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 30 de junio de 2016

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 $82,704,000 con vencimiento el 21 de diciembre de 2016, a una tasa de interés de 6.35% emitido bajo regla 144/A Regulación S de la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos.
2. Bonos por la suma de $300,000,000 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 30 de junio de 2016, 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

	Junio 30 2016	Junio 30 2015
Flujos de efectivo de las actividades de operación		
Utilidad neta	17,632	6,551
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:	16,359	28,449
Cambios en activos y pasivos de operación	(20,586)	(10,635)
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	13,405	24,365
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	(9,051)	(13,098)
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento	—	(17,213)
Aumento (disminución) neta de efectivo y equivalentes de efectivo	4,354	(5,946)
Efectivo al comienzo del año	33,089	56,469
Efectivo al final del periodo	37,443	50,523

El efectivo neto de la Compañía al 30 de junio de 2016 y 2015, fue de $37,443 y $50,523 respectivamente, lo que representa una disminución de ($13,080), con respecto al mismo período del año anterior.

Al 30 de junio de 2016 se muestra un aumento en la utilidad neta de $11,081con relación al mismo período del 2015, mayormente generado por el incremento en las ventas de energía por $17,318, a consecuencia principalmente de la puesta en operaciones de la barcaza Estrella del Mar I, el 25 de marzo del 2015, compensado parcialmente por un aumento en las compras de energía por ($4,390), generado por la baja hidrología en comparación con el mismo periodo del 2015, producto de la reducción en los aportes hidrológicos por las condiciones climáticas del "Fenómeno El Niño", lo que obligó a la Compañía a acudir al mercado spot para cumplir con sus contratos. En este rubro, al 30 de junio de 2016 y 2015, se registran compensando $883 y $3,662, respectivamente, correspondientes a la compensación a recibir por parte del Gobierno, destinados a mitigar las pérdidas por el retraso en la construcción de la ampliación de la tercera línea de transmisión eléctrica. Adicionalmente, los costos de arrendamiento operativo presentan un incremento de ($5,601), ocasionados por la enmienda No.4 al contrato de compra-venta de Potencia Firme y Energía entre AES Panamá, S.R.L. y AES Changuinola, S.R.L. Igualmente los gastos operativos presentan un incremento, como resultado de la puesta en operaciones de la barcaza Estrella del Mar I; los otros gastos netos, presentan una disminución por $14,622 en comparación al periodo anterior, como consecuencia de los cargos por extinción de deuda incurridos en el 2015, por el refinanciamiento de los bonos 2016.

En cuanto al efectivo provisto por las actividades de operación, se muestra una disminución de ($10,960), a pesar que el 30 de junio de 2016 se presenta un mejor resultado en comparación con el mismo periodo de 2015, los flujos operativos se vieron disminuidos por las cuentas por pagar, principalmente por pagos efectuados por compras a proveedores producto del inicio de operaciones de la barcaza Estrella del Mar I.

Los flujos de efectivo utilizados por las actividades de inversión muestran una disminución de $4,047 principalmente por la liberación del efectivo restringido, luego del refinanciamiento de los bonos 2016, parcialmente compensado por los pagos realizados en el 2015, relacionados con la instalación de la barcaza Estrella del Mar I.

Los flujos de efectivo utilizados por actividades de financiamiento muestran una disminución de $17,213, principalmente por el efecto neto de la cancelación de lineas de crédito obtenidas durante el 2014, la cancelación del préstamo sindicado para la instalación de la barcaza obtenido durante el 2014 y el efecto neto del refinanciamiento de los bonos 2016.

B. Recursos de Capital

Al cierre del 30 de junio de 2016, se mantienen registrados como construcciones en proceso $25,309, de los cuales $16,307 están relacionados con algunos componentes asociados a la Barcaza Estrella del Mar I y $9,002 relacionados con otros proyectos asociados con las planta hidroeléctricas principalmente.

C. Resultados de las Operaciones

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

AES Panamá

Datos Comerciales	Unidad	2016	2015	VAR	% VAR
Ventas Energía en Contratos	GWh	1,458.39	1,303.34	260.58	21.8 %
Mercado Ocasional Neto	GWh	(395.94)	(107.92)	(288.40)	268.2 %
Ventas Spot de Energía	GWh	52.05	79.03	(27.74)	(35)%
Compras Spot Energía	GWh	447.99	186.95	260.67	139 %
IC Contrato de compra Energía (a precio Contrato)	GWh	352.87	514.68	(161.81)	(31.4)%
Generación Total de la Empresa	**GWh**	**752.06**	**726.88**	**25.18**	**3.5 %**

Spot Prices	Unidad	2016	2015	VAR	% VAR
Precio Spot Sistema	US$/MWh	66.28	99.08	(32.80)	(33.1)%
Precio de Venta Spot	US$/MWh	55.59	88.12	(32.87)	(37.2)%
Precio de Compra Spot	US$/MWh	66.64	99.71	(33.09)	(33.2)%

Datos Operativos	Unidad	2016	2015	VAR	% VAR
Nivel Bayano	msnm	56.57	56.14	0.42	0.7 %
Aportes Bayano	m3/s	59.74	60.68	(0.94)	(1.5)%
Generación Bayano	GWh	171.71	236.77	(65.07)	(27.5)%
Generación ESTI	GWh	194.40	213.15	(18.75)	(8.8)%
Generación La Estrella	Gwh	66.26	84.85	(18.59)	(21.9)%
Generación Los Valles	Gwh	84.20	86.01	(1.81)	(2.1)%
Generación Estrella del Mar I	Gwh	235.49	106.10	129.43	122 %
Importaciones	Gwh	1.23	—	1.23	— %
Pérdidas (línea y consumo)	Gwh	43.72	46.14	(1.47)	(3.3)%

Ingresos Mercado Ocasional	Unidad	2016	2015	VAR	% VAR
Ingresos Ventas Spot	K$	2,893.50	6,964.77	(4,164.71)	(59)%
Gastos por Compras Spot	K$	29,855.44	18,640.40	11,172.92	59.8 %

Ingresos

Ventas:

Las ventas de electricidad reflejan un aumento de $17,318 al 30 de junio de 2016 con respecto al mismo período en el 2015, debido a la puesta en operaciones de la barcaza Estrella del Mar I, tomando en consideración que la Barcaza inició operaciones el 25 de marzo de 2015 (6 meses en el 2016 y 3 meses en el 2015). La generación total hasta el 30 de junio de 2016 fue de 752.06 GWh, un 3.5%, mayor que el período anterior, principalmente ocasionado por la generación de la barcaza Estrella del Mar I (235.49Gwh en 2016 vs. 106.10Gwh en 2015), parcialmente compensado por una menor generación de las plantas hidroeléctricas (516.57Gwh en 2016 vs 620.78Gwh en 2015), producto de la reducción de los aportes hidrológicos por las condiciones climáticas del Fenómeno "El Niño". El nivel del embalse de Bayano cerró al 30 de junio de 2016 con 56.57 msnm y los aportes hídricos para esa planta fueron de 59.74 m3/s, (1.5)% menos que el período anterior, producto de las condiciones climáticas mencionadas anteriormente.

Costos y gastos de operación

Compras y otros costos de ventas de energía:

Al 30 de junio de 2016, las compras de energía aumentaron en ($4,390) con relación al mismo período 2015, debido a la baja hidrología, por las condiciones climáticas del "Fenómeno El Niño", lo que obligó a la Compañía a acudir al mercado spot para cumplir con sus contratos (447.99Gwh en 2016 vs 186.95Gwh en 2015). Adicionalmente, se presenta en este rubro la compensación por parte del gobierno por $883 y $3,662, para el periodo 2016 y 2015, respectivamente, con el fin de mitigar las pérdidas sufridas como resultado del retraso en la construcción de la ampliación de la tercera línea de transmisión eléctrica.

Los otros costos de ventas de energía presentan una disminución de $111, los cuales no muestran una variación significativa con relación al periodo anterior.

Costos de transmisión fijos:

Los costos de transmisión muestran una disminución de $288, producto de ajuste a la tarifa del presente año.

Costos de arrendamiento operativo:

Los costos de arrendamiento operativo muestran un incremento de ($5,601), ocasionados por la enmienda No.4 al contrato de compra-venta de Potencia Firme y Energía entre AES Panamá, S.R.L. y AES Changuinola, S.R.L. firmada el 7 de diciembre de 2015 y aprobada por el CND el 21 de diciembre de 2015, a través de la cual, se establecen los precios de la potencia y energía contratada hasta el año 2030.

Operación y mantenimiento:

Los gastos de operación y mantenimiento muestran un aumento al 30 de junio de 2016 de ($2,616) con relación al mismo período del año anterior, generado principalmente por los costos relacionados con la entrada en operación de la barcaza Estrella del Mar I, la cual entró en operaciones el 25 de marzo de 2015 (6 meses en 2016 vs 3 meses en 2015), principalmente en los rubros de gastos por servicios y mantenimientos contratados, gastos de arrendamiento y otros cargos relacionados al mercado.

Depreciación y amortización:

Los gastos de depreciación muestran un aumento de ($3,383) de los cuales ($1,205) corresponden a la depreciación de la barcaza, ($178) corresponden a otros proyectos y ($2,000) relacionados a la amortización del activo intangible.

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 $14,622, debido a que durante el 2015, se reconocieron gastos por extinción de deuda relacionados al refinanciamiento de los bonos 2016.

D. Análisis de perspectivas

Conforme a los resultados del segundo trimestre y a las proyecciones del resto del año, a nivel de margen variable del año 2016, se espera que los resultados sean superiores a los alcanzados en el año anterior, principalmente por la generación y contratos de suministros de la barcaza Estrella del Mar I, desde inicios del año y la disminución en los precios del mercado ocasional; por la reducción en los precios de combustibles y la entrada en operaciones de nuevos proyectos de generación. Lo anterior, a pesar que se ha reflejado una reducción en los aportes hidrológicos por las condiciones climáticas del Fenómeno "El Niño", se consideran las probabilidades de una transición con el desarrollo del Fenómeno "La Niña", que podrían incrementar la hidrología para el último cuatrimestre del año 2016.

II PARTE
RESUMEN FINANCIERO

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

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA	2T16	1T16	4T15	3T15
Ventas o Ingresos Totales	78,254	75,743	81,456	80,971
Margen Operativo	16,875	16,626	19,656	17,687
Costos y Gastos Generales y Administrativos	52,924	50,704	53,353	54,893
Utilidad o Pérdida Neta	9,743	7,889	27,924	8,474
Cuotas de participación	214,717,428	214,717,428	214,717,428	214,717,428
Utilidad por Acción	0.05	0.04	0.13	0.04
Depreciación y Amortización	8,455	8,413	8,447	8,391
BALANCE GENERAL	**30-jun-16**	**31-mar-16**	**31-dic-15**	**30-sep-15**
Activo Circulante	116,581	107,380	109,738	134,708
Activos Totales	618,264	611,769	620,383	648,783
Pasivo Circulante	135,636	139,422	159,535	101,831
Pasivos a Largo Plazo	343,621	343,263	339,833	426,669
Capital Pagado	155,428	155,409	155,391	155,375
Déficit/Ganancia	(12,495)	(22,238)	(30,127)	(33,617)
Total Patrimonio	139,007	129,084	121,015	120,283
RAZONES FINANCIERAS				
Deuda Total/Patrimonio	3.45	3.74	4.13	4.39
Capital de Trabajo	(19,055)	(32,042)	(49,797)	32,877
Razón Corriente	0.86	0.77	0.69	1.32
Utilidad Operativa/Gastos Financieros	2.92	3.01	3.15	3.02

III PARTE
ESTADOS FINANCIEROS

Se adjuntan los Estados Financieros de AES Panamá, S.R.L. en el anexo 1.

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.

2. **Fecha de divulgación**

   A partir del 30 de agosto de 2016.

FIRMA

Miguel Bolinaga
Gerente General

Estados Financieros Intermedios

AES Panamá, S.R.L.

Por los periodos terminados el 30 de junio de 2016 (no auditados)
y 31 de diciembre de 2015 (auditado)

CONTENIDO

Informe del Contador Público 1
Balances Generales 2
Estados de Operaciones 4
Estados de Cambios en el Patrimonio 5
Estados de Flujos de Efectivo ..... 6 - 7
Notas a los Estados Financieros ..... 8 - 42

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 30 de junio de 2016 y los estados conexos de operaciones, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los seis meses terminados en esa fecha, y las correspondientes notas a los estados financieros intermedios.

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 30 de junio de 2016, y su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los seis meses 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 agosto de 2016
Panamá, República de Panamá

AES Panamá, S.R.L.
Balances Generales
Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015
(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)

Notas		2016	2015
	ACTIVOS		
	Activos a corto plazo		
	Efectivo y equivalentes de efectivo	**$ 37,443**	$ 33,089
	Cuentas por cobrar:		
	Clientes	**3,436**	4,859
4	Compañías relacionadas	**60,273**	57,790
4	Compañías afiliadas	**5,269**	6,818
	Otras	**59**	79
	Inventarios, neto	**6,068**	6,297
6	Gastos pagados por anticipado	**4,033**	806
	Total de activos a corto plazo	**116,581**	109,738
	Activos a largo plazo		
	Propiedad, planta y equipo, neto		
	Terrenos	**5,702**	5,702
	Edificios	**253,509**	253,430
	Activos de generación eléctrica	**481,854**	478,856
	Equipo y mobiliario de oficina	**8,112**	8,013
	Equipo de transporte	**2,016**	1,958
	Menos depreciación acumulada	**(353,342)**	(338,481)
	Construcciones en proceso	**25,309**	22,734
5	**Total de propiedad, planta y equipo, neto**	**423,160**	432,212
	Otros activos		
7 y 12	Efectivo restringido	**2,636**	2,635
4 y 6	Gastos pagados por anticipado	**10,140**	10,489
8	Activos intangibles, netos	**16,000**	18,000
	Anticipo a proveedores	**1,254**	1,020
9	Inversión en afiliada	**47,159**	45,166
	Otros	**1,334**	1,123
	Total de otros activos a largo plazo	**78,523**	78,433
	TOTAL DE ACTIVOS	**$ 618,264**	$ 620,383

Notas		2016	2015
	PASIVOS Y PATRIMONIO		
	Pasivos a corto plazo		
12	Bonos por pagar	**$ 82,496**	$ 82,296
	Cuentas por pagar:		
	Proveedores	**10,818**	23,478
4	Compañías relacionadas	**2,981**	4,656
4	Compañías afiliadas	**28,562**	34,519
	Intereses por pagar	**446**	438
	Impuesto sobre la renta por pagar	**5,712**	7,818
	Gastos acumulados por pagar y otros pasivos	**4,621**	6,330
	Total de pasivos a corto plazo	**135,636**	159,535
	Pasivos a largo plazo		
	Prima de antigüedad	**535**	749
	Cuentas por pagar	**717**	267
12 y 19	Bonos por pagar, neto	**295,024**	294,688
18	Impuesto sobre la renta diferido, neto	**43,424**	42,863
5	Obligación por retiro de activo	**1,293**	1,266
4	Ingresos diferidos	**2,628**	—
	Total de pasivos a largo plazo	**343,621**	339,833
	PATRIMONIO		
	Capital autorizado	**141,139**	141,139
	Capital adicional pagado	**14,289**	14,252
	Déficit acumulado	**(12,495)**	(30,127)
	Impuesto complementario	**(1,475)**	(1,475)
	Otras partidas integrales de afiliadas	**(2,451)**	(2,774)
	Total de patrimonio	**139,007**	121,015
	TOTAL DE PASIVOS Y PATRIMONIO	**$ 618,264**	$ 620,383

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros intermedios.

AES Panamá, S.R.L.
Estados de Operaciones
Por los periodos terminados el 30 de junio de 2016 y 2015
(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)

Notas		2016	2015
4	**Venta de electricidad**	**$ 153,997**	$ 136,679
	Costos y gastos de operación		
4	Compra de electricidad	**60,978**	56,588
15	Otros costos de venta de energía	**12,964**	13,075
4	Costos de transmisión	**1,465**	1,753
4, 6 y 10	Costo de arrendamiento operativo	**9,293**	3,692
16	Operación y mantenimiento	**15,777**	13,161
5	Depreciación y amortización	**16,868**	13,485
4	Administración	**3,151**	2,887
	Total de costos y gastos de operación	**120,496**	104,641
	Utilidad en operaciones	**33,501**	32,038
	Otros (gastos) ingresos		
4	Ingresos por intereses	**37**	97
	Gasto de intereses	**(11,475)**	(11,307)
5	Amortización de obligación de retiro de activo	**(27)**	(26)
4 y 17	Otros ingresos (gastos), neto	**515**	(14,581)
9	Participación patrimonial en afiliada	**1,670**	1,915
	Total otros gastos, neto	**(9,280)**	(23,902)
	Utilidad antes del impuesto sobre la renta	**24,221**	8,136
18	Impuesto sobre la renta	**6,589**	1,585
	Utilidad neta	**$ 17,632**	$ 6,551

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros intermedios.

AES Panamá, S.R.L.

Estados de Cambios en el Patrimonio

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015

(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 Afiliadas	Total de Patrimonio
Saldos al 1 de enero de 2015	$ 141,139	$ 14,191	$ (48,642)	$ (1,475)	$ —	$ 105,213
Utilidad neta	—	—	42,949	—	—	42,949
Otras partidas integrales de afiliada	—	—	4,066	—	(2,774)	1,292
Dividendos pagados (Nota 4)	—	—	(28,500)	—	—	(28,500)
Compensación basada en acciones	—	61	—	—	—	61
Saldos al 31 de diciembre de 2015	$ 141,139	$ 14,252	$ (30,127)	$ (1,475)	$ (2,774)	$ 121,015
Saldos al 1 de enero de 2016	**$ 141,139**	**$ 14,252**	**$ (30,127)**	**$ (1,475)**	**$ (2,774)**	**$ 121,015**
Utilidad neta	**—**	**—**	**17,632**	**—**	**—**	**17,632**
Otras partidas integrales de afiliada	**—**	**—**	**—**	**—**	**323**	**323**
Compensación basada en acciones	**—**	**37**	**—**	**—**	**—**	**37**
Saldos al 30 de junio de 2016	**$ 141,139**	**$ 14,289**	**$ (12,495)**	**$ (1,475)**	**$ (2,451)**	**$ 139,007**

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros intermedios.

AES Panamá, S.R.L.
Estados de Flujos de Efectivo
Por los periodos terminados el 30 de junio de 2016 y 2015
(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)

	2016	2015
Flujos de efectivo de actividades de operación		
Utilidad neta	$ 17,632	$ 6,551
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación	14,861	13,478
Amortización	2,007	7
Ganancia en venta de activo fijo	—	(52)
Pérdida en extinción de deuda	—	14,632
Provisión por obsolescencia de inventario	—	399
Gastos por incrementos de obligaciones por retiro de activos	27	26
Impuesto sobre la renta diferido	561	787
Amortización de costos financieros diferidos	494	569
Participación patrimonial en afiliada	(1,670)	(1,915)
Amortización de descuento en bonos	42	488
Compensación basada en acciones	37	30
Flujos de efectivo antes de los movimientos del capital de trabajo	33,991	35,000
Cambios en activos y pasivos de operación:		
Disminución (aumento) en cuentas por cobrar	532	(10,295)
Disminución (aumento) en inventarios	229	(1,462)
Aumento en gastos pagados por anticipado	(2,878)	(4,110)
Aumento en ingresos diferidos	2,628	—
Dividendos recibidos	—	848
(Disminución) aumento en cuentas por pagar	(17,076)	2,919
(Disminución) aumento en impuesto sobre la renta por pagar	(2,106)	685
Aumento (disminución) en intereses por pagar	8	(115)
(Disminución) aumento en gastos acumulados por pagar y otros pasivos	(1,709)	883
(Disminución) aumento en prima de antigüedad por pagar, neto de pagos	(214)	12
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	13,405	24,365
Flujos de efectivo de actividades de inversión		
Aumento en anticipos para la adquisición de activos fijos	(234)	—
Adquisición de activos fijos	(180)	(68)
Construcciones en proceso	(8,425)	(20,044)
Fondos en fideicomiso	(1)	7,206
Otros activos a largo plazo	(211)	(192)
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	(9,051)	(13,098)
Pasan ...	$ 4,354	$ 11,267

AES Panamá, S.R.L.
Estados de Flujos de Efectivo (continuación)
Por los periodos terminados el 30 de junio de 2016 y 2015
(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)

	2016	2015
Vienen ...	**$ 4,354**	$ 11,267
Flujos de efectivo de actividades de financiamiento		
Abonos y cancelaciones de préstamos	—	(102,050)
Producto de nuevos préstamos	—	20,000
Abonos y cancelaciones de bonos	—	(217,296)
Producto de nuevos bonos	—	300,000
Pagos de costos financieros	—	(5,387)
Pago de prima por extinción de deuda, neto	—	(12,480)
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento	—	(17,213)
Aumento (disminución) neta de efectivo y equivalentes de efectivo	**4,354**	(5,946)
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del año	**33,089**	56,469
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	**$ 37,443**	$ 50,523
Información suplementaria		
Intereses pagados	**$ 11,618**	$ 11,816
Impuesto sobre la renta pagado	**$ 7,962**	$ —
Compras de PP&E no pagadas al final del año	**$ (2,766)**	$ —

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros intermedios.

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 Casa Matriz. La cesión fue debidamente inscrita en el Registro Público de Panamá efectivo el día 30 de septiembre de 2015.

Al 30 de junio de 2016, 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 30 de junio de 2016, el 93.5% 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, 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 2016 descrita en las Notas 7 y 12.

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 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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 $496 y $496 al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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 de operaciones.

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:

	Vida Útil
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 el Balance General. 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 al estado de operaciones.

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 continua de dichos costos, está sujeta a riesgos en curso relacionados con la culminación con éxito del proyecto, incluyendo lo relacionado a la aprobación del gobierno, la identificación del emplazamiento, financiación, permisos de construcción y el cumplimiento del contrato. 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. Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015, la Compañía capitalizó intereses por $702 y $1,111 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). El precio de ejercer las opciones para los planes de 2016 y 2015 es de 11.89 por acción, respectivamente.

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

3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)

Premisas	2016	2015
Vida estimada de la opción	6.5 años	6.5 años
Tasa de interés libre de riesgo	1.86%	1.86%
Volatilidad esperada	25%	25%
Rentabilidad por dividendo	3%	3%
Valor razonable fecha de otorgamiento	$2.07	$2.07

El costo es medido en 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 período requerido de servicio del empleado para ganar el derecho de ejercer la opción, contra una contribución de capital en la línea capital adicional pagado.

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015, se reconoció el costo de compensación de las opciones por $37 y $30, respectivamente.

Costos de financiamiento diferidos

Los costos de financiamiento de préstamos a largo plazo, obtenidos para la construcción de activos son capitalizados y amortizados utilizando el método de interés efectivo durante el período de financiamiento. Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, los costos de financiamiento diferido son de $5,140 y $5,634, 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 seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015, el 94% y el 90% de los ingresos respectivamente, son derivados de contratos de suministros con las empresas distribuidoras (EDEMET, EDECHI y ENSA), nueve 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 y Varela Hermanos) 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.

3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)

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 el estado de resultados 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.

El impuesto sobre la renta corriente se refiere al impuesto estimado a pagar sobre la utilidad fiscal, utilizando la tasa vigente a la fecha del estado de resultados 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 el balance general y valuado a la tasa de impuesto en que la Gerencia estime serán realizadas dichas diferencias. El monto de impuesto sobre la renta diferido reconocido en el estado de resultados 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 y la evaluación de los posibles litigios y reclamos.

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

3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)

Normas, interpretaciones y enmiendas adoptadas durante el 2016

Actualización de norma contable (ASU por sus siglas en inglés) No. 2015-03 Intereses (tema 835-30) Imputación de intereses:

La norma simplifica la presentación de los costos de emisión de deuda, requiriendo que dichos costos sean reconocidos dentro del balance general como una reducción directa al valor de la deuda, tal como se presenta el descuento de la deuda. El reconocimiento y la medición de los costos de deuda, no son afectados por esta actualización. Método de transición: Retrospectiva. Fecha de adopción: 1 de enero de 2016.

Los costos financieros diferidos por $322, previamente clasificados como activos corrientes y $5,312 previamente clasificados como activos no corrientes, se reclasifican para reducir la deuda al 31 de diciembre de 2015.

Nuevas Normas de Contabilidad emitidas y adoptadas pero no vigentes

ASU No. 2016-09, Compensación - Compensación de acciones (Tema 718) Mejoras a la contabilidad de pago a los empleados con base en acciones

La norma simplifica los siguientes aspectos de contabilidad para los premios de pagos con base en acciones: la contabilidad de los impuestos sobre la renta, clasificación de beneficios fiscales excedentes sobre la declaración de flujos de efectivo, decomisos, retención requisitos de impuestos estatutarios, clasificación de premios ya sea como patrimonio o pasivos y clasificación de impuestos de empleados en la declaración de flujos de efectivo cuando el empleador retiene acciones para fines de retención de impuestos. Método de transición: Varios. La norma es efectiva a partir del 1 de enero de 2017. Se permite la adopción temprana.

La Compañía actualmente está evaluando el impacto de adoptar la norma 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 el balance general mientras que mantiene la mayoría de los principios del modelo existente de arrendador en los USGAAP y alinea muchos de esos principios con ASC 606, Ingresos procedentes de contratos con los clientes. Método de transición: Enfoque retrospectivo modificado con ciertos expedientes prácticos. La norma es efectiva a partir del 1 de enero de 2019. Se permite la adopción temprana.

La Compañía actualmente está evaluando el impacto de adoptar la norma en sus estados financieros.

3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)

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. 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. Se permite la adopción temprana limitada.

Actualmente la Compañía está evaluando el impacto de adoptar la norma en sus estados financieros pero no anticipa un impacto material en sus estados financieros consolidados no auditados.

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. Método de transición: prospectiva. La norma es efectiva a partir del 1 de enero de 2017. Se permite la adopción temprana.

La Compañía actualmente está evaluando el impacto de adoptar la norma en sus estados financieros.

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

La nueva norma proporciona un modelo único y completo de reconocimiento de ingresos para que todos los contratos con clientes mejoren la comparabilidad. Los ingresos estándar contienen principios que una entidad aplicará para determinar la medición de los ingresos y la fecha en que se reconoce. La norma requiere que una entidad reconozca los ingresos para representar la transferencia de bienes o servicios a los clientes por un importe al que la entidad espera tener derecho a cambio de los productos o servicios. Método de transición: un enfoque retrospectivo completo o retrospectivo modificado. La norma es efectiva a partir del 1 de enero de 2018 (debido a que fue diferido 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.

Reclasificaciones

La aplicación de la ASU 2015-03 interés en 2016, requiere la presentación retrospectiva de los costos financieros diferidos presentados como activos, como una deducción directa del valor en libros de la deuda, consistente con el descuentos de la deuda. El totoal reclasificado de activos diferidos al 31 de diciembre de 2015 es de $5,634.

4. Cuentas y Transacciones con Compañías Afiliadas y Relacionadas

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.

Mediante la Resolución del Consejo de Gabinete No.42, el Gobierno Nacional, consciente en las limitaciones en la capacidad de transmisión, dispone reconocerle a la Compañía hasta $40,000 en el 2014; hasta $30,000 en el 2015 y hasta $30,000 en el 2016, con el fin de mitigar las pérdidas que ésta sufra o pueda sufrir como resultado del retraso en la construcción de la ampliación de la tercera línea de transmisión eléctrica.

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015, la Compañía ha registrado una compensación por este concepto de $883 y $3,662 respectivamente, en las compras de electricidad en los estados de resultados.

Al 30 de junio de 2016 se han cobrado $36,594, correspondientes a compensaciones reconocidas del año 2014, y el saldo de $9,555 se encuentra registrado en el balance general en el rubro de cuentas por cobrar – compañías relacionadas.

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.

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 y a la fecha no ha habido sentencia sobre este caso. De acuerdo a los abogados la probabilidad de riesgos o implicaciones, por parte de AES Panamá S.R.L., es remota, basándose exclusivamente en los méritos legales citados por el Procurador General de la República.

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

Los saldos y transacciones con partes relacionadas al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, se detallan como sigue:

En los balances generales	Jun-2016	Dic-2015
Cuentas por cobrar:		
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET)	$ 30,514	$ 31,609
Ministerio de Economía y Finanzas	9,555	8,672
Elektra Noreste, S. A. (ENSA)	9,049	9,145
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí (EDECHI)	6,668	6,030
Caja de Seguro Social	1,139	678
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	1,859	967
Contraloria General de la República	330	70
Enel Fortuna, S.A.	563	332
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas, S. A.	142	262
Autoridad del Canal de Panamá	4	2
Oficina de Electrificación Rural (OER)	—	23
Gas Natural Atlántico II, S.R.L.	450	—
	$ 60,273	$ 57,790
Cuentas por pagar:		
Enel Fortuna, S. A.	$ 955	$ 355
Autoridad del Canal de Panamá	952	1,843
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	520	572
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas, S. A.	180	98
Elektra Noreste, S. A. (ENSA)	153	809
Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (EGESA)	123	90
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET)	75	830
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI)	23	59
	$ 2,981	$ 4,656

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

En los estados de operaciones por los periodos terminados el 30 de junio de 2016 y 2015:

En los estados de operaciones	Jun-2016	Jun-2015
Ingresos:		
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET)	$ 91,518	$ 72,455
Elektra Noreste, S. A. (ENSA)	26,317	12,045
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI)	19,164	14,036
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	4,123	1,144
Caja de Seguro Social	1,372	1,556
Enel Fortuna, S.A.	871	1,063
Contraloría General de la República	311	342
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas, S. A.	234	484
Autoridad del Canal de Panamá	10	42
Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (EGESA)	—	22,243
Oficina de electrificación Rural (OER)	—	2,164
	$ 143,920	$ 127,574
Costo de transmisión fijo:		
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	$ 1,422	$ 1,710
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET)	43	43
	$ 1,465	$ 1,753
Compra de energía		
Enel Fortuna, S. A.	$ 4,869	$ 5,327
Elektra Noreste, S. A. (ENSA)	2,588	17
Autoridad del Canal de Panamá	3,500	3,586
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET)	1,456	17
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas, S. A.	1,034	572
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI)	168	—
Emp. De Generación Eléctric (EGESA)	50	1,453
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	28	36
	$ 13,693	$ 11,008
Compras de energía: (compensación y penalidades)		
Ministerio de Economía y Finanzas (Compensación)	$ 883	$ 3,662
Elektra Noreste, S. A. (ENSA) (Penalidades)	116	—
	$ 999	$ 3,662

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

En los estados de operaciones	**Jun-2016**	Jun-2015
Otros costos de ventas de energía:		
Empresa de Generación Eléctrica, S. A. (EGESA)	$ —	$ 2,726
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	**1,133**	1,530
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A. (EDEMET)	**431**	493
Elektra Noreste, S. A. (ENSA)	**43**	128
	$ 1,607	$ 4,877

Los saldos y transacciones con afiliadas al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, se detallan como sigue:

En los balances generales	**Jun-2016**	Dic-2015
Cuentas por cobrar:		
AES Changuinola, S.R.L.	**$ 3,000**	$ 3,935
Otras Afiliadas	**631**	638
AES Latin America S.R.L.	**—**	401
AES Corporation	**1**	207
AES Elsta BV	**1,448**	1,448
Global Energy Holding	**189**	189
	$ 5,269	$ 6,818

Cuentas por pagar:		
AES Changuinola, S.R.L.	**$ 16,403**	$ 24,792
AES Solution LLC	**11,763**	9,329
AES Corporation	**41**	176
Otras Afiliadas	**209**	222
AES CLESA y Cía, Sociedad en Comandita de Capital variable	**83**	—
Empresa Electrica de Oriente, S.A. de C.V.	**63**	—
	$ 28,562	$ 34,519

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

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 hasta el año 2030, resultante del acto de licitación ETESA 01-12. Por esta enmienda, se modificó el canon mensual del arrendamiento operativo por la porción correspondiente a la capacidad a $1,491 mensuales. Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015, se han registrado por este concepto $9,293 y $3,692, respectivamente, en el rubro de costo de arrendamiento operativo en el estado de operaciones. Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el excedente del gasto se encuentra registrado en el estado de situación financiera en el rubro de gastos pagados por anticipado por $10,140 y $10,489, e ingresos diferido por $2,628 y $0, respectivamente. (Notas 6 y 10).

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015, se han registrado por este contrato, compras por $29,466 y $41,124, respectivamente.

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

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). Al 30 de junio de 2016 y 2015, el total de honorarios cargados a ingresos de administración, incluidos en otros ingresos netos, asciende a $313 y $272.

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.

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

El total de honorarios reconocidos en gastos de administración asciende a $3,111 y $2,848 para los seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015, respectivamente.

Ingresos por alquiler

Al 30 de junio de 2016 y 2015 la Compañía facturó por concepto de alquileres a compañías afiliadas la cantidad de $135 y $135, respectivamente. Estos contratos tienen una duración de un año con opción a renovación automática, la última renovación está vigente desde el mes de febrero de 2016. Los ingresos por alquiler están registrados en la cuenta de otros ingresos en el estado de resultados.

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 $1,922 y $1,999 por los seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015, respectivamente. Estos montos se encuentran incluidos en el rubro de operación y mantenimiento en el estado de resultados.

Dividendos

La Compañía no ha recibido dividendos de su afiliada AES Changuinola, S.R.L., ni ha pagado dividendos a sus socios al 30 de junio de 2016.

Otros

La Compañía mantiene en sus libros cuentas por cobrar por $3,000 y $3,935 al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, respectivamente, por concepto de ventas de energía relacionadas al contrato de compra de energía que mantiene con su afiliada AES Changuinola, S.R.L.

5. Propiedad, Planta y Equipo, Neto

	30 de junio de 2016						
	Terrenos	Edificios	Activos de generación eléctrica	Equipo y mobiliario de oficina	Equipo de transporte	Construcciones en proceso	Total
Costo:							
Al inicio del año	$ 5,702	$253,430	$ 478,856	$ 8,013	$ 1,958	$ 22,734	$ 770,693
Adiciones	—	—	35	121	24	5,629	5,809
Reclasificaciones y ajustes	—	79	2,963	(22)	34	(3,054)	—
Al final del año	5,702	253,509	481,854	8,112	2,016	25,309	776,502
Depreciación Acumulada:							
Al inicio del año	—	82,715	248,724	5,911	1,131	—	338,481
Gasto del año	—	4,261	10,167	306	127	—	14,861
Reclasificaciones y ajustes	—	—	—	(8)	8	—	—
Al final del año	—	86,976	258,891	6,209	1,266	—	353,342
Saldo neto	$ 5,702	$166,533	$ 222,963	$ 1,903	$ 750	$ 25,309	$ 423,160

	31 de diciembre de 2015						
	Terrenos	Edificios	Activos de generación eléctrica	Equipo y mobiliario de oficina	Equipo de transporte	Construcciones en proceso	Total
Costo:							
Al inicio del año	$ 5,702	$252,239	$ 427,531	$ 7,392	$ 1,735	$ 43,626	$ 738,225
Adiciones	—	—	37	340	197	34,156	34,730
Reclasificaciones y ajustes	—	1,191	53,484	281	92	(55,048)	—
Ventas y descartes	—	—	(2,196)	—	(66)	—	(2,262)
Al final del año	5,702	253,430	478,856	8,013	1,958	22,734	770,693
Depreciación Acumulada:							
Al inicio del año	—	74,230	231,111	5,300	981	—	311,622
Gasto del año		8,485	18,998	611	216	—	28,310
Ventas y descartes	—	—	(1,385)	—	(66)	—	(1,451)
Al final del año	—	82,715	248,724	5,911	1,131	—	338,481
Saldo neto	$ 5,702	$170,715	$ 230,132	$ 2,102	$ 827	$ 22,734	$ 432,212

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, se han capitalizado intereses y costos financieros diferidos por $718 y $1,637 respectivamente.

5. Propiedad, Planta y Equipo, Neto (continuación)

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 13). El valor presente por este concepto asciende a $910 y $1,031 al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, respectivamente y se presenta en el balance general como activos de generación eléctrica y se detalla a continuación:

	Jun-2016	Dic-2015
Costo	$ 1,213	$ 1,213
Depreciación Acumulada	(303)	(182)
Saldo Neto	$ 910	$ 1,031

La siguiente tabla resume los montos reconocidos en relación con las obligaciones de retiro de activos para los períodos indicados :

	Jun-2016	Dic-2015
Saldo inicial	$ 1,266	$ 1,213
Gasto por incrementos	27	53
Saldo final	$ 1,293	$ 1,266

6. Gastos Pagados por Anticipado

Los gastos pagados por anticipado al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 se detallan a continuación:

	Jun-2016	Dic-2015
Seguros	$ 2,127	$ 68
Adelanto a proveedores	1,317	567
Otros	474	38
Fianzas	83	102
ANAM - Concesiones de agua	32	31
Total de gastos pagados por anticipado, corto plazo	$ 4,033	$ 806
Gastos prepagados - afiliadas (nota 4)	10,140	10,489
Total de gastos pagados por anticipado, largo plazo	$ 10,140	$ 10,489

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 nueva deuda de $300,000 se incluye la creación de un fondo de fideicomiso con la cuenta denominada "Cuenta Acumulada del Servicio de la Deuda". 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 construcción 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. Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 el saldo del efectivo restringido es de $2,636 y $2,635, respectivamente.

8. Activos Intangibles, netos

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.

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.

El activo intangible se detalla a continuación:

	Jun-2016	Dic-2015
Activo intangible	$ 20,000	$ 20,000
Amortización acumulada	(4,000)	(2,000)
Activo intangible, neto	$ 16,000	$ 18,000

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.

9. Inversión en afiliada (continuación)

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 perdidas por las transferencias de activos entre entidades bajo control común; el monto registrado en patrimonio es de $21,520. La presentación de este monto en utilidades acumuladas se ha ajustado retrospectivamente a partir del capital adicional pagado en los estados financieros.

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 la inversión en afiliada se detalla así:

		% de participación			
				30-Jun	31-Dec
Afiliada	Actividad	2016	2015	2016	2015
AES Changuinola,S.R.L.	Generación eléctrica (Hidroeléctrica)	20%	20%	$ 47,159	$ 45,166

Afiliada	Fecha de Información Financiera	Activos	Pasivos	Patrimonio	Ingresos	Gastos	Utilidad Neta	Participación Patrimonial
AES Changuinola,S.R.L.	30-Jun-16	$ 653,813	$415,412	$ 238,401	$ 41,995	$33,647	$ 8,348	$ 1,670

Al 30 de junio de 2016 y 2015, la Compañía ha registrado en concepto de la participación del 20% en los resultados de AES Changuinola, S.R.L., una ganancia de $1,670 y de $1,915, respectivamente. Este monto se encuentra registrado en el balance general dentro del rubro de inversión en afiliada y en el estado de resultados 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. solo 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*.

10. Arrendamiento Operativo (continuación)

Los pagos mínimos del arrendamiento son determinados en base al 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.

El total de pagos futuros mínimos por concepto de arrendamientos, derivados del contrato de arrendamiento operativo no cancelables suscritos al 30 de junio de 2016 se van a satisfacer en los siguientes plazos:

		2016
A un año	$	17,892
Después de un año y hasta cinco años		71,568
Después de cinco años		169,889
Total de pagos a futuro	$	259,349

11. Préstamos por Pagar

Los préstamos a corto plazo son originados por el uso de líneas de crédito con vencimiento a seis meses. Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la Compañía no mantiene saldos por pagar relacionados a estas líneas de crédito. Sin embargo, al 30 de junio de 2016, mantiene líneas de crédito autorizadas (no utilizadas) con diferentes instituciones bancarias por un monto de $81,332.

El 28 de octubre de 2014, la Compañía adquirió un préstamo sindicado por un total de $57,300 con un grupo de bancos y The Bank of Nova Scotia (Panamá) S.A. (Scotiabank) actuando como agente administrativo, por un periodo de 5 años.

Este préstamo fue adquirido con el fin de financiar el 100% del costo de adquisición de la barcaza de generación y costos asociados, instalación y conexión de la misma con la red de interconexión de ETESA. Este préstamo fue cancelado en el mes de junio 2015, luego del refinanciamiento parcial de los bonos 2016 realizado en dicho mes (Nota 12).

Al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la Compañía no mantiene préstamos por pagar.

12. 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 costos de financiamientos diferidos netos relacionados a este financiamiento totalizan $164 y $322 al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

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.

A continuación se detallan los compromisos y restricciones más relevantes de esta deuda, los cuales fueron modificados a partir de la ejecución del refinanciamiento parcial de los bonos 2016:

- La Compañía debe mantener una "Cuenta Acumulada del Servicio de la Deuda" con los fondos depositados y disponibles para cubrir un semestre de intereses. Ver Nota 7.

Al 30 de junio de 2016, la Compañía está en cumplimiento de todos sus compromisos y restricciones.

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. Como parte de los acuerdos establecidos en la nueva deuda de $300,000, 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 a este financiamiento totalizan $4,976 y $5,312 al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

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.

12. Bonos por pagar, neto (continuación)

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 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: y
  b. La cuenta para el servicio de deuda esté completamente fondeada.
  c. La Compañía podrá tomar otras deudas adicionales al principal hasta un máximo de $50,000, sin tener que cumplir con el ratio.
  d. El ratio podrá ser mayor a cero y menor que 4.25 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 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 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 30 de junio de 2016, la Compañía está en cumplimiento de todos sus compromisos y restricciones.

A continuación se presenta el saldo al 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, de los bonos por pagar, neto de descuento:

	Jun-2016	Dic-2015
Bonos 2016	**$ 82,704**	$ 82,704
Bonos 2022	**300,000**	300,000
Descuento por amortizar	**(44)**	(86)
Costos financieros diferidos	**(5,140)**	(5,634)
Total bonos por pagar, neto	**$ 377,520**	$ 376,984

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

13. 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 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 $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. La primera por 15MW con EDEMET y la segunda por 35MW con EDECHI, ambas 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. Mediante notificación del 30 de mayo de 2013, AES Changuinola, S.R.L. invoca el derecho que le otorgó la cláusula novena del Contrato de Reserva No. 01-07 y sus enmiendas donde se contempla la imposibilidad de cumplir a cabalidad con sus obligaciones contractuales por la aparición de un evento de caso fortuito, basándose en la extrema temporada seca que experimenta Panamá en ese año.

13. Compromisos y Contingencias (continuación)

En consecuencia, a partir del 1° de mayo de 2013 AES Changuinola, S.R.L., brinda el suministro de energía a AES Panamá, S.R.L. únicamente de la energía generada por las unidades de la Central Hidroeléctrica Changuinola I, al precio establecido en el contrato en referencia. El evento de caso fortuito fue levantado por AES Changuinola, S.R.L, a partir del 2 de octubre de 2013. 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 hasta el año 2030, resultante del acto de licitación ETESA 01-12.

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 diciembre de 2015, la Compañía mantiene cartas de crédito por un monto de $4,437, relacionados a estos contratos.

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.

Adicionalmente, en abril de 2011 se firmó la enmienda No.2 al contrato GC- 02-09, entre AES Panamá, S.R.L. e Importadora Ricamar 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", ambos con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015. Este contrato no fue renovado.

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. Este contrato estuvo vigente hasta noviembre de 2015. Sin embargo, la Contraloría General de la República aprobó la firma de la enmienda N° 1 al Contrato No. 254-2012-ADM para la continuidad del Suministro de Potencia Firme y Energía.

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.

13. Compromisos y Contingencias (continuación)

En diciembre de 2012, la Compañía firmó un contrato para Suministro de Potencia y Energía a Gran Cliente con la Caja de Seguro Social con vigencia hasta 36 meses luego del inicio del suministro. El cliente inició suministro el 7 de diciembre de 2013.

Como resultado de la adjudicación de la Licitación Pública Internacional ETESA 03-12, la Compañía firmó con Elektra Noreste (ENSA) - contrato DME-016-12, con EDEMET - contrato No. 24-12 y con EDECHI - contrato 45-12; para el suministro de energía de excedente desde julio 2012 hasta el 31 de diciembre de 2015. Este contrato no fue renovado.

El 28 de febrero de 2013, culminó el contrato No.01-12 de la Compañía con la Oficina de Electrificación Rural. Este contrato fue reemplazado por el No. 01-13 firmado con fecha de inicio del 1° de marzo de 2013, para suministro de energía a la Oficina de Electrificación Rural con vigencia hasta el 31 de octubre de 2013. En octubre se firmó la adenda No. 1 para extender el contrato de suministro hasta el 31 de diciembre de 2013.

El 1° de agosto de 2014 se firmó la adenda No. 2 para extender el contrato de suministro hasta el 28 de febrero de 2014. El 17 de diciembre se firmó entre las partes la adenda No. 3 para extender el contrato de suministro a la Oficina de Electrificación Rural hasta el 31 de marzo de 2015. Este contrato se dio por terminado el 31 de marzo de 2015. Este contrato no fue renovado.

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, la Compañía firmó la enmienda N° 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 N°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 N°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 N°1 al contrato No. 07-13 el cual extendió la vigencia del contrato de suministro de potencia y energía hasta el 31 de diciembre de 2020.

13. Compromisos y Contingencias (continuación)

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, por lo cual fue entregada al Centro Nacional de Despacho (CND) para operar dentro del Sistema Eléctrico Nacional.

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. Este contrato no fue renovado.

El 30 de junio de 2015, la Compañía firmó los contratos EDEMET N° 29-14, EDECHI N° 33-14 y ENSA N° 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 solo 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.

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.:

Año	Compromiso (en miles de US$)
2016	$ 10,542
2017	19,952
2018	10,386
2019	895
2020	325
Total:	**$ 42,100**

13. Compromisos y Contingencias (continuación)

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. 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.:

	2016
A un año	$ 960
Después de un año y hasta cinco años	2,480
	$ 3,440

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.

13. Compromisos y Contingencias (continuación)

- La Compañía tendrá el derecho de poseer, operar y mantener los bienes de los complejos y realizar mejoras sobre los mismos. Se requerirá aprobación previa en los casos en que la Compañía aumente la capacidad de alguna de las plantas en 15% o más en el mismo sitio.

- La Compañía tendrá la libre disponibilidad de los bienes propios y los bienes de los complejos.

- La Compañía tendrá los derechos sobre los bienes inmuebles y derechos de vía o paso, dentro de los Complejos Hidroeléctricos pudiendo realizar todas las actividades necesarias para la generación y venta de energía hidroeléctrica. Asimismo, la Compañía también tendrá el derecho de vía o acceso a las áreas de los complejos hidroeléctricos actualmente habilitadas y en uso.
- La Compañía podrá solicitar la adquisición forzosa de inmuebles y la constitución de servidumbres en su favor conforme lo estipula la Ley No. 6 y su reglamento.

Garantía

Durante junio 2016, la Compañía ha dado una garantía incondicional e irrevocable para el pago del capital e intereses relacionados con el contrato de deuda de Gas Natural Atlántico II, S.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 el balance general.

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 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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.

13. Compromisos y Contingencias (continuación)

Al 31 de diciembre de 2012, la Compañía presentó ante la ASEP su proyecto de modificaciones al Plan de Acción Durante Emergencias (PADE) correspondiente a la Central Bayano, el cual fue aprobado por la ASEP en el 2013; los PADE de Estí, La Estrella y de Los Valles fueron aprobados por la ASEP. En cuanto a lo relacionado a normas de seguridad en las presas la Compañía contrató una empresa consultora para la adecuación de toda la documentación de la Central Bayano, actualmente se encuentra en el proceso de revisión de los documentos para ser entregados a la ASEP. Por parte de Chiriquí, se están realizando las gestiones para la contratación de la consultora para la adecuación.

En octubre de 2015, Ganadera Guerra, S.A. y Constructora Tymsa, S.A. presentaron demandas separadas contra AES Panamá en los tribunales locales de Panamá. Los demandantes alegan que AES Panamá se benefició de la central hidroeléctrica (La Estrella), la cual está situada parcialmente en las tierra poseídas por Ganadera Guerra, S.A. inicialmente y luego por Constructora Tymsa, S.A., y que AES Panamá deben 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 Tymsa, S.A. AES Panamá cree que tiene una sólida defensa contra las pretensiones formuladas en su contra y se defenderán vigorosamente en los juicios; sin embargo no se puede garantizar que va a tener éxito en sus esfuerzos.

14. Planes de Retiro y Prima de Antiguedad

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 (8% en el 2014), 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 $173 y $73 por los seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015, 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 $149 y $101 por los seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015, respectivamente.

15. Otros Costos de Venta de Energía

Los otros costos de venta de energía al 30 de junio de 2016 y 2015, se detallan como sigue:

	Jun-2016	Jun-2015
Costos de combustible	$ 11,357	$ 8,198
Cargos de transmisión	1,607	2,151
Penalidad	—	2,726
	$ 12,964	$ 13,075

16. Gastos de operación y mantenimiento

Los gastos de operación y mantenimiento por los seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015, se detallan a continuación:

	Jun-2016	Jun-2015
Salarios y otros beneficios	$ 7,024	$ 6,267
Contratos por servicios y mantenimientos	2,319	1,324
Seguros	2,090	2,164
Gasto de arrendamiento	1,605	1,128
Otros cargos relacionados al mercado	973	656
Otros	829	702
Servicios básicos	554	500
Consultorías y servicios profesionales	383	420
	$ 15,777	$ 13,161

17. Otros Ingresos (Gastos), Neto

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015 los otros ingresos (gastos) se detallan como sigue:

	Jun-2016	Jun-2015
Ingresos por servicios de administración	$ 313	$ 272
Ingresos por alquiler	135	135
Otros ingresos (gastos)	67	(9)
Extinción de deuda - Bonos 2016	—	(14,632)
Ganancia en venta de activo fijo	—	52
Descarte de inventario	—	(399)
Total otros ingresos (gastos), neto	$ 515	$ (14,581)

18. Impuesto sobre la Renta

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2016 y 2015, la provisión para impuesto sobre la renta consiste de lo siguiente:

	Jun-2016	Jun-2015
Corriente	$ 6,028	$ 798
Diferido	561	787
Saldo al final del año	$ 6,589	$ 1,585

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%.

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 30 de junio de 2016, 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.

Durante el 2016, se realizarán pagos de estimada en virtud de que la Compañía generó utilidad fiscal en el 2015 por $45,910; durante el 2015 no se realizaron pagos de estimada en virtud de que la Compañía generó pérdida fiscal 2014 por $52,984.

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 2015, 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.

18. Impuesto sobre la Renta (continuación)

Arrastre de pérdidas:

De acuerdo con el artículo No. 6 de la Ley 31 del 30 de diciembre de 1991, la pérdida de operaciones corrientes que refleja la Compañía podrán ser deducidas en forma proporcional durante los próximos 5 años; esta deducción no podrá reducir en más del 50% de renta gravable de dichos años. Al 30 de junio de 2016, la Compañía mantiene un arrastre de pérdidas que pueden ser aplicadas a rentas gravables futuras que expiran de la siguiente manera:

Año	Total
2016	$ 14,984
2017	14,984
2018	14,984
2019	10,597
Arrastre de Pérdidas	**$ 55,549**

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. En base a los resultados actuales y proyectados la Gerencia 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 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el pasivo por impuesto sobre la renta diferido está compuesto por la depreciación de los activos que otorgaron dicho Crédito por Inversión, el cual ha sido utilizado por la Compañía al rebajar el 25% del impuesto corriente cada año.
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.

18. Impuesto sobre la Renta (continuación)

Impuesto de Dividendos

Los accionistas pagan un impuesto a la renta del diez por ciento (10%) el cual es retenido de los dividendos que reciben. Si no se distribuyen dividendos, o la distribución total es menor del cuarenta por ciento (40%) del ingreso neto gravable, un anticipo del impuesto sobre dividendos del cuatro por ciento (4%) sobre la ganancia neta deberá ser pagado hasta declarar dividendos sobre estas ganancias. Esta tasa de cuatro por ciento (4%) se denomina "Impuesto Complementario" y es considerado un adelanto al impuesto sobre dividendos. Por los periodos terminados el 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la Compañía no ha realizado pagos sobre dividendos.

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 2016.

Contingencias fiscales

De acuerdo con el *Accounting Standard Codification* (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 Gerencia espera que las autoridades fiscales permitan estas posiciones de ser revisadas y tiene un alto nivel de confianza en los méritos técnicos de las mismas.

Consecuentemente, la Gerencia espera que el monto total de las posiciones fiscales sean finalmente realizadas y reconocidas en los estados financieros.

19. Valor Razonable de los Instrumentos Financieros

La Compañía estableció un proceso para la determinación del valor razonable. La determinación del valor razonable considera los precios de cotización del mercado; sin embargo, en muchas instancias, 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.

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 30 de junio de 2016 y 31 de diciembre de 2015 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 2016

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

	Jun-2016		Dic-2015	
	Valor en libros	**Valor razonable**	Valor en libros	Valor razonable
Pasivos Financieros:				
Bonos por pagar a corto plazo 2016	**$ 82,496**	**$ 84,763**	$ 82,618	$ 85,599
Total	**$ 82,496**	**$ 84,763**	$ 82,618	$ 85,599

Bonos 2022

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

	Jun-2016		Dic-2015	
	Valor en libros	**Valor razonable**	Valor en libros	Valor razonable
Pasivos Financieros:				
Bonos por pagar a largo plazo 2022	**$ 300,000**	**$ 306,750**	$ 300,000	$ 297,750
Total	**$ 300,000**	**$ 306,750**	$ 300,000	$ 297,750

20. 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 del balance general 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 el balance general.

21. Eventos Subsecuentes

Durante el mes de Julio 2016, la Compañía declaró y pagó dividendos por $35,293.

Los eventos subsecuentes fueron evaluados por la Administración hasta el 30 de agosto de 2016, fecha en la cual los estados financieros fueron autorizados por la Asamblea de Socios para su emisión.