total</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2015	\$ 653	\$ 18,000	\$ 18,653
Adiciones	122	—	122
Amortización	(179)	(4,000)	(4,179)
Reclasificaciones	23	—	23
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>619</b>	<b>14,000</b>	<b>14,619</b>
Adiciones	—	—	—
Amortización	(53)	(1,000)	(1,053)
Reclasificaciones	—	—	—
<b>Saldos al 31 de marzo de 2017</b>	<b>\$ 566</b>	<b>\$ 13,000</b>	<b>\$ 13,566</b>

El gasto por amortización de activos intangibles fue de \$1,053 y \$4,179 para los periodos terminados el 31 de marzo de 2017 y 31 de diciembre de 2016, respectivamente.

**9. Inversión en Afiliada**

El 25 de septiembre de 2013 el Consejo de Administradores (anteriormente Junta Directiva) de AES Panamá, S.R.L. aprueba la capitalización de la deuda que mantenía AES Changuinola, S. R.L. con la Compañía por \$63,227. El Consejo de Administradores, luego de revisar las evaluaciones independientes para determinar el valor razonable de AES Changuinola, S.R.L., determinó que el monto de la deuda antes mencionada representaba el 20% del valor de AES Changuinola, S.R.L. El 25 de noviembre de 2013 se perfecciona la transacción luego de efectuar los traspasos y emisión de acciones correspondientes. Debido a que la compañía afiliada AES Changuinola, S.R.L. se encuentra bajo control común con la misma entidad que AES Panamá, S.R.L. el registro inicial de la inversión se realiza al valor en libros sobre el patrimonio de la compañía afiliada, que a la fecha de la transacción ascendía a \$208,535. El monto equivalente al 20% de la participación ascendía a \$41,707. La diferencia entre el valor de la participación de la inversión y la deuda capitalizada (\$63,227) debe ser registrada en el patrimonio y aplicada a las utilidades retenidas debido a que no se debe reconocer ganancias ni pérdidas por las transferencias de activos entre entidades bajo control común; el monto registrado en patrimonio es de \$21,520.

En diciembre 2016, AES Changuinola, S.R.L. realiza un retorno de capital a AES Panamá, S.R.L. por \$5,320.

Al 31 de marzo de 2017 y 31 de diciembre de 2016 la inversión en afiliada se detalla así:

Afiliada	Actividad	% de participación		31-mar	31-dic
		2017	2016	2017	2016
AES Changuinola, S.R.L.	Generación eléctrica (Hidroeléctrica)	20%	20%	<u>\$ 41,261</u>	<u>\$ 40,318</u>

**AES Panamá, S.R.L.**

**Notas a los Estados Financieros**

**31 de marzo de 2017**

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

**9. Inversión en Afiliada (continuación)**

Por el periodo terminado el 31 de marzo de 2017							Utilidad	Otras	Participación
<u>Afiliada</u>	<u>Activos</u>	<u>Pasivos</u>	<u>Patrimonio</u>	<u>Ingresos</u>	<u>Gastos</u>	<u>Neta</u>	<u>Integrales</u>	<u>Patrimonial</u>	
AES Changuinola, S.R.L.	\$617,415	\$408,478	\$ 208,937	\$ 23,235	\$ 18,618	\$ 4,617	\$ 97	\$ 943	

Al 31 de marzo de 2017 y 2016, la Compañía ha registrado en concepto de la participación del 20% en los resultados integrales de AES Changuinola, S.R.L., una ganancia de \$943 y de \$988, respectivamente. Este monto se encuentra registrado en los balances generales dentro del rubro de inversión en afiliada y en los estados de resultados integral dentro de participación patrimonial en afiliada.

**10. Arrendamiento Operativo**

En agosto de 2013 el contrato de compra-venta de energía con AES Changuinola, S.R.L. fue enmendado para que la Compañía, a partir de enero de 2014, pague a AES Changuinola, S.R.L. por la totalidad de su energía generada, su potencia firme y el factor de prima de construcción sobre la facturación de energía y de capacidad. AES Changuinola, S.R.L. sólo puede suplir el contrato de compra-venta con sus activos de generación. Bajo términos comerciales el contrato de compra-venta es definido como un contrato físico. Dicha característica condiciona a que sea remoto que alguien distinto a la Compañía tome energía de la generada por AES Changuinola, S.R.L. La Compañía es requerida a pagar por la capacidad firme y la prima de construcción de capacidad, no obstante exista generación de energía.

De acuerdo a la estructura del contrato, la Gerencia determinó que éste califica para ser contabilizado como un arrendamiento operativo según ASC 840 *Arrendamientos*.

Los pagos mínimos del arrendamiento son determinados con base en el factor de capacidad de la prima de construcción y los precios de capacidad establecidos en el contrato de compra-venta. Los pagos de energía y su factor de prima de construcción no son considerados como parte de los pagos mínimos, debido a que no existen pagos mínimos establecidos por estos conceptos. Los pagos mínimos determinados durante la vida del contrato son contabilizados sobre la base de línea recta y la diferencia entre el valor lineal y la facturación es contabilizada como un activo en los balances de la Compañía.

Por los tres meses terminados el 31 de marzo de 2017 y 2016, se han registrado por este concepto \$4,646 y \$4,646, respectivamente, en el rubro de costo de arrendamiento operativo en los estados de resultados integral. Al 31 de marzo de 2017 y 31 de diciembre de 2016, el excedente del gasto se encuentra registrado neto en los balances generales en el rubro de activos diferidos por \$3,045 y \$4,534, respectivamente.

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

### 10. Arrendamiento Operativo (continuación)

El total de pagos futuros mínimos por concepto de arrendamientos, derivados del contrato de arrendamiento operativo no cancelables suscritos al 31 de marzo de 2017 se van a satisfacer en los siguientes plazos:

	<u>2016</u>
A un año	\$ 17,892
Después de un año y hasta cinco años	89,460
Después de cinco años	138,573
Total de pagos a futuro	<u>\$ 245,925</u>

### 11. Bonos por Pagar, Neto

#### Bonos 2016

El 21 de diciembre de 2006, la Compañía refinanció la deuda por \$320,000 con una nueva facilidad por \$300,000. Esta facilidad fue suscrita y distribuida por Credit Suisse y UBS Investment Bank y fue emitida mediante título de deuda por \$300,000, emitido bajo la regla 144A/Regulation S de la Bolsa de Valores de Nueva York (New York Stock Exchange) en el mercado internacional y nacional con vencimiento el 21 de diciembre de 2016 y a una tasa de interés anual de 6.35% con un solo pago al vencimiento del monto principal y pagos semestrales de intereses.

Los bonos con vencimiento en el 2016 fueron emitidos de acuerdo a disposiciones del Contrato de Emisión llevado a cabo entre AES Panamá, S.R.L. y HSBC Bank USA, National Association como fiduciario. En diciembre de 2016, estos títulos de deuda fueron cancelados. Al 31 de marzo de 2017 y 31 de diciembre de 2016, la Compañía no mantiene costos de financiamientos diferidos netos relacionados a este financiamiento.

#### Bonos 2022

El 18 de junio de 2015, la Compañía coloca títulos de deuda por \$300,000 con lo cual cancela \$217,046 de los bonos 2016 y el saldo a la fecha del préstamo sindicado a plazo por \$55,491. Esta facilidad fue suscrita y distribuida por Banco General, S.A. y Deutsche Bank Securities Inc. y fue emitida mediante título de deuda por \$300,000 emitido bajo la regla 144A/Regulation S de la Bolsa de Valores de Nueva York (New York Stock Exchange) en el mercado internacional y nacional con vencimiento el 25 de junio de 2022 y a una tasa de interés anual de 6.00% con un solo pago al vencimiento del monto principal y pagos semestrales de intereses. En octubre de 2016 la Compañía realizó una re-apertura del bono, emitiendo la suma de \$75,000 adicionales, bajo los mismos términos y condiciones que el bono original.

Como parte de los acuerdos establecidos en la deuda, la Compañía está obligada a reservar la cantidad del siguiente pago de intereses a lo largo del acuerdo por medio de efectivo o/y carta de crédito; la Compañía optó por utilizar una carta de crédito.

Los costos de financiamientos diferidos netos relacionados al financiamiento totalizan \$5,889 y \$6,428 al 31 de marzo de 2017 y 31 de diciembre de 2016, respectivamente.

**11. Bonos por Pagar, neto (continuación)**

Los bonos por pagar con vencimiento en el 2022, fueron emitidos de acuerdo a disposiciones del Contrato de Emisión llevado a cabo entre AES Panamá, S.R.L. y Deutsche Bank Trust Company Americas como fiduciario.

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

- La Compañía debe mantener una “Cuenta Acumulada del Servicio de la Deuda” con los fondos depositados y disponibles y/o una carta de crédito para cubrir un semestre de intereses.
- Restricciones al momento de incurrir en ciertas deudas:
  - a. La Compañía puede incurrir en deudas siempre y cuando el ratio de cobertura de intereses no sea menor que 2.5 veces; y
  - b. La cuenta para el servicio de deuda esté completamente fondeada y/o cubierta por una carta de crédito.
  - c. El ratio deuda/ebitda podrá ser mayor a cero y menor que 4.25 veces si se incurre en endeudamiento en cualquier fecha a partir de la fecha de emisión y hasta el 30 de junio de 2016, inclusive; menor que 3.75 veces si se incurre en endeudamiento después del 30 de junio de 2016 y hasta el 30 de junio de 2017, inclusive; y menos que 3.5 veces si se incurre en endeudamiento en cualquier fecha posterior.
- Limitación en la venta de activos de generación.
- Deberá presentar estados financieros auditados a más tardar 120 días después del cierre del período fiscal.

Al 31 de marzo de 2017, la Compañía está en cumplimiento de todos sus compromisos y restricciones.

A continuación se presenta el saldo al 31 de marzo de 2017 y 31 de diciembre de 2016, de los bonos por pagar, neto de descuento:

	<u>Mar-2017</u>	<u>Dic-2016</u>
Bonos 2022	\$ 375,000	\$ 375,000
Premio por amortizar	2,494	2,596
Costos financieros diferidos	(5,889)	(6,428)
Total bonos por pagar, netos	<u>\$ 371,605</u>	<u>\$ 371,168</u>

La amortización del descuento se presenta en los estados de resultados integral como gastos de intereses.

## **12. Compromisos y Contingencias**

### **Compromisos**

#### **Contratos de Compra-Venta de Energía**

La Compañía ha contraído ciertas obligaciones contractuales con los contratos de suministro de potencia y energía asociada a los contratos de concesión de generación. La Compañía mantiene fianzas de garantía y cartas de crédito por un monto de \$76,769 para garantizar las obligaciones de acuerdo con los contratos firmados con las compañías distribuidoras y fianzas de garantía por un monto de \$28,000 a favor de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos / Contraloría General de la República de Panamá por la concesión de la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico, las cuales garantizan la generación de energía eléctrica.

La Compañía también mantiene una carta de crédito stand-by por un monto de \$2,937 (2016: \$7,140) para garantizar los pagos por las compras en el mercado ocasional y \$91 para las compras de energía en el Mercado Eléctrico Regional. Adicionalmente, la Compañía mantiene garantías a favor de ETESA por \$724 y \$10 para garantizar los pagos por los servicios de transmisión.

La Compañía también mantiene una carta de crédito stand-by por un monto de \$3,000 para garantizar los pagos por las compras de los combustibles requeridos para la operación de la barcaza.

Producto de la licitación EDEMET-EDECHI 01-05, el 7 de diciembre de 2005 la Compañía firmó los contratos EDEMET 05-12 y EDECHI 013-05 para el suministro de potencia y energía a largo plazo, ambos por un período de 10 años que van del 2009 al 2018.

El 26 de octubre de 2006, a consecuencia de la licitación EDEMET-EDECHI 02-05, la Compañía firmó los contratos EDEMET 15-06 y EDECHI 19-06 para el suministro de potencia y energía asociada a largo plazo. El primer contrato por 15MW con EDEMET y el segundo contrato por 35MW con EDECHI, ambos con vigencia del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2020.

El 9 de marzo de 2007, la Compañía firmó con AES Changuinola, S.R.L. un contrato para la compra-venta de Potencia Firme y Energía por un período de diez años (del 2011 al 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. El 25 de junio de 2012 se firmó la enmienda No. 2, a través de la cual se modificó la duración del mismo, extendiendo su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2030. El 29 de agosto de 2013 se firmó la enmienda No. 3 a este contrato, la cual establece que 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. El 7 de diciembre de 2015 se firmó la enmienda No. 4, a través de la cual se establecen los precios de la potencia y energía contratada para los años 2023 hasta 2030, que no habían sido establecidos en la enmienda 3, resultante del acto de licitación ETESA 01-12.

## **12. Compromisos y Contingencias**

El 13 de octubre de 2008, producto de la licitación EDEMET 01-08, la Compañía firmó los contratos EDEMET 04-08 y ELEKTRA 07-08 para el suministro de potencia y energía a largo plazo, ambos por un período de diez años que van desde el año 2012 al 2022. Adicional en la misma licitación EDEMET 01-08, la Compañía firmó los contratos EDEMET 08-08 y ELEKTRA 09-08 para el suministro de potencia y energía a largo plazo, ambos por un periodo de diez años que van desde el año 2013 al 2022. Posteriormente el 16 de julio de 2009, se firma la enmienda No. 1 a estos contratos. Al 31 de marzo de 2017, la Compañía mantienen cartas de crédito por \$4,437 para respaldar los contratos de suministro de energía con las distribuidoras.

El 28 de noviembre de 2008, la Compañía firmó el Contrato GC. 01-09 con el Gran Cliente Cemento Panamá para el suministro de potencia y energía por un periodo de 10 años empezando en el año 2009.

El 12 de octubre de 2009, la Compañía firmó el Contrato GC. 02-09 con el Gran Cliente Importadora Ricamar para el suministro de potencia y energía por un periodo de tres (3) años empezando en el año 2010. Adicionalmente, el 14 de septiembre de 2010, la Compañía firmó el Contrato GC. 02-10 con el Gran Cliente Importadora Ricamar para el suministro de potencia y energía por un periodo de tres (3) años empezando en el año 2011. Posteriormente, en abril de 2011 se firmó la enmienda No.2 al contrato GC- 02-09 y la adenda No.1 al contrato GC-02-10 entre AES Panamá, S.R.L. e Importadora Ricamar, ambos para el “Suministro de Potencia Firme y Energía a un Gran Cliente” y con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015. Estos contratos no fueron renovados para continuidad del suministro.

Sin embargo, el 1 de octubre de 2016, la Compañía firmó un nuevo contrato GC N° 01-2016 con Importadora Ricamar, S.A. para el suministro de energía a un Gran Cliente, siendo efectivo a partir del 1 de diciembre de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2021. El 29 de noviembre de 2016, firmó la enmienda No. 1 al contrato para incluir otro punto de retiro como Gran Cliente, y manteniendo las mismas condiciones.

En agosto de 2012, la Compañía participó en el acto de licitación de largo plazo ETESA 01-12 y el 17 de septiembre de 2012 ETESA notificó la adjudicación de la oferta principal presentada por AES Panamá, S.R.L. por monto de potencia de 159 MW del 2019 a 2020, 209 MW para el año 2021, 309 MW para el año 2022 y 350 MW del año 2023 al 2030. En octubre de 2012 se firmaron los contratos con las tres distribuidoras, producto de la adjudicación (EDEMET 117-12, EDECHI 122-12 y ELEKTRA 062-12).

El 7 de noviembre de 2012, la Compañía firmó el Contrato No. 254-2012-ADM con la Contraloría General de la República para el Suministro de Potencia Firme y Energía a Gran Cliente, con vigencia hasta noviembre 2015. Posteriormente se firmó la adenda No.1 que modificó el nombre de la sociedad a AES PANAMA, S.R.L. y la adenda No. 2 que extendió el término del contrato al 31 de agosto de 2016. Adicional a lo anterior, la Compañía firmó un nuevo contrato No. 1717-2016-ADM con la Contraloría General de la República para la extensión del suministro de Potencia Firme y Energía a partir del 1 de septiembre de 2016 hasta el 31 de agosto de 2021.

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

## **12. Compromisos y Contingencias**

El 28 de diciembre de 2012, la Compañía firmó un contrato con Gold Mills de Panamá para el suministro de potencia firme y energía con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2018. El inicio de suministro fue a partir del 27 de abril de 2013.

En diciembre de 2012, la Compañía firmó un contrato con la Caja de Seguro Social para el suministro de potencia y energía a Gran Cliente con vigencia de 36 meses, a partir del 7 de diciembre de 2013. Posteriormente, la Caja de Seguro Social ha tomado la decisión de mantener su condición de Gran Cliente con AES Panamá S.R.L. para el suministro de potencia y energía hasta el 31 de diciembre de 2021, manteniendo la continuidad del contrato.

En junio de 2013, la Compañía firmó los siguientes contratos para suministro de potencia y energía a grandes clientes:

- Cemento Interoceánico, contrato No. 02-13. Entrada el 1 de julio de 2013 y finalización de suministro el 31 de diciembre de 2015. El cliente inició suministro el 20 de agosto de 2013. En diciembre 2015, se firmó la enmienda No.2 al contrato No. 02-13 el cual extendió la vigencia del contrato de suministro de potencia y energía hasta el 31 de diciembre de 2020.
- Embajada de los Estados Unidos, contrato No. 05-13. Entrada el 15 de septiembre de 2013 y finalización de suministro el 31 de diciembre de 2015. El cliente inició suministro el 2 de noviembre de 2013. En diciembre 2015, se firmó la enmienda No.1 al contrato No. 05-13 el cual extendió la vigencia del contrato de suministro de potencia y energía hasta el 31 de diciembre de 2020.
- Avipac Inc, contrato No. 06-13. Entrada el 1 de agosto de 2013 y finalización de suministro el 31 de diciembre de 2015. El cliente inició suministro el 10 de agosto de 2013. En diciembre 2015, se firmó la enmienda No.1 al contrato No. 06-13 el cual extendió la vigencia del contrato de suministro de potencia y energía hasta el 31 de diciembre de 2020.
- Varela Hermanos, contrato No. 07-13. Entrada el 1 de septiembre de 2013 y finalización del suministro para el 31 de diciembre de 2015. El cliente entró en operación el 8 de febrero de 2014. En diciembre 2015, se firmó la enmienda No.1 al contrato el cual extendió la vigencia del contrato de suministro de potencia y energía hasta el 31 de diciembre de 2020.

El 20 de mayo de 2014, la Compañía firmó con Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (EGESA) el Contrato N° 2014-05 por la prestación del servicio de generación térmica de electricidad utilizando una barcaza con capacidad instalada de 72 MW, utilizando bunker como combustible adquirida por AES Panamá, S.R.L. La Barcaza inició pruebas el 21 de marzo de 2015 finalizando las pruebas el 25 de marzo de 2015, fecha en la cual quedó disponible ante el Centro Nacional de Despacho (CND) para su operación integrada con el Sistema Eléctrico Nacional.

## 12. Compromisos y Contingencias

Mediante la Resolución de Gabinete No. 62 de 23 de junio de 2015, el Consejo de Gabinete emite concepto favorable a la terminación unilateral del Contrato N° 2014-05 por la prestación del servicio de generación térmica suscrito entre EGESA y AES Panamá, S.R.L.; el contrato finalizó el 30 de junio de 2015, el cual no fue renovado.

Con la finalización del Contrato No. 2014-05, el 30 de junio de 2015, la Compañía firmó los contratos EDEMET No. 29-14, EDECHI No. 33-14 y ENSA No. DME 012-14 para el suministro de potencia y energía por un periodo de 5 años a partir del 1 de julio de 2015. Estos contratos serán suplidos principalmente por la central térmica Barcaza Estrella del Mar I.

El 30 de junio de 2015, la Compañía firmó con AES Changuinola, S.R.L. un contrato de reserva de sólo potencia por un periodo de 5 años, empezando el 1 de julio de 2015.

### Contrato de Compra de Combustible

El 29 de octubre de 2014, AES Panamá, S.R.L. firmó un contrato con Refinería Panamá, S.R.L. para la compra del combustible principal (Fuel Oil # 6 o Bunker) a ser utilizado por el proyecto térmico de generación Barcaza Estrella del Mar I. El contrato tiene vigencia por un período de 5 años a partir de marzo de 2015.

Adicional la Compañía firmó la adenda No.1 para la compra de combustible Fuel Oil # 2 (diésel) requeridas para los servicios auxiliares de la central Estrella del Mar I. A finales de abril de 2016, la Compañía firmó la adenda No.2, modificando las cláusulas que establecían el Premium Price para la compra de Fuel Oil # 6 (Bunker).

Los montos estimados en la siguiente tabla representan el total de los montos contractuales hasta el año 2020 por el término del contrato de Refinería Panamá, S.R.L.:

<u>Año</u>	<u>Compromiso</u> <u>(en miles de US\$)</u>
2018	11,544
2019	361
2020	372
<b>Total:</b>	<b>\$ 12,277</b>

### Contrato de Arrendamiento Operativo

La Compañía mantiene un contrato de arrendamiento operativo con Refinería Panamá, S.R.L. por el terreno ubicado en Bahía Las Minas, Provincia de Colón en Panamá con fin de utilizar la base en tierra para el montaje del equipo de generación de energía eléctrica de la Barcaza Estrella del Mar I. La Compañía construyó estructuras de soporte en la propiedad arrendada incluyendo, una subestación eléctrica y equipo de transmisión, línea de tubería para el abastecimiento del combustible, muelles, depósitos de almacenamiento para equipos, entre otros.

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

## 12. Compromisos y Contingencias

Este arrendamiento tiene una vigencia de 5 años a partir de marzo de 2015, inicio de la operación comercial de la Barcaza Estrella del Mar I.

Los montos establecidos en la siguiente tabla representan el total de los montos contractuales por el término del contrato por arrendamiento operativo con Refinería Panamá, S.R.L.:

	<u>Mar-2017</u>
A un año	\$ 960
Después de un año y hasta cinco años	1,920
	<u>\$ 2,880</u>

## Contratos de Concesión

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 de los ríos Bayano, Chiriquí, Los Valles y Caldera. 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 cincuenta años adicionales sujetos a la aprobación previa de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

Los términos más importantes de los contratos de concesión firmados entre la Compañía y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (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 los ríos Bayano, Chiriquí, Los Valles y Caldera.
- 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.
- El término de vigencia de cada una de las concesiones otorgadas tiene una duración de 50 años. El mismo puede ser prorrogado por un período de hasta 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.

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

## **12. Compromisos y Contingencias**

- 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.

### **Garantía**

En junio de 2016, la Compañía otorgó una garantía incondicional e irrevocable para el pago del capital e intereses del contrato de deuda de Gas Natural Atlántico II, S. de R.L. por \$30,060. El total de la comisión fue de \$450, reconocido como una cuenta por cobrar y el compromiso por \$450, reconocido como una cuenta por pagar en los balances generales.

### **Indisponibilidad de la Unidad No.1 de Bayano y Barcaza Estrella del Mar I**

El 9 de mayo de 2015, se produjo una avería de la Unidad No.1 de la Planta Hidroeléctrica de Bayano, lo que causó la interrupción temporal de su funcionamiento hasta el 9 de octubre de 2016.

El 14 de julio de 2015, se registró un incendio en la bomba de inyección de combustible A1 en la Unidad No. 2 de la Central Térmica Estrella del Mar I, lo que causó la interrupción temporal de su funcionamiento hasta el 29 de febrero de 2016.

Además de los costos de reparación de las unidades, AES Panamá, S.R.L. sufrió una pérdida por interrupción del negocio en relación a estos incidente, razón por la cual, durante el año 2016, la Compañía registró \$2,706 en concepto de indemnización por lucro cesante, correspondiente a las pérdidas asociadas de la Unidad No.1 de la Planta Hidroeléctrica de Bayano y a la Unidad No. 2 de la Barcaza Estrella del Mar I, estos montos redujeron los costos de compra de energía dentro de los estados de resultados integral.

El 7 de septiembre de 2016, se recibió la cantidad \$1,949, correspondiente a la indemnización por lucro cesante asociadas a la Unidad No.1 de la Planta Hidroeléctrica de Bayano y el 14 de marzo de 2017, AES Panamá, S.R.L. recibió de ASSA Compañía de Seguros, S.A., la suma de \$757, correspondiente a la indemnización por lucro cesante asociado a la Unidad No.2 de la Central Térmica Estrella del Mar I.

El 17 de febrero de 2017, se finiquitó el acuerdo entre AES Panamá, S.R.L. y ASSA Compañía de Seguros, S.A. para el reintegro de los costos relacionados a la reparación de la Unidad No.1 de la Planta Hidroeléctrica de Bayano por un monto de \$1,472. El pago fue recibido el 13 de marzo de 2017.

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

## **12. Compromisos y Contingencias**

### **Líneas de Crédito**

Al 31 de marzo de 2017, la Compañía mantiene líneas autorizadas con diferentes instituciones bancarias por un monto de \$105,000, de las cuales mantiene utilizadas en cartas de crédito un monto de \$21,715. Al 31 de marzo de 2017, la Compañía no mantiene saldos por pagar a estas líneas de crédito.

### **Contingencias**

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

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 marzo de 2017, no existen contingencias ambientales conocidas.

La ASEP emitió el 22 de octubre de 2010, la Resolución AN No.3932-Elec relacionado con la seguridad en las presas en el sector eléctrico. Esta legislación contempla temas muy sensibles e importantes sobre la seguridad y el medio ambiente. La Resolución comenzó a regir a partir del 9 de noviembre de 2011.

Al 31 de marzo de 2017, los Planes de Acción Durante Emergencias (PADE) correspondiente a la Central Bayano, Estí, La Estrella y de Los Valles están aprobados por la ASEP desde el año 2012. Este proceso debe ser actualizado cada 5 años. En cuanto a lo relacionado a las normas de seguridad en las presas, la Compañía contrató una empresa consultora para la adecuación de toda la documentación de la Central Bayano y la Central Estí. La documentación de la Central Bayano ya fue presentada ante la ASEP en diciembre de 2016, mientras que la documentación de la Central Estí está siendo revisada antes de presentar a la ASEP. Una vez entregada esta documentación; se iniciaría el proceso para las Centrales La Estrella y Los Valles.

En octubre de 2015, Ganadera Guerra, S.A. y Constructora Tyma, S.A. presentaron demandas separadas contra AES Panamá en los tribunales locales de Panamá. Los demandantes alegan que AES Panamá se benefició del terreno sobre el cual se encuentra situada parcialmente la central hidroeléctrica (La Estrella), tierras que son propiedad de Ganadera Guerra, S.A. inicialmente y luego por Constructora Tyma, S.A. Los demandantes exigen que AES Panamá debe pagar una indemnización por el uso de las tierras. La indemnización solicitada es de aproximadamente \$680,000 para Ganadera Guerra, S.A. y \$100,000 para Constructora Tyma, S.A.

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

## **12. Compromisos y Contingencias**

En octubre de 2016, el tribunal desestimó la reclamación de Ganadera Guerra, S.A. debido a que no cumplió con una orden judicial que exigía que revelara cierta información. Se espera que se vuelva a presentar su demanda. Además, existen procedimientos administrativos en curso sobre si AES Panamá S.R.L. tiene derecho a adquirir una servidumbre sobre la tierra y si puede continuar ocupando la tierra. AES Panamá cree tener las defensas y demandas meritorias y las hará valer vigorosamente, sin embargo, no puede haber garantías de que tendrá éxito en sus esfuerzos.

## **13. Planes de Retiro y Prima de Antigüedad**

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. En adición, la Compañía brinda un plan de aportes definido disponible para todos los empleados.

La Compañía hace contribuciones hasta del 9% del salario anual (9% en el 2016), 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 ha contribuido al plan \$83 y \$93 periodos terminados el 31 de marzo de 2017 y 2016, respectivamente.

La Compañía también ofrece a sus empleados un bono en forma de acciones de The AES Corporation. 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 Asamblea de Socios y están calculadas basadas en un porcentaje del salario de cada empleado permanente. La provisión reconocida en gastos por esta contribución totalizó \$78 y \$80 periodos terminados el 31 de marzo de 2017 y 2016, respectivamente.

## **14. Otros Costos de Venta de Energía**

Los otros costos de venta de energía por los periodos terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, se detallan como sigue:

	<u>Mar-2017</u>	<u>Mar-2016</u>
Costos de combustible	\$ 10,110	\$ 4,901
Cargos de transmisión	1,337	832
	<u>\$ 11,447</u>	<u>\$ 5,733</u>

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)***15. Gastos de Operación y Mantenimiento**

Los gastos de operación y mantenimiento por los periodos terminados el 31 de marzo de 2017 y 2016, se detallan a continuación:

	<u>Mar-2017</u>	<u>Mar-2016</u>
Salarios y otros beneficios	\$ 3,975	\$ 3,621
Contratos por servicios y mantenimientos	1,196	886
Seguros	1,045	1,047
Gasto de arrendamiento	827	827
Otros	553	338
Otros cargos relacionados al mercado	597	504
Consultorías y servicios profesionales	175	114
Servicios básicos	268	296
	<u>\$ 8,636</u>	<u>\$ 7,633</u>

**16. Otros Ingresos (Gastos), netos**

Por los periodos terminados el 31 de marzo de 2017 y 2016 los otros ingresos (gastos) se detallan como sigue:

	<u>Mar-2017</u>	<u>Mar-2016</u>
Ingresos por servicios de administración	\$ 153	\$ 138
Otros ingresos (gastos)	699	38
Ingresos por alquiler	68	68
Pérdida por retiro de activo	789	—
Total otros ingresos (gastos), neto	<u>\$ 1,709</u>	<u>\$ 244</u>

En febrero de 2017, la Compañía recibió \$1,472, por parte de ASSA Compañía de Seguros, S.A., en concepto de los costos relacionados a la reparación de la Unidad No.1 de la Planta Hidroeléctrica de Bayano, los cuales se registraron en el rubro de Otros Ingresos (Gastos), netos, en la cuenta de pérdida por retiro de activo por un monto de \$789, para compensar el retiro del activo en agosto de 2015 y la diferencia fue registrada como otros ingresos (gastos) por \$683.

**17. Impuesto sobre la Renta**

Por los periodos terminados el 31 de marzo de 2017 y 2016, la provisión para impuesto sobre la renta consiste de lo siguiente:

	<u>Mar-2017</u>	<u>Mar-2016</u>
Corriente	\$ 2,130	\$ 2,340
Diferido	103	1,864
Saldo al final del año	<u>\$ 2,233</u>	<u>\$ 4,204</u>

En Panamá, como lo establece el Código Fiscal vigente, el impuesto sobre la renta para las personas jurídicas en las cuales el estado tenga una participación accionaria de más del 40%, se calculará usando una tasa de impuesto sobre la renta del 30%.

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

### **17. Impuesto sobre la Renta (continuación)**

Adicionalmente, las personas jurídicas cuyos ingresos gravables superen \$1,500 anuales calcularán 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 marzo de 2017, la Compañía generó una utilidad fiscal por lo que la estimación del impuesto sobre la renta corriente ha sido determinada bajo el método tradicional, aplicando la tasa del 30% a la renta gravable para determinar el impuesto del ejercicio.

Así mismo el Código Fiscal vigente establece que los contribuyentes presentarán una declaración estimada de la renta que obtendrán en el año siguiente al cubierto por la declaración jurada la cual no debe ser inferior a la renta indicada en la declaración jurada. En este sentido los contribuyentes deberán 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.

Para el período 2017, se realizarán pagos de impuesto sobre la renta estimado, producto de los resultados del año anterior por \$20,451. Durante el 2016 se realizaron pagos de estimada de ISR por un total de \$13,773 con base en los resultados del ejercicio anterior, y \$3,325 correspondientes al ISR neto causado del periodo 2015, el cual fue pagado el 31 de marzo de 2016.

Las declaraciones del impuesto sobre la renta de la Compañía están sujetas a revisión por las autoridades fiscales por los últimos tres años inclusive el año terminado el 31 de diciembre de 2016, según las regulaciones fiscales vigentes.

El impuesto diferido activo está compuesto principalmente por la diferencia en la base fiscal de activos, por el arrastre de pérdidas fiscales y por provisiones de gastos que de acuerdo a la Legislación Fiscal vigente serán deducibles cuando sean efectivamente pagados o utilizados.

#### *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.

(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)

### 17. Impuesto sobre la Renta (continuación)

Al 31 de marzo de 2017, la Compañía mantiene un arrastre de pérdidas que pueden ser aplicadas a rentas gravables futuras que expiran de la siguiente manera:

<u>Año</u>	<u>Total</u>
2017	\$ 14,984
2018	14,984
2019	10,555
<b>Arrastre de Pérdidas</b>	<b>\$ 40,523</b>

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. Con base en los resultados actuales y proyectados la Administración de la Compañía considera que habrá ingresos gravables suficientes para realizar los impuestos diferidos activos reconocidos.

La Ley No.28 de 20 de junio de 1995, que estuvo vigente hasta el año 2000, permitió que las compañías invirtieran en tecnología para obtener un Crédito Fiscal por Inversión. La inversión debe ser validada por una institución técnica calificada con el fin de aplicar este incentivo fiscal que consiste en la aplicación de un crédito fiscal de 25% sobre el impuesto sobre la renta causado en el período fiscal. El crédito fiscal sería aplicable hasta que la Compañía consuma el costo total de las inversiones.

Al 31 de marzo de 2017 y 31 de diciembre de 2016, el pasivo por impuesto sobre la renta diferido está compuesto por la depreciación de los activos que otorgaron dicho Crédito por Inversión, el cual fue utilizado por la Compañía al rebajar el 25% del impuesto corriente de ejercicios anteriores. Para propósito fiscal el gasto de depreciación de estos activos no se considera deducible mientras que para propósitos financieros se depreciará durante la vida útil del activo.

Desde el año 2009, la Compañía aplica el beneficio fiscal de la depreciación acelerada (suma de dígitos) uno de los métodos permitidos en el reglamento del impuesto sobre la renta. La aplicación de este método fue calculado para un grupo de activos de la Compañía; sin embargo, estos activos, para efectos de reportes financieros, continúan siendo depreciados por el método de línea recta.

### 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. Por el periodo terminado el 31 de marzo de 2017, la Compañía no ha realizado pagos sobre dividendos. Por el año terminado el 31 de diciembre de 2016, la Compañía pagó impuesto sobre dividendos por \$3,112.

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

## **17. Impuesto sobre la Renta (continuación)**

### **Ley de Precios de Transferencia**

Durante el año 2016, continúan vigentes las 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 2013, 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 operaciones realizadas con partes relacionadas no tendrán impacto significativo en la provisión del impuesto sobre la renta del año 2017.

### **Contingencias fiscales**

De acuerdo con el ASC 740 *Income Taxes*, se requiere que la Compañía reconozca los efectos sobre los estados financieros de las posiciones fiscales inciertas si cumplen con la limitante de que “sea más probable que no”. Al evaluar las partidas relacionadas con este límite, la Compañía debe considerar si cada posición fiscal incierta puede sostenerse con base en sus méritos técnicos en caso de una revisión por parte de la autoridad fiscal. El ASC 740 requiere que la Compañía reconozca en sus estados financieros pasivos contingentes para reflejar el valor de las posiciones que no puedan ser sostenidas frente a su última instancia legal.

Al adoptar esta norma la Compañía identificó y evaluó cualesquiera posiciones tributarias inciertas potenciales y concluyó que no existen posiciones tributarias inciertas que requieran reconocimiento en los estados financieros. La Administración espera que las autoridades fiscales estén de acuerdo con estas mismas conclusiones en caso de ser revisadas, ya que se tiene un alto nivel de confianza en los méritos técnicos utilizados en esta evaluación.

## **18. Valore 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, éstos 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 las suposiciones usadas, incluyendo la tasa de descuento y los flujos de efectivo futuros.

(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)

## 18. Valor Razonable de los Instrumentos Financieros (continuación)

*Instrumentos financieros con valor en libros aproximado al valor razonable*

El valor en libros de ciertos activos financieros, incluyendo efectivo, inversiones, 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, se aproxima a su valor razonable.

*Bonos por pagar*

Los valores razonables estimados al 31 de marzo de 2017 y 31 de diciembre de 2016 están basados en información disponible a la fecha de los balances generales. La Compañía no tiene conocimiento de ningún factor que pueda afectar significativamente la estimación del valor razonable a esas fechas. Para los bonos por pagar con una tasa fija, la Compañía estableció el siguiente proceso para la determinación del valor razonable.

### Bonos 2022

La determinación del valor razonable considera los precios de cotización del mercado internacional (Nivel 1), que se detallan a continuación:

	Mar-2017		Dic-2016	
	<u>Valor en libros</u>	<u>Valor razonable</u>	<u>Valor en libros</u>	<u>Valor razonable</u>
<b>Pasivos Financieros:</b>				
<b>Bonos por pagar a largo plazo 2022</b>	<u>\$ 377,494</u>	<u>\$ 384,825</u>	<u>\$ 377,596</u>	<u>\$ 384,825</u>
<b>Total</b>	<u>\$ 377,494</u>	<u>\$ 384,825</u>	<u>\$ 377,596</u>	<u>\$ 384,825</u>

## 19. 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 un riesgo mínimo de pérdida debido a que las reglas del mercado eléctrico establecen el cobro y pago a 30 días de entregada la factura.

A las fechas de los balances generales no existen concentraciones significativas de crédito. La exposición máxima al riesgo de crédito está representada por el saldo de las cuentas por cobrar incluidas en los balances generales.

**AES Panamá, S.R.L.**

**Notas a los Estados Financieros**

**31 de marzo de 2017**

---

*(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

**20. Eventos Subsecuentes**

Los eventos subsecuentes fueron evaluados por la Administración hasta el 30 de mayo de 2017, fecha en la cual los estados financieros fueron autorizados por la Administración para su emisión.