

**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 septiembre de 2018

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

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

A. Aplicabilidad

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

B. Preparación de los Informes de Actualización

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

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

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

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

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

De requerir alguna aclaración adicional, puede contactar a los funcionarios de la Dirección Nacional de Registro de Valores, en los teléfonos 225-9758, 227-0466.

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

VALORES QUE HA REGISTRADO:

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

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

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

DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO: ilsa.pichardo@aes.com, yessenia.quintero@aes.com

Handwritten signature and initials in the bottom right corner of the page.

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, la Compañía 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 representadas con el mismo porcentaje de participación, y en adición fueron redimidas 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 septiembre de 2018, 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, otros socios de la Compañía poseen 1,016,205 (0.47%) cuotas.



A. Liquidez

	30 de septiembre de 2018	30 de septiembre de 2017
Flujos de efectivo de actividades de operación		
Utilidad neta	52,809	44,183
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación	19,494	23,207
Cambios en activos y pasivos de operación	7,115	(11,227)
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	79,418	56,163
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	(10,517)	(11,524)
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento	(57,209)	(30,882)
Aumento neto de efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido	11,692	13,757
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido al comienzo del año	18,168	18,522
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido al final del periodo	29,860	32,279

El efectivo neto de la Compañía al 30 de septiembre de 2018 y 2017, fue de \$29,860 y \$32,279 respectivamente, y representa una disminución de (\$2,419), con respecto al mismo período del 2017.

Al 30 de septiembre de 2018, se muestra un aumento en la utilidad neta de \$8,626 con relación al mismo período del 2017, principalmente generado por: (i) un aumento en el margen variable de \$15,556, producto de: (a) mayores ventas de energía por \$18,973 asociadas principalmente a una mayor generación en las plantas hidroeléctricas por mejores aportes hidrológicos y a la incorporación de nuevos grandes clientes; (b) menores costos de venta de energía por \$6,814, asociado a un menor consumo de combustible producto de una menor generación de la barcaza Estrella del Mar I; y (c) mayores compras de energía por (\$10,444), principalmente asociadas a compras de energía a su afiliada AES Changuinola, S.R.L. por mayor generación. Adicionalmente, se presenta: (ii) una disminución en los gastos de depreciación y amortización por \$3,384, asociado al ajuste en la depreciación como resultado del estudio de vidas útiles y valores residuales realizado en el 2017; y (iii) mayor reconocimiento de la participación patrimonial por mejores resultados de su afiliada AES Changuinola, S.R.L. por \$2,823.

Este efecto positivo se ve afectado por: (iv) un aumento en los costos fijos de transmisión por (\$2,407), producto de la devolución de ajuste tarifario que se registró en septiembre 2017; (v) una disminución en los otros ingresos, netos por (\$1,915) principalmente por el efectivo recibido en 2017, por (\$1,472) por el reembolso de fondos del seguro por daños a la propiedad asociados a la Unidad 1 de Bayano, y (vi) mayor gasto de impuesto sobre la renta por (\$8,944), asociados al incremento en los resultados del 2018, en relacion al mismo periodo del 2017.

En cuanto al efectivo provisto por las actividades de operación, se muestra un aumento de \$23,255, con relacion al mismo periodo 2017, principalmente por: (i) un aumento en la variación del impuesto sobre la renta por pagar debido a mejores resultados en comparación con el mismo periodo del año anterior; (ii) un aumento en las cuentas por pagar por mayores compras de energía a su afiliada AES Changuinola, S.R.L.; y (iii) las variaciones en la utilidad neta explicadas anteriormente.

Los flujos de efectivo utilizados por las actividades de inversión muestran una disminución de \$1,007 principalmente por: (i) mayor salida de efectivo en 2017, utilizado para compras de activos fijo por \$2,463; y (iii) una variación negativa por (\$1,472) debido al efectivo recibido en 2017, por por el reembolso de fondos del seguro, por daños a la propiedad asociados a la Unidad 1 de Bayano.

Los flujos de efectivo utilizados por actividades de financiamiento muestran un incremento de (\$26,327), correspondiente a: (i) los dividendos pagados a sus socios por (\$26,000) en septiembre y (ii) mayor efectivo utilizado para compras de activos fijos, pagados posterior a 3 meses por (\$327).

B. Recursos de Capital

Al cierre del 30 de septiembre de 2018, se mantienen registrados como construcciones en proceso \$10,428, relacionados con proyectos asociados con las plantas hidroeléctricas.

C. Resultados de las Operaciones

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

AES Panamá

Datos Comerciales	Unidad	2018	2017	VAR	% VAR
Ventas Energía en Contratos	GWh	2,189.22	2,166.79	22.43	1.0 %
Mercado Ocasional Neto	GWh	148.09	(114.40)	262.49	(229.4)%
Ventas Spot de Energía	GWh	393.02	208.28	184.75	89.0 %
Compras Spot Energía	GWh	244.94	322.68	(77.74)	(24.0)%
IC Contrato de compra Energía (a precio Contrato)	GWh	837.14	623.06	214.08	34.4 %
Generación Total de la Empresa	GWh	1,596.03	1,506.89	89.14	5.9 %
Precios del Mercado Ocasional	Unidad	2018	2017	VAR	% VAR
Precio Mercado Ocasional (Sistema)	US\$/MWh	80.70	59.87	20.82	34.8 %
Precio de Venta Mercado Ocasional	US\$/MWh	71.62	51.97	19.65	37.8 %
Precio de Compra Mercado Ocasional	US\$/MWh	83.61	72.97	10.65	14.6 %
Datos Operativos	Unidad	2018	2017	VAR	% VAR
Nivel Bayano	msnm	54.33	58.59	(4.26)	(7.3)%
Aportes Bayano	m3/s	203.36	150.73	52.63	34.9 %
Generación Bayano	GWh	641.75	426.53	215.22	50.5 %
Generación ESTI	GWh	397.79	397.58	0.20	0.1 %
Generación La Estrella	GWh	149.33	123.50	25.83	20.9 %
Generación Los Valles	GWh	165.25	164.88	0.37	0.2 %
Generación Estrella de Mar I	GWh	241.91	394.39	(152.48)	(38.7)%
Pérdidas (línea y consumo)	GWh	95.86	77.57	18.30	23.6 %
Ingresos Mercado Ocasional	Unidad	2018	2017	VAR	% VAR
Ingresos Ventas Mercado Ocasional	K\$	28,146.76	10,824.09	17,323	160.0 %
Gastos por Compras Mercado Ocasional	K\$	20,479.88	23,544.42	(3,065)	(13.0)%

Handwritten initials and marks at the bottom right corner of the page.

Ingresos

Ventas:

Las ventas de electricidad reflejan un aumento de \$18,973 al 30 de septiembre de 2018 con respecto al mismo período en el 2017, esto se debe a:

(i) mayores ventas de energía en el mercado ocasional en comparación con el mismo periodo del año anterior por \$16,564 (393 Gwh en 2018 vs 208 Gwh en 2017), debido a una mayor generación de las plantas hidroeléctricas en un 21.72% (1,354 Gwh en 2018 vs 1,112 Gwh en 2017) y al incremento en los precios del mercado ocasional (\$72/Gwh en 2018 vs \$52/Gwh). El nivel del embalse de Bayano cerró al 30 de septiembre de 2018 con 54.33 msnm y los aportes hídricos para esa planta fueron de 203.36 m3/s, 34.9% más que el período anterior;

(ii) mayores ventas por contrato por \$9,049, atribuido principalmente a la incorporación de nuevos contratos con grandes clientes (Productos Toledano, S.A., Corporación La Prensa, S.A., Desarrollo Inmobiliario del Este, S.A.) en comparación al año anterior y un incremento en los precios de los contratos de la Barcaza Estrella del Mar I.

(iii) mayores ventas intercompañía a sus afiliadas AES Changuinola, S.R.L. por \$963 y Gas Natural Atlántico, S.R.L. por \$1,453.

Este efecto positivo fue afectado por:

(iv) una disminución en los ingresos por servicios auxiliares por (\$9,038), en comparación con el mismo periodo del 2017, por una disminución en las compensaciones recibidas, por mayor vertimiento en las plantas hidroeléctricas y mayor generación obligada de la barcaza Estrella del Mar I durante el 2017.

Costos y gastos de operación

Compras y otros costos de ventas de energía:

Al 30 de septiembre de 2018, las compras de energía aumentaron (\$10,444) con relación al mismo período 2017, debido a:

(i) mayores compras de energía a su afiliada AES Changuinola S.R.L. por (\$14,598), debido a mayor generación de la misma, por mejores aportes hidrológicos (837Gwh en 2018 vs 623Gwh en 2017), 34% más que el año anterior.

Compensado por:

(ii) menores costos por compra de energía en el mercado ocasional por \$4,157, debido a menor volumen de energía comprada (245Gwh en 2018 vs 323Gwh en 2017), como consecuencia de una mayor generación de las plantas hidroeléctricas por mejores aportes hidrológicos;

Los otros costos de ventas de energía, presentan una disminución de \$6,814, atribuido principalmente a: (i) menores costos de combustible por \$6,586, debido a una disminución en el consumo de combustible, producto de una menor generación de la barcaza Estrella del Mar I y (ii) menores costos de transmisión variable por \$227.

Costos de arrendamiento operativo:

Los costos de arrendamiento operativo muestran una variación de \$213, y no representan una variación significativa con relación al periodo anterior.

Costos de transmisión fijos:

Los costos de transmisión fijos presentan un aumento de \$2,407, asociados a la devolución por ajuste tarifario que se dió en septiembre 2017, como consecuencia de la revisión de los Cargos por Uso y Conexión del Sistema de Transmisión y del Servicio de Operación Integrada.

Operación y mantenimiento:

Al 30 de septiembre de 2018, los gastos de operación y mantenimiento muestran una disminución de (\$168), y no representa una variación significativa con relación al mismo periodo del año anterior.

Depreciación y amortización:

Los gastos de depreciación y amortización muestran una disminución de \$3,384, debido a un ajuste en la depreciación, como consecuencia del estudio de vidas útiles y valores residuales, realizado durante el último trimestre del 2017.

Administración:

El gasto de honorarios de administración no muestra variaciones significativas, con relación al 2017.

Otros gastos netos:

Los otros gastos netos presentan un impacto favorable de \$1,189, asociado principalmente a: (i) un incremento en el ingreso por participación patrimonial en afiliada por \$2,823, producto de una mayor utilidad neta en AES Changuinola, S. R.L.; compensado parcialmente por: (ii) la disminución de los otros ingresos por (\$1,915), principalmente por el efectivo recibido en 2017, por (\$1,472) por el reembolso de fondos del seguro por daños a la propiedad asociados a la Unidad 1 de Bayano

D. Análisis de perspectivas

Conforme a los resultados obtenidos del tercer trimestre y a las proyecciones del resto del año, a nivel de margen variable del año 2018, se espera que los resultados sean superiores a los alcanzados en el año anterior, principalmente por la expectativa de mejora en la hidrología, incrementando la generación en sus centrales de generación hidráulicas, lo que representaría una disminución de las compras e incremento de las ventas de energía en el mercado ocasional.

II PARTE

RESUMEN FINANCIERO

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

ESTADO DE RESULTADOS	3T18	2T18	1T18	4T17
Ventas o Ingresos Totales	98,103	90,915	84,152	88,422
Margen Operativo	31,364	30,595	20,245	32,635
Costos y Gastos Generales y Administrativos	58,811	52,423	56,202	51,272
Utilidad neta	21,387	18,570	12,852	19,149
Cuotas de participación	214,717,428	214,717,428	214,717,428	214,717,428
Utilidad por Acción	0.10	0.09	0.06	0.09
Depreciación y Amortización	7,928	7,897	7,705	4,515
BALANCE GENERAL	30-Sep-18	30-Jun-18	31-Mar-18	31-Dic-17
Activo Circulante	106,276	127,341	108,212	85,986
Activos Totales	576,954	599,529	584,210	564,960
Pasivo Circulante	48,043	38,434	43,632	38,879
Pasivos a Largo Plazo	428,700	426,308	424,395	422,788
Capital Pagado	155,586	155,569	155,554	155,536
Déficit Acumulado	(53,034)	(18,421)	(36,991)	(49,843)
Total Patrimonio	100,211	134,787	116,183	103,293
RAZONES FINANCIERAS				
Deuda Total/Patrimonio	4.76	3.45	4.03	4.47
Capital de Trabajo	58,233	88,907	64,580	47,107
Razón Corriente	2.21	3.31	2.48	2.21
Utilidad Operativa/Gastos Financieros	5.03	4.73	3.82	4.38

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 29 de noviembre de 2018.

FIRMA



Miguel Bollnaga
Gerente General



Estados Financieros Intermedios

AES Panamá, S.R.L.

*Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 (no auditado)
y 31 de diciembre de 2017 (auditado)*

Handwritten marks: a stylized signature or initials and a circular stamp or mark.

CONTENIDO

Informe del Contador Público.....	1
Balances Generales	2
Estados de Resultados Integral	4
Estados de Cambios en el Patrimonio.....	5
Estados de Flujos de Efectivo	6
Notas a los Estados Financieros	8 - 50

pl

10

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 septiembre de 2018 y los estados conexos de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los periodos terminados en esa fecha, y las correspondientes notas a los estados financieros.

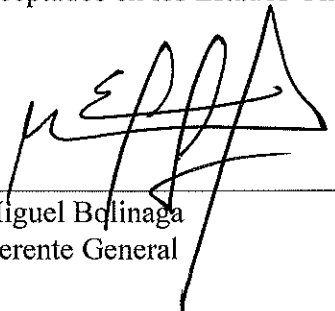
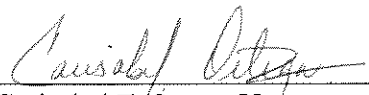
Responsabilidad de la Administración para los Estados Financieros

La Administración de la Compañía es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros intermedios, de conformidad con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América ("US GAAP") y por el control interno que la administración determine que es necesario para permitir la preparación de estados financieros intermedios que estén libres de representaciones erróneas de importancia relativa, debido ya sea a fraude o error.

Responsabilidad del Contador Público

Nuestra responsabilidad es elaborar los estados financieros intermedios con base a los registros contables de la Compañía bajo los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América ("US GAAP"). Durante la elaboración de los estados financieros intermedios hemos revisado la información contable con la finalidad de validar la razonabilidad de las estimaciones hechas por la administración, así como evaluar la presentación en conjunto de los estados financieros en cuestión.

Consideramos que hemos obtenido información suficiente y apropiada acerca de los montos y revelaciones en los estados financieros intermedios. En nuestra opinión, los estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos importantes, la situación financiera de AES Panamá, S.R.L. al 30 de septiembre de 2018, y su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los periodos terminados en esa fecha, de acuerdo con Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en los Estados Unidos de América ("US GAAP").


Miguel B. Bolinaga
Gerente General
Carisabel T. Ortega V.
CPA No. 0498-2017

29 de noviembre de 2018
Panamá, República de Panamá

AES Panamá, S.R.L.**Balances Generales****Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017***(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

<i>Notas</i>		2018	2017
	ACTIVOS		
	Activos a corto plazo		
3	Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 27,784	\$ 16,412
	Cuentas por cobrar:		
	Clientes	7,734	6,639
4	Compañías relacionadas	56,502	53,040
4	Compañías afiliadas	4,639	3,063
	Otras	185	159
5	Inventarios, neto	6,927	5,970
7	Gastos pagados por anticipado	2,505	703
	Total de activos a corto plazo	106,276	85,986
	Activos a largo plazo		
	Propiedad, planta y equipo, neto	390,194	402,676
6	Total de propiedad, planta y equipo, neto	390,194	402,676
	Otros activos		
4 y 18	Otras cuentas por cobrar a compañías relacionadas	20,742	20,382
8	Activos intangibles, netos	7,985	10,520
	Anticipo a proveedores	55	324
9	Inversión en afiliada	49,612	43,303
3	Otros depósitos restringidos	2,076	1,756
	Otros	14	13
	Total de otros activos a largo plazo	80,484	76,298
	TOTAL DE ACTIVOS	\$ 576,954	\$ 564,960

Estados Financieros Intermedios

<i>Notas</i>	2018	2017
PASIVOS Y PATRIMONIO		
Pasivos a corto plazo		
Cuentas por pagar:		
	\$ 7,409	\$ 10,059
4 Proveedores		
4 Compañías relacionadas	1,500	1,651
4 Compañías afiliadas	25,342	21,642
Intereses por pagar	5,987	362
Impuesto sobre la renta por pagar	2,263	296
Gastos acumulados por pagar y otros pasivos	5,542	4,869
Total de pasivos a corto plazo	48,043	38,879
Pasivos a largo plazo		
Prima de antigüedad	670	867
Cuentas por pagar	673	718
11 y 18 Bonos por pagar, netos	372,511	372,080
17 Impuesto sobre la renta diferido, neto	47,748	46,324
6 Obligación por retiro de activo	1,423	1,378
4 y 10 Ingresos diferidos	5,675	1,421
Total de pasivos a largo plazo	428,700	422,788
PATRIMONIO		
Capital autorizado	141,139	141,139
Capital adicional pagado	14,447	14,397
Déficit acumulado	(53,034)	(49,843)
Impuesto complementario	(161)	(161)
Otras partidas integrales de afiliada	(2,180)	(2,239)
Total de patrimonio	100,211	103,293
TOTAL DE PASIVOS Y PATRIMONIO	\$ 576,954	\$ 564,960

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

AES Panamá, S.R.L.

Estados de Resultados Integral

Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017

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

Notas	2018	2017
4	Venta de electricidad	
	\$ 273,170	\$ 254,197
	Costos y gastos de operación	
4	Compra de electricidad	82,058
4 y 10	Costo de arrendamiento operativo	13,939
4 y 14	Otros costos de venta de energía	33,575
4	Costos de transmisión	716
15	Operación y mantenimiento	26,051
6 y 8	Depreciación y amortización	26,914
4	Administración	5,121
	Total de costos y gastos de operación	188,374
	Utilidad en operaciones	65,823
	Otros (gastos) ingresos	
	Ingresos por intereses	260
4	Gasto de intereses	(16,377)
6	Amortización de obligación de retiro de activo	(43)
4 y 16	Otros ingresos, netos	2,015
9	Participación patrimonial en afiliada	3,428
	Total de otros gastos, netos	(10,717)
	Utilidad antes del impuesto sobre la renta	55,106
17	Impuesto sobre la renta	10,923
	Utilidad neta	44,183
9	Otras partidas integrales de afiliada	58
	Total de resultados integrales del periodo	44,241

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 septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017

(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 Afilia	Total de Patrimonio
Saldos al 1 de enero de 2017	\$ 141,139	\$ 14,323	\$ (43,326)	\$ (161)	\$ (2,317)	\$ 109,658
Utilidad neta	—	—	63,332	—	—	63,332
Otras partidas integrales de afiliada	—	—	—	—	78	78
Dividendos decretados (Nota 4)	—	—	(69,849)	—	—	(69,849)
Compensación basada en acciones	—	74	—	—	—	74
Saldos al 31 de diciembre de 2017	\$ 141,139	\$ 14,397	\$ (49,843)	\$ (161)	\$ (2,239)	\$ 103,293
Saldos al 1 de enero de 2018	\$ 141,139	\$ 14,397	\$ (49,843)	\$ (161)	\$ (2,239)	\$ 103,293
Utilidad neta	—	—	52,809	—	—	52,809
Otras partidas integrales de afiliada	—	—	—	—	59	59
Dividendos decretados (Nota 4)	—	—	(56,000)	—	—	(56,000)
Compensación basada en acciones	—	50	—	—	—	50
Saldos al 30 de septiembre de 2018	\$ 141,139	\$ 14,447	\$ (53,034)	\$ (161)	\$ (2,180)	\$ 100,211

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 septiembre de 2018 y 2017***(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

	2018	2017
Flujos de efectivo de actividades de operación		
Utilidad neta	\$ 52,809	\$ 44,183
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación		
Depreciación	20,365	23,747
Amortización	3,155	3,156
Amortización de otras ganancias integrales	10	11
Ganancia por reembolso de seguro por daños a la propiedad	—	(1,472)
Pérdida por retiro de activo fijo	666	184
Gastos por incrementos de obligaciones por retiro de activos	45	43
Impuesto sobre la renta diferido	1,424	596
Amortización de costos financieros diferidos	727	625
Participación patrimonial en afiliada	(6,251)	(3,428)
Amortización de prima en bonos	(327)	(309)
Amortización de descuento en cuentas por cobrar a largo plazo	(370)	—
Compensación basada en acciones	50	54
Flujos de efectivo antes de los movimientos del capital de trabajo	<u>72,303</u>	<u>67,390</u>
Cambios en activos y pasivos de operación		
(Aumento) en cuentas por cobrar	(6,148)	(6,404)
(Aumento) disminución en inventarios	(957)	(305)
(Aumento) en gastos pagados por anticipado	(1,802)	(2,395)
Aumento en ingresos diferidos	4,254	4,466
Aumento (disminución) en cuentas por pagar	3,700	(6,981)
Aumento (disminución) en impuesto sobre la renta por pagar	1,967	(5,555)
Aumento en intereses por pagar	5,625	5,625
Aumento en gastos acumulados por pagar y otros pasivos	673	534
(Disminución) en prima de antigüedad por pagar, netos de pagos	(197)	(212)
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	<u>79,418</u>	<u>56,163</u>
Pasan ... \$	79,418	\$ 56,163

AES Panamá, S.R.L.**Estados de Flujos de Efectivo (continuación)****Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017***(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)*

	Vienen... \$	79,418	\$	56,163
Flujos de efectivo de actividades de inversión				
Anticipos para la adquisición de propiedad, planta y equipo		(55)		(1,083)
Adquisición de propiedad, planta y equipo		(1,441)		(836)
Construcciones en proceso		(8,442)		(11,078)
Compra de activo intangible		(596)		—
Ingreso por venta de propiedad, planta y equipo		18		—
Otros activos a largo plazo		(1)		1
Reembolso de seguro por daños a la propiedad		—		1,472
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión		(10,517)		(11,524)
Flujos de efectivo de actividades de financiamiento				
Dividendos pagados		(56,000)		(30,000)
Pago de financiación por construcciones en proceso.		(1,209)		(882)
Efectivo neto utilizado en las actividades de financiamiento		(57,209)		(30,882)
Aumento neto de efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido		11,692		13,757
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido al comienzo del año		18,168		18,522
Efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido al final del periodo	\$	29,860	\$	32,279
Información suplementaria				
Intereses pagados	\$	11,250	\$	11,250
Impuesto sobre la renta pagado	\$	16,475	\$	15,734
Compras de PP&E no pagadas al final del periodo	\$	946	\$	2,403
Información suplementaria de actividades no monetarias				
Obligación por retiro de activo capitalizado	\$	45	\$	43

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 47 y 55 megavatios con la culminación del proyecto de repotenciación.

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

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

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

1. Información Corporativa (continuación)

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

Al 30 de septiembre de 2018, 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, otros socios 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 septiembre de 2018, el 93.89% de la capacidad firme de las plantas de AES Panamá, S.R.L. se encuentra contratada bajo varios acuerdos de compra-venta de potencia y energía con compañías de distribución, grandes clientes y la compañía generadora AES Changuinola, S.R.L. Estos acuerdos tienen un término de duración de uno a diez años. La energía excedente será vendida en el mercado ocasional a los precios establecidos en el mismo (precio spot).

2. Base para la Preparación de los Estados Financieros

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

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

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

3. Resumen de las Principales Políticas Contables

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

Efectivo y Equivalentes de Efectivo

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

3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)

Efectivo Restringido

El efectivo restringido incluye efectivo y equivalente de efectivo, los cuales tienen disposición limitada, debido a las restricciones impuestas por los acuerdos de financiamiento, los cuales establecen que el saldo es utilizado como garantías para el pago de los intereses e la deuda de los bonos. Al 30 de septiembre de 2018, la Compañía no mantiene efectivo restringido, ya que gestionó una carta de crédito con el consentimiento de los bancos, reemplazando el requisito de mantener la cuenta de Reserva de Servicio de Deuda, liberando el efectivo restringido. (Ver Nota 11).

El efectivo restringido también considera otros depósitos restringidos, que corresponde al fondo de cesantía, que es un mecanismo establecido por ley, que garantiza el pago de la prima de antigüedad e indemnización a los empleados con contrato por tiempo indefinido por parte de los empleadores. Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, el saldo del fondo de cesantía asciende a \$2,076 y \$1,756, respectivamente. Ver política de Fondo de Cesantía / Prima de Antigüedad Acumuladas.

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 septiembre de 2018 y 2017, no existe reserva para valuación de cuentas por cobrar.

Inventarios

Los inventarios, que consisten principalmente en combustible, materiales y repuestos, se valoran al costo o mercado, el más bajo. El costo es determinado utilizando el método de costo promedio. Los inventarios incluyen una provisión por obsolescencia de \$403 al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, respectivamente (Nota 5).

Propiedad, Planta y Equipo

La propiedad, planta y equipo se registra al costo de adquisición, menos la depreciación acumulada. El costo incluye inversiones importantes para el mejoramiento y reemplazo de piezas críticas para las unidades de generación que extienden la vida útil o incrementan la capacidad. Cuando los activos son vendidos o retirados, el correspondiente costo y la depreciación acumulada se eliminan de las cuentas, y la ganancia o pérdida resultante se refleja en los estados resultados integral.

La depreciación es calculada de acuerdo a la vida útil de los respectivos activos utilizando el método de línea recta. Durante el 2017, la vida útil de la propiedad, planta y equipo fue reevaluada a través de la realización del estudio de vidas útiles y valor residual realizado por un tercero, que resultó en la actualización de las vidas útiles estimadas como se presentan a continuación:

3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)

	<u>Vida Útil</u>
Edificios	30 a 60 años
Activos de generación (equipo de generación)	10 a 80 años
Activos de generación (equipo de electricidad)	15 a 40 años
Activos de generación (equipo de transmisión)	15 a 35 años
Equipo y mobiliario de oficina	5 a 8 años
Equipo de transporte	3 a 8 años

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

Cuando las circunstancias indican que el valor en libros de los activos de larga vida en un grupo de activos mantenidos para su uso puede no ser recuperable, la Compañía evalúa los activos por deterioro potencial utilizando proyecciones internas de flujos de efectivo no descontados que resultan del uso y disposición final de los activos. Si el valor en libros de los activos excede los flujos de efectivo no descontados, se reconoce un gasto por deterioro por el monto en que el valor en libros del activo excede su valor razonable (sujeto a que el valor en libros no sea menor que el valor razonable para ningún activo que pueda determinarse sin costo y esfuerzo excesivos).

Inversión en Afiliada

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

La Compañía suspende la aplicación del método de participación patrimonial, cuando una inversión se reduce a cero y la Compañía no se compromete a proporcionar más apoyo financiero a la entidad donde se invierte.

3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)

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

Mantenimiento Mayor y Menor

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

Construcciones en Proceso

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

Por el periodo terminado el 30 de septiembre de 2018, la Compañía transfirió activos desde construcciones en proceso a propiedad, planta y equipo por \$23,705, de los cuales \$12,808, corresponden a proyectos asociados a la barcaza Estrella del Mar I y \$10,897 asociados a las plantas hidroeléctricas. Durante el periodo de construcción, los intereses son capitalizados y se incluyen como parte de los costos de construcción en proceso. Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, la Compañía capitalizó intereses por \$695 y \$901 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.

3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)

Activos Intangibles

Los activos intangibles adquiridos por separado se registran inicialmente al costo. Posteriormente, a su reconocimiento inicial, los activos intangibles se contabilizan al costo menos la amortización acumulada y el monto acumulado de cualquier pérdida por deterioro según corresponda.

Compensación basada en Acciones

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

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

El costo es medido a la fecha del otorgamiento de la opción basada en el valor razonable de la opción determinado por la Corporación y es registrado a gasto en línea recta durante el periodo requerido de servicio del empleado para ganar el derecho de ejercer la opción, contra una contribución de capital en la línea del capital adicional pagado. Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, se reconoció el costo de compensación de las opciones por \$50 y \$74, respectivamente.

Costos de Financiamiento Diferidos

Los costos de financiamiento, que cumplen con ciertos criterios, son capitalizados y amortizados utilizando el método de interés efectivo durante el período de financiamiento y su amortización se presenta en los estados de resultados integral. Durante la construcción, la amortización de los costos diferidos de financiamiento se incluye como parte de los costos de la construcción en proceso.

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.

3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)

Este fondo se constituye con base en la cuota parte relativa a la prima de antigüedad y el 5% de la cuota parte mensual de la indemnización. Al 30 de septiembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, el saldo del fondo de cesantía asciende a \$2,076 y \$1,756, respectivamente y se presenta como otros depósitos restringidos en los balances generales.

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 nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, el 85% y 87%, respectivamente, de los ingresos fueron derivados de contratos de suministros con las empresas distribuidoras (EDEMET, EDECHI y ENSA), quince grandes clientes (Cemento Panamá, la Contraloría General de la República, Caja de Seguro Social, Sunstar Hotel, Gold Mills, Avipac, Inc, Cemento Interoceánico, Embajada de los Estados Unidos, Varela Hermanos, Importadora Ricamar, S.A., Cervecería Nacional, S.R.L., Aceti-Oxígeno, S.A., Corporación La Prensa, Productos Toledano y Supermercados Xtra) y el contrato de reserva con la generadora AES Changuinola, S.R.L.

Ingresos por Intereses

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

Impuesto sobre la Renta

El impuesto sobre la renta del año comprende tanto el impuesto corriente como el impuesto diferido. El impuesto sobre la renta es reconocido en los estados de resultados integral del año corriente, salvo para los impuestos relacionados con elementos directamente vinculados con el patrimonio, en cuyo caso serán reconocidos en el patrimonio de los accionistas.

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

El impuesto sobre la renta diferido es calculado con base en el método del pasivo, considerando las diferencias temporales entre los valores de los activos y pasivos informados para propósitos financieros, y los montos utilizados para propósitos fiscales. El valor que resulte de estas diferencias será reconocido como un activo o pasivo de impuesto diferido en los balances generales y valuado a la tasa de impuesto en que la Administración estime serán realizadas dichas diferencias.

3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)

El monto de impuesto sobre la renta diferido reconocido en los estados de resultados integral está basado en la forma de realización de las diferencias temporales en el ejercicio fiscal respectivo, utilizando la tasa de impuesto sobre la renta vigente a la fecha del ejercicio fiscal correspondiente. La Compañía establece una reserva de valuación cuando es más probable de que no, que todo o una porción de un activo del impuesto diferido no será utilizada.

Uso de Estimaciones

La presentación de los estados financieros en conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América, requiere que la Administración efectúe estimaciones y supuestos que afectan los saldos y montos de los activos, pasivos y resultados, como también las revelaciones de activos y pasivos contingentes. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones.

Las estimaciones más importantes son las de la valuación y determinación de la vida útil de los activos de larga vida, las evaluaciones de la obligación por retiro de activos y la reserva de obsolescencia para el inventario.

Valor Razonable de Instrumentos Financieros

El valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o se pagaría para transferir un pasivo en una transacción ordenada e hipotética entre participantes del mercado en la fecha de medición, o precio de salida.

La Compañía aplica la guía contable de medición del valor razonable a los activos y pasivos financieros para determinar el valor razonable de los activos a corto y largo plazo, bonos por pagar, pasivos a corto y largo plazo.

Los activos y pasivos se clasifican dentro de una jerarquía de valor razonable en función del nivel más bajo de entrada que sea significativo para la medición del valor razonable:

Nivel 1: Precios cotizados (no ajustados) en mercados activos para activos y pasivos financieros idénticos.

Nivel 2: Técnicas de valuación en las cuales el menor nivel de información utilizada para la medición del valor razonable es directa o indirectamente observable.

Nivel 3: Técnicas de valuación en las cuales el menor nivel de información utilizada para la medición del valor razonable no es observable.

3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)**Normas, Interpretaciones y Enmiendas adoptadas durante el 2018**

A continuación se menciona una breve descripción de los pronunciamientos contables recientes que tuvieron un impacto en los estados financieros de la Compañía. Los pronunciamientos contables que no se enumeran fueron evaluados y se determinó que no son aplicables o no tuvieron un impacto significativo en los estados financieros.

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

Esta norma exige que el estado de flujos de efectivo explique los cambios durante el período en el total de efectivo, equivalentes de efectivo y cantidades generalmente descritas como efectivo restringido o equivalentes de efectivo restringido. Por lo tanto, las cantidades generalmente descritas como restringidas o equivalentes de efectivo restringido deben ser incluidas en efectivo y equivalentes de efectivo al conciliar el inicio del período y los importes totales al final del período que se muestran en el estado de flujos de efectivo. La implementación de esta norma es retrospectiva. Esta norma fue adoptada por la Compañía a partir del 1 de enero de 2018.

La siguiente tabla proporciona un resumen del efectivo, equivalentes de efectivo y montos de efectivo restringidos reportados en los balances generales que se concilian en los estados de flujos de efectivo:

	<u>Sep-2018</u>	<u>Dic-2017</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 27,784	\$ 16,412
Otros depósitos restringidos	2,076	1,756
	<u>\$ 29,860</u>	<u>\$ 18,168</u>

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. No presenta impactos materiales sobre la adopción de la norma.

3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)

ASU No. 2014-09/2015-14/2016-08/2016-10/2016-12/2016-20/2017-05, Ingresos procedentes de contratos con clientes (Tema 606)

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

La norma requiere una aplicación retrospectiva y permite una adopción retrospectiva completa en la que todos los períodos se presenten bajo la nueva norma o un enfoque retrospectivo modificado en el que el efecto acumulativo de aplicar inicialmente la disposición se reconozca en la fecha de la solicitud inicial. La norma es efectiva a partir del 1 de enero de 2018 (debido a que fue diferida por ASU No. 2015-14). El efecto de aplicar inicialmente la guía se reconoce en la fecha de la aplicación inicial. La Compañía adoptó el modelo de impacto retrospectivo modificado, sin embargo, como resultado del análisis y la implementación de este pronunciamiento, no se determinó ajustes a los saldos de la Compañía.

Nuevas Normas de Contabilidad Emitidas pero no Vigentes

ASU No. 2018-15, Intangibles - Plusvalía y otros - Software de uso interno (Subtema 350-40): Contabilidad del cliente para los costos de implementación incurridos en un acuerdo de computación en la nube que es un contrato de servicio

Esta norma alinea la contabilidad para los costos incurridos para implementar un acuerdo de computación en la nube que sea un acuerdo de servicio con la orientación sobre la capitalización de los costos asociados con el desarrollar u obtener de software de uso interno. La implementación de esta norma es retrospectivo o prospectivo y será efectiva a partir del 1 de enero de 2020 y se permite su adopción temprana. La compañía está evaluando actualmente el impacto de adoptar la norma en sus estados financieros.

3. Resumen de las Principales Políticas Contables (continuación)

ASUNo. 2016-13, Instrumentos financieros - Pérdidas crediticias (Tema 326): Medición de pérdidas crediticias en instrumentos financieros

La norma actualiza el modelo de deterioro para activos financieros medidos al costo amortizado a un modelo de pérdida esperada, en lugar de un modelo de pérdida incurrida. También permite la presentación de pérdidas crediticias en títulos de deuda disponibles para la venta como una reserva, en lugar de una reducción.

La implementación de esta norma es variada. La norma es efectiva a partir del 1 de enero de 2020 y se permite su adopción temprana sólo a partir del 1 de enero de 2019. La Compañía actualmente está evaluando el impacto de adoptar la norma en sus estados financieros.

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

Esta norma requiere que los arrendatarios reconozcan los activos y pasivos para la mayoría de los arrendamientos, pero reconocen los gastos de una manera similar a la contabilidad actual. Para los arrendadores, la guía modifica los criterios de clasificación de arrendamiento y la contabilización de arrendamientos de tipo de venta y financiación directa. La norma también elimina las disposiciones específicas de bienes raíces actuales.

La norma debe adoptarse utilizando un enfoque retrospectivo modificado al comienzo del primer período comparativo presentado en los estados financieros (1 de enero de 2017). El FASB propuso enmendar la norma para dar otra opción para la transición.

El método de transición propuesto permitiría a las entidades no aplicar el nuevo estándar de arrendamientos en los períodos comparativos presentados en sus estados financieros en el año de la adopción. Según el método de transición propuesto, la entidad aplicaría las disposiciones de transición el 1 de enero de 2019 (es decir, la fecha de vigencia).

En la transición, los arrendatarios y arrendadores tienen permiso para elegir un paquete de expedientes prácticos que les permitan no volver a evaluar: (1) si los contratos vencidos o existentes son o contienen arrendamientos, (2) la clasificación de arrendamiento para cualquier arrendamiento vencido o existente, y (3) los costos directos iniciales para cualquier arrendamiento vencido o existente.

La norma es efectiva a partir del 1 de enero de 2019 y se permite su adopción temprana. La Compañía está evaluando el impacto de adoptar la norma en sus estados financieros.

4. Cuentas y Transacciones con Compañías Afiliadas y Relacionadas

Los saldos y transacciones con partes relacionadas al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, se detallan como sigue:

<u>En los balances generales</u>	<u>Sep-2018</u>	<u>Dic-2017</u>
<u>Cuentas por cobrar a corto plazo:</u>		
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET)	\$ 33,469	\$ 31,294
Elektra Noreste, S.A. (ENSA)	12,362	10,080
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)	6,324	6,033
Caja de Seguro Social	1,853	1,872
Bahía Las Minas, Corp.	1,454	1,160
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)	580	1,343
Enel Fortuna, S.A.	212	1,002
Contraloría General de la República	134	145
Electropaulo Metropolitana Electricidade de Sao Paulo S.A.	62	61
Autoridad del Canal de Panamá	52	50
	<u>\$ 56,502</u>	<u>\$ 53,040</u>
<u>Cuentas por cobrar a largo plazo:</u>		
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)	\$ 11,532	\$ 11,542
Ministerio de Economía y Finanzas	9,210	8,840
	<u>\$ 20,742</u>	<u>\$ 20,382</u>
<u>Cuentas por pagar a corto plazo:</u>		
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)	\$ 754	\$ 513
Autoridad del Canal de Panamá	252	366
Enel Fortuna, S. A.	203	575
Bahía Las Minas, Corp.	97	—
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET)	81	90
Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (EGESA)	73	73
Electropaulo Metropolitana Electricidade de Sao Paulo S.A.	22	21
Elektra Noreste, S.A. (ENSA)	15	6
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)	3	7
	<u>\$ 1,500</u>	<u>\$ 1,651</u>

Handwritten signature and initials.

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

En los estados de resultados integral, las transacciones con partes relacionadas por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, se detallan como sigue:

<u>En los estados de resultados integral</u>	<u>Sep-2018</u>	<u>Sep-2017</u>
<u>Ingresos:</u>		
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET)	\$ 151,665	\$ 143,259
Elektra Noreste, S.A. (ENSA)	50,819	42,924
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)	27,895	27,998
Bahía Las Minas, Corp.	2,629	1,777
Caja de Seguro Social	2,288	2,338
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)	2,079	15,458
Enel Fortuna, S.A.	1,460	2,349
Autoridad del Canal de Panamá	399	33
Contraloría General de la República	360	413
	<u>\$ 239,594</u>	<u>\$ 236,549</u>
<u>Costo de transmisión fijo:</u>		
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)	\$ 3,067	\$ 653
Bahía Las Minas, Corp.	56	63
	<u>\$ 3,123</u>	<u>\$ 716</u>
<u>Compra de electricidad</u>		
Enel Fortuna, S.A.	\$ 4,743	\$ 3,841
Autoridad del Canal de Panamá	3,508	5,112
Bahía Las Minas, Corp.	815	166
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET)	798	571
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)	136	130
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI)	96	345
Elektra Noreste, S.A. (ENSA)	21	116
Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (EGESA)	8	15
Tesoro Nacional	—	42
Ensa Group, LLC	—	4
	<u>\$ 10,125</u>	<u>\$ 10,342</u>
<u>Compras de electricidad: (Compensación)</u>		
Ministerio de Economía y Finanzas (Compensación)	\$ —	\$ 4
	<u>\$ —</u>	<u>\$ 4</u>

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

<u>En los estados de resultados integral</u>	<u>Sep-2018</u>	<u>Sep-2017</u>
<u>Otros costos de ventas de energía:</u>		
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)	\$ 3,227	\$ 3,446
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET)	663	632
Elektra Noreste, S.A. (ENSA)	55	95
	<u>\$ 3,945</u>	<u>\$ 4,173</u>
 <u>Gasto de intereses, neto</u>		
Ministerio de Economía y Finanzas (amortización del descuento)	\$ 370	\$ —
	<u>\$ 370</u>	<u>\$ —</u>

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.

Compensación del Gobierno

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

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

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.

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

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

En octubre 2017, el Contralor General de la República presentó las siguientes acciones judiciales: (i) una Demanda Contenciosa Administrativa de Nulidad en contra de la Resolución de Gabinete No. 42 de 31 de marzo de 2014 y el Acuerdo No. 001-2014 de 29 de abril de 2014 suscrito entre el Ministerio de Economía y Finanzas y AES Panamá, S.R.L. La Compañía no ha tenido acceso formal al proceso, ni se ha constituido como parte. La Demanda fue acompañada de una solicitud de suspensión provisional de los efectos de los actos atacados. La Sala Tercera de la Corte Suprema no se ha manifestado respecto de dicha solicitud; (ii) Acción de Inconstitucionalidad en contra de la Resolución de Gabinete No. 42 de 31 de marzo de 2014. Actualmente, dicha acción fue admitida y está pendiente de vista fiscal u opinión por parte de la Procuraduría de la Administración-Ministerio Público.

Mediante Resolución de fecha 19 de diciembre de 2017, se admite la demanda y se corre en traslado a la Procuraduría de la Administración. Mediante Vista No. 017 de 5 de enero de 2018, el Procurador de la Administración solicita que se declare no viable la demanda presentada.

Mediante Resolución de fecha 16 de enero de 2018, se ordena publicar edicto por hasta tres (3) días hábiles en un periódico de circulación nacional para que, en el término de 10 días contados a partir de la última publicación, los interesados presenten argumentos por escrito. Durante el mes de marzo, se presentaron algunos argumentos por escrito, sin embargo, aún se encuentra pendiente de resolver el fondo del caso.

Al 30 de septiembre de 2018, la Compañía ha facturado \$46,174 y ha recaudado \$36,594 en reembolsos, reduciendo los costos de compras de electricidad y dejando un saldo por cobrar de \$9,579, registrado en las cuentas por cobrar a partes relacionadas en el largo plazo, en los balances generales. Adicionalmente, se registró un descuento resultante de la determinación del valor presente de la cuenta por cobrar, y se presenta en el balance general como una deducción directa al monto nominal de la cuenta por cobrar y su amortización se presenta en el estado de resultados integrales neto de los gastos de intereses. La tasa efectiva para el cálculo del valor presente fue de 5.5%.

Traspaso de la Repotenciación de la Línea de Transmisión a ETESA

El 21 de marzo de 2016, se finalizó el proyecto de repotenciación de la línea de transmisión, el cual consistió en el reemplazo de los conductores de las líneas 115-1B, 115-1C y 115-2B en los tramos entre la Subestación Las Minas 1 y la Subestación Santa Rita (6.2 km aproximadamente) y de las líneas 115-3A, 115-3B, 115-4A y 115-4B entre la Subestación Las Minas 2 y la Subestación Panamá por completo (55 km aproximadamente), para reforzar el sistema de transmisión entre las Subestaciones Bahía Las Minas y Panamá, por la entrada en operaciones de los proyectos termoeléctricos en el área de Colón, incluyendo la Barcaza Estrella del Mar I.

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

Dicho proyecto está incluido en el Plan de Expansión del año 2017, el cual fue aprobado mediante Resolución AN No. 11907 de 13 de diciembre de 2017.

El 13 de julio de 2017, AES Panamá, S.R.L y Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) acordaron el Traspaso de Activos, mediante el cual AES Panamá traspasaría a ETESA el proyecto. El 12 de octubre de 2017, AES Panamá, S.R.L. y ETESA enviaron nota a la ASEP, para la aprobación de un acuerdo, el cual contiene los términos y condiciones en relación con los plazos de pago.

La ASEP mediante la nota No. DSAN-202-18, del 16 de enero de 2018 autorizó la aprobación del esquema de pago entre las partes para el Acuerdo de Traspaso de Activos por el Reemplazo del conductor de Las Líneas Bahía Las Minas - Panamá 115 kV.

A través de la certificación del secretario de ETESA con fecha 5 de febrero de 2018, la Junta Directiva de ETESA aprobó la forma de pago para el citado Proyecto de Repotenciación, el cual está incluido en Plan de Expansión del año 2017.

Con las aprobaciones anteriores, el Acuerdo de Traspaso de Activo fue firmado el 3 de julio de 2018 y enviado a la Contraloría General de la República, para su respectivo refrendo, sin embargo, el mismo fue devuelto a ETESA, para aclarar algunos conceptos.

Al 30 de septiembre de 2018, la Compañía mantiene una cuenta por cobrar a ETESA por \$9,032 relacionada a esta transacción y se encuentra registrada en las cuentas por cobrar a partes relacionadas en el largo plazo, en los balances generales.

Mediante la certificación del secretario de ETESA con fecha 5 de octubre de 2018, la Junta Directiva de ETESA aprobó el pago del monto total del proyecto a través de un pago único considerando deuda de capital más ITBMS, por el traspaso de los activos al 30 de noviembre de 2018. La Compañía aceptó la propuesta y se firmó un nuevo acuerdo a finales de octubre de 2018, el cual se encuentra en revisión para su aprobación por parte de la Contraloría General de la República.

Devolución de Ajuste Tarifario

El 27 de septiembre de 2017, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, emitió la Resolución AN No. 11667 - Elec, por la cual se autoriza a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) para diferir la devolución tarifaria de los años 2, 3 y 4 a los Agentes del Mercado del periodo tarifario de julio 2013 a junio 2017, como consecuencia de la revisión de los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) y del Servicio de Operación Integrada (SOI), para que se haga efectiva a partir del mes de julio de 2021, por un periodo de 8 años.

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

En tiempo oportuno, AES Panamá, S.R.L. presentó un recurso de reconsideración contra la Resolución AN No. 11667, solicitando la revisión de algunas consideraciones aplicado a AES Panamá, S.R.L. y a nombre de sus Grandes Clientes, por lo cual la ASEP mediante resolución AN No. 11884 indica mantener en todas sus partes la Resolución AN No. 11667, la cual fue modificada mediante la Resolución AN No. 11872, y donde emite algunas modificaciones a los considerandos, del cual uno de los principales se refiere al periodo de devolución a 5 años para los ajustes a CUSPT y de 2 años para los ajustes del SOI, ambos para que se hagan efectivo a partir de julio de 2021.

Mediante esta resolución se ordena a ETESA que confirme los montos de devolución. ETESA mediante la nota ETE-DGC-GC-049-2018 confirma dichos montos aplicables al ajuste tarifario a AES Panamá, S.R.L. por la suma de \$2,310 más intereses, los cuales se encuentran registrados en las cuentas por cobrar a partes relacionadas a largo plazo en el estado de situación financiera. Al 30 de septiembre de 2018 los intereses ascienden a \$190.

Cuentas y Transacciones con Compañías Afiliadas

Los saldos y transacciones con afiliadas al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, se detallan como sigue:

<u>En los balances generales</u>	<u>Sep-2018</u>	<u>Dic-2017</u>
<u>Cuentas por cobrar:</u>		
AES Elsta B.V.	\$ 1,448	\$ 1,448
Gas Natural Atlántico S. de R.L.	1,417	33
AES Changuinola, S.R.L.	1,030	774
Global Energy Holdings C.V.	189	189
AES Latin America S. de R.L.	31	36
The AES Corporation	14	5
Costa Norte LNG Terminal S. de R.L.	4	51
Empresa Electrica de Oriente, S.A. de C.V.	—	36
Otras Afiliadas	506	491
	<u>\$ 4,639</u>	<u>\$ 3,063</u>
<u>Cuentas por pagar:</u>		
AES Changuinola, S.R.L.	\$ 19,477	\$ 16,314
AES Solutions, LLC	5,275	4,987
AES Clesa y Compañía, S. en C. de C.V.	83	83
Empresa Eléctrica de Oriente, S.A. de C.V.	64	64
The AES Corporation	9	14
Otras Afiliadas	434	180
	<u>\$ 25,342</u>	<u>\$ 21,642</u>

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 para los años 2023 hasta 2030, que no habían sido establecidos en la enmienda No. 3, resultante del acto de licitación ETESA 01-12. Esta enmienda generó un aumento en el reconocimiento en línea recta del arrendamiento operativo a \$1,491 mensuales a partir del 2016.

El 31 de mayo de 2018 se firmó la enmienda No. 5, a través de la cual se modifica y establecen los montos de la potencia firme contratada a nivel mensual hasta el año 2030. Como resultado de esta enmienda, se generó un aumento en el reconocimiento en línea recta del arrendamiento operativo por la porción correspondiente a la capacidad a \$1,521 mensuales a partir del 1 de junio de 2018.

Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, se han registrado por este concepto \$13,726 y \$13,939, cada año, en el rubro de costo de arrendamiento operativo en los estados de resultados integral. Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, el excedente del gasto se encuentra registrado neto en los balances generales en ingresos diferidos por \$5,675 y \$1,421, respectivamente. (Nota 10)

El 30 de junio de 2015, la Compañía firmó con AES Changuinola, S.R.L. un contrato de reserva de sólo potencia por un periodo de 5 años, empezando el 1 de julio de 2015. El 16 de agosto de 2017, se firma la enmienda No. 1, incrementando el monto de potencia contratada a partir del 1 de octubre de 2017 hasta el 30 de junio de 2020.

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

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

Los saldos y transacciones con afiliadas al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, en los estados de resultados integral, se detallan como sigue:

<u>En los estados de resultados integral</u>	<u>Sep-2018</u>	<u>Sep-2017</u>
<u>Ingresos:</u>		
AES Changuinola, S.R.L.	\$ 4,590	\$ 3,627
Gas Natural Atlántico S. de R.L.	1,453	—
Empresa Electrica de Oriente, S.A. de C.V.	—	17
	<u>6,043</u>	<u>3,644</u>
<u>Compra de electricidad</u>		
AES Changuinola, S.R.L.	\$ 72,200	\$ 57,982
Gas Natural Atlántico S. de R.L.	381	—
	<u>72,581</u>	<u>57,982</u>

Servicios administrativos

La Compañía mantiene un contrato de administración con AES Changuinola, S.R.L., el cual establecía un honorario equivalente al 1% del EBITDA (utilidad antes de impuesto de renta, depreciación y amortización, por sus siglas en inglés). En 2017, este contrato fue modificado y establece un cambio en la metodología del cálculo de los honorarios, utilizando como base los costos incurridos más un 5%. Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, el total de honorarios se encuentra registrado en el rubro de otros ingresos, en el estado de resultados integral por \$594 y \$494, respectivamente.

En noviembre de 2010, la Compañía efectuó un 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, quien apruebe semestralmente los cargos facturados que anualmente serán al menos el monto mínimo acordado. El total de honorarios reconocidos en gastos de administración por este contrato ascienden a \$5,014 y \$5,034 para los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, respectivamente.

La Compañía mantiene un acuerdo de asistencia técnica con AES Servicios América S.R.L., subsidiaria de la Corporación. Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, los honorarios por este concepto fueron por \$58 cada año, respectivamente.

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

En junio 2017, AES Panamá S.R.L. firma un acuerdo de servicios de recursos humanos con AES Servicios América, S.R.L. que consiste en la supervisión de nómina, validación de cálculos y coordinación de todas las actividades realizadas por el asesor externo de nómina contratado. Los honorarios fueron retroactivos a enero 2017. Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, los honorarios por este concepto fueron de \$33 y \$29, respectivamente.

El 2 de agosto de 2016, la Compañía firmó contrato de reembolso de gastos con Gas Natural Atlántico, S. de R.L. siendo efectivo desde el 1 de enero de 2016, por un monto total máximo de \$500, vigente hasta la fecha de terminación substancial de la planta de generación. Al 30 de septiembre de 2018 y 2017, no existen gastos reembolsables relacionados a este contrato.

El 2 de agosto de 2016, la Compañía firmó contrato de reembolso de gastos con Costa Norte LNG Terminal, S. de R.L. siendo efectivo desde el 1 de enero de 2016, por un monto total máximo de \$300, vigente hasta la fecha de terminación substancial de la terminal de gas natural. El 10 de abril de 2017, se firmó la enmienda No. 1 a través del cual se modifica el monto total del contrato a \$603. Al 30 de septiembre de 2018 y 2017, no existen gastos reembolsables relacionados a este contrato.

Ingresos por alquiler

Al 30 de septiembre de 2018 y 2017 la Compañía facturó por concepto de alquileres a compañías afiliadas la cantidad de \$203, cada periodo. Estos contratos tienen una duración de un año con opción a renovación automática, la última renovación tiene vencimiento en el mes de febrero de 2019. Los ingresos por alquiler están registrados en la cuenta de otros ingresos en los estados de resultados integral.

Seguros

La Compañía mantiene un seguro contratado contra todo riesgo con ASSA Compañía de Seguros, S.A., compañía que a su vez diversifica el riesgo al reasegurarse con un grupo de empresas aseguradoras dentro de las cuales se incluye una empresa relacionada de AES Panamá, S.R.L. llamada AES Global Insurance Corporation. La póliza contratada con ASSA Compañía de Seguros, S. A. cubre todo riesgo operacional incluyendo roturas de maquinarias y lucro cesante.

Por este contrato se han registrado gastos de seguro por \$3,008 y \$3,005, por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, respectivamente. Estos montos se encuentran incluidos en el rubro de operación y mantenimiento en los estados de resultados integral.

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

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

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

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

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

Dividendos

La Compañía declaró y pagó dividendos a sus socios en los meses de julio por \$26,000 y septiembre por \$30,000. Al 30 de septiembre de 2018, la Compañía no ha recibido dividendos de su afiliada AES Changuinola, S.R.L.

5. Inventarios, neto

La siguiente tabla resume los saldos de inventario al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

	<u>Sep-2018</u>	<u>Dic-2017</u>
Inventario de materiales y repuestos	\$ 5,502	\$ 5,112
Inventario de combustible	1,669	1,072
Otros inventarios	159	189
Provisión por obsolescencia de inventario	(403)	(403)
Total de inventarios, neto	<u>\$ 6,927</u>	<u>\$ 5,970</u>

Al 30 de septiembre de 2018 y 2017, no se reconoció obsolescencia por deterioro de inventario.

6. Propiedad, Planta y Equipo, neto

30 de septiembre de 2018							
	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	\$253,921	\$ 497,526	\$ 7,879	\$ 2,087	\$ 26,890	\$ 794,005
Adiciones	—	(24)	1,218	79	158	7,243	8,674
Reclasificaciones y ajustes	—	344	23,216	38	—	(23,705)	(107)
Ventas y descartes	—	—	(1,350)	—	(143)	—	(1,493)
Al final del año	5,702	254,241	520,610	7,996	2,102	10,428	801,079
Depreciación Acumulada:							
Al inicio del año	—	98,346	285,171	6,256	1,556	—	391,329
Gasto del año	—	2,416	17,377	385	187	—	20,365
Reclasificaciones y ajustes	—	188	(188)	—	—	—	—
Ventas y descartes	—	—	(666)	—	(143)	—	(809)
Al final del año	—	100,950	301,694	6,641	1,600	—	410,885
Saldo neto	\$ 5,702	\$153,291	\$ 218,916	\$ 1,355	\$ 502	\$ 10,428	\$ 390,194

Al 31 de diciembre de 2017							
	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	\$253,531	\$ 493,847	\$ 7,249	\$ 1,966	\$ 15,546	\$ 777,841
Adiciones	—	7	650	170	149	20,592	21,568
Reclasificaciones y ajustes	—	463	8,032	463	—	(9,248)	(290)
Ventas y descartes	—	(80)	(5,003)	(3)	(28)	—	(5,114)
Al final del año	5,702	253,921	497,526	7,879	2,087	26,890	794,005
Depreciación Acumulada:							
Al inicio del año	—	91,242	269,454	5,763	1,342	—	367,801
Gasto del año	—	7,207	22,674	496	242	—	30,619
Reclasificaciones y ajustes	—	(48)	(3,360)	—	—	—	(3,408)
Ventas y descartes	—	(55)	(3,597)	(3)	(28)	—	(3,683)
Al final del año	—	98,346	285,171	6,256	1,556	—	391,329
Saldo neto	\$ 5,702	\$155,575	\$ 212,355	\$ 1,623	\$ 531	\$ 26,890	\$ 402,676

Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, se capitalizaron intereses y costos financieros diferidos por \$726 y \$1,332, respectivamente.

En el 2017, se realizó un estudio de vidas útiles y valor residual realizado por un tercero, que resultó en la actualización de las vidas útiles y el valor residual de los activos.

6. Propiedad, Planta y Equipo, neto (continuación)

Al 30 de septiembre de 2018 y 2017, no se reconoció obsolescencia por deterioro de propiedad planta y equipo.

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

El valor en libros por este concepto asciende a \$364 y \$546 al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, respectivamente, y se presenta en los balances generales como activos de generación eléctrica y se detalla a continuación:

	<u>Sep-2018</u>	<u>Dic-2017</u>
Costo	\$ 1,213	\$ 1,213
Amortización acumulada	(849)	(667)
Saldo neto	<u>\$ 364</u>	<u>\$ 546</u>

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

	<u>Sep-2018</u>	<u>Dic-2017</u>
Saldo inicial	\$ 1,378	\$ 1,321
Gasto por incrementos de obligaciones por retiro de activos	45	57
Saldo final	<u>\$ 1,423</u>	<u>\$ 1,378</u>

7. Gastos Pagados por Anticipado

Los gastos pagados por anticipado al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 se detallan a continuación:

	<u>Sep-2018</u>	<u>Dic-2017</u>
Seguros	\$ 1,108	\$ 64
Otros	570	158
Adelanto a proveedores	518	226
Fianzas	262	210
ANAM - Concesiones de agua	47	45
Total de gastos pagados por anticipado	<u>\$ 2,505</u>	<u>\$ 703</u>

AES Panamá, S.R.L.**Notas a los Estados Financieros****30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017***(Cifras expresadas en miles de dólares de los Estados Unidos de América)***8. Activos Intangibles, netos**

El siguiente cuadro resume los saldos que comprenden los otros activos intangibles al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017:

	Sep-2018			Dic-2017		
	Costo	Amortización acumulada	Valor neto en libros	Costo	Amortización acumulada	Valor neto en libros
Software	\$ 1,528	\$ (1,139)	\$ 389	\$ 1,468	\$ (984)	\$ 484
Construcciones en Proceso - Software	596	—	596	36	—	36
Contratos	20,000	(13,000)	7,000	20,000	(10,000)	10,000
Total	\$ 22,124	\$ (14,139)	\$ 7,985	\$ 21,504	\$ (10,984)	\$ 10,520

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

El movimiento de los activos intangibles se muestra a continuación:

	Software	Contratos	Construcciones en Proceso Software	Total
Saldos al 1 de enero de 2017	\$ 619	\$ 14,000	\$ —	\$ 14,619
Adiciones	9	—	36	45
Amortización	(204)	(4,000)	—	(4,204)
Reclasificaciones	60	—	—	60
Saldos al 31 de diciembre de 2017	484	10,000	36	10,520
Adiciones	596	—	—	596
Amortización	(155)	(3,000)	—	(3,155)
Reclasificaciones	—	—	24	24
Saldos al 30 de septiembre de 2018	925	7,000	60	7,985

El gasto por amortización de activos intangibles fue de \$3,155 y \$3,156, para los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, respectivamente.

9. Inversión en Afiliada

El 25 de septiembre de 2013 el Consejo de Administradores de AES Panamá, S.R.L. aprueba la capitalización de la deuda que mantenía AES Changuinola, S. R.L. con la Compañía por \$63,227. El Consejo de Administradores, luego de revisar las evaluaciones independientes para determinar el valor razonable de AES Changuinola, S.R.L., determinó que el monto de la deuda antes mencionada representaba el 20% del valor de AES Changuinola, S.R.L.

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

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

Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017 la inversión en afiliada se detalla así:

<u>Afiliada</u>	<u>Actividad</u>	% de participación		30-Sep	31-Dec
		<u>2018</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
AES Changuinola, S.R.L.	Generación eléctrica (Hidroeléctrica)	20%	20%	\$ 49,612	\$ 43,303

Por el periodo terminado el 30 de septiembre de 2018						Utilidad	Otras	Participación
<u>Afiliada</u>	<u>Activos</u>	<u>Pasivos</u>	<u>Patrimonio</u>	<u>Ingresos</u>	<u>Gastos</u>	<u>Neta</u>	<u>Integrales</u>	<u>Patrimonial</u>
AES Changuinola, S.R.L.	\$629,647	\$381,588	\$ 248,059	\$ 86,639	\$ 58,084	\$ 28,555	\$ 292	\$ 5,711

Al 30 de septiembre de 2018 y 2017, la Compañía registró en concepto de participación del 20% en los resultados integrales de AES Changuinola, S.R.L., una ganancia de \$5,711 y \$3,428, respectivamente. Este monto está registrado en los balances generales en el rubro de inversión en afiliada y en los estados de resultados integral como participación patrimonial en afiliada.

10. Arrendamiento Operativo

En agosto de 2013 el contrato de compra-venta de energía con AES Changuinola, S.R.L. fue enmendado para que la Compañía, a partir de enero de 2014, pague a AES Changuinola, S.R.L. por la totalidad de su energía generada, su potencia firme y el factor de prima de construcción sobre la facturación de energía y de capacidad. AES Changuinola, S.R.L. sólo puede suplir el contrato de compra-venta con sus activos de generación.

af
cd

10. Arrendamiento Operativo (continuación)

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 Administración determinó que éste califica para ser contabilizado como un arrendamiento operativo según ASC 840 *Arrendamientos*.

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

Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, se han registrado por este concepto \$13,726 y \$13,939, respectivamente, en el rubro de costo de arrendamiento operativo en los estados de resultados integral.

Al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, el excedente del gasto se encuentra registrado neto en los balances generales como ingresos diferidos por \$5,675 y \$1,421, respectivamente. El total de pagos futuros mínimos por concepto de arrendamientos, derivados del contrato de arrendamiento operativo no cancelables suscritos al 30 de septiembre de 2018 se van a satisfacer en los siguientes plazos:

	<u>2018</u>
A un año	\$ 18,257
Después de un año y hasta cinco años	91,285
Después de cinco años	114,106
Total de pagos a futuro	<u>\$ 223,648</u>

11. Bonos por Pagar, neto**Bonos 2022**

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

11. Bonos por Pagar, neto (continuación)

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

Los costos de financiamientos diferidos netos relacionados al financiamiento totalizan \$4,345 y \$5,103 al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, respectivamente.

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

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

- a. La Compañía debe mantener una “Cuenta Acumulada del Servicio de la Deuda” con los fondos depositados y disponibles y/o una carta de crédito para cubrir un semestre de intereses.
- b. Deberá presentar estados financieros auditados a más tardar 120 días después del cierre del período fiscal.

El 14 de junio de 2017, AES Panama S.R.L. fue calificada por Fitch Ratings con BBB-, considerado Grado de Inversión. Al obtener esta calificación, la Compañía no esta sujeta a restricciones al momento de incurrir en deuda, ni limitaciones en la venta de activos de generación. Al 30 de septiembre de 2018, la Compañía se encuentra en cumplimiento de todos sus compromisos.

A continuación se presenta el saldo al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, de los bonos por pagar, neto de descuento:

	<u>Sep-2018</u>	<u>Dic-2017</u>
Bonos 2022	\$ 375,000	\$ 375,000
Prima por amortizar	1,856	2,183
Costos financieros diferidos	(4,345)	(5,103)
Total bonos por pagar, netos	<u><u>\$ 372,511</u></u>	<u><u>\$ 372,080</u></u>

La amortización de la prima se presenta en los estados de resultados integral como gastos de intereses.

12. Compromisos y Contingencias

Compromisos

Contratos de Compra-Venta de Energía

La Compañía ha contraído ciertas obligaciones contractuales derivados de los contratos de suministro de potencia y energía asociada a los contratos de concesión de generación.

12. Compromisos y Contingencias (continuación)

La Compañía mantiene fianzas de garantía por un monto de \$72,332 y cartas de crédito por \$4,437, 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 \$6,290 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 \$754 y \$7 para garantizar los pagos por los servicios de transmisión.

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

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

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

El 9 de marzo de 2007, la Compañía firmó con AES Changuinola, S.R.L. un contrato para la compra-venta de Potencia Firme y Energía por un período de diez años (del 2011 al 2020). El 14 de mayo de 2010 firmó la enmienda No.1 al contrato de reserva No.01-07, en donde adicionó dos nuevos renglones de compra-venta de Potencia Firme y Energía por un período de 10 años, a partir de 2012 y 2013. El 25 de junio de 2012 se firmó la enmienda No. 2, a través de la cual se modificó la duración del mismo, extendiendo su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2030. El 29 de agosto de 2013 se firmó la enmienda No. 3 a este contrato, la cual establece que a partir del 1 de enero de 2014 el contrato de reserva será administrado como un contrato físico y se agrega un cuarto renglón para completar la venta de potencia firme de Chan I hasta el año 2030. El 7 de diciembre de 2015 se firmó la enmienda No. 4, a través de la cual se establecen los precios de la potencia y energía contratada para los años 2023 hasta 2030, que no habían sido establecidos en la enmienda 3, resultante del acto de licitación ETESA 01-12. El 31 de mayo de 2018 se firmó la enmienda No. 5, a través de la cual se modifica y establecen los montos de la potencia firme contratada a nivel mensual hasta el año 2030.

12. Compromisos y Contingencias (continuación)

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.

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

El 20 de julio de 2011, la Compañía firmó el Contrato GC. 03-11 con el Gran Cliente Sunstar Hotels and Development, S.A. para el suministro de potencia y energía, iniciando el suministro el 1 de julio de 2012 hasta 31 de diciembre de 2017. El 31 de agosto de 2017, la Compañía firmó la enmienda No. 1 a este contrato, extendiendo el suministro de potencia firme hasta el 31 de diciembre de 2022.

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

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

Adicional a lo anterior, la Compañía firmó un nuevo contrato No. 1717-2016-ADM con la Contraloría General de la República para la extensión del suministro de Potencia Firme y Energía a partir del 1 de septiembre de 2016 hasta el 31 de agosto de 2021.

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

En diciembre de 2012, la Compañía firmó un contrato con la Caja de Seguro Social para el suministro de potencia y energía a Gran Cliente con vigencia de 36 meses, a partir del 7 de diciembre de 2013. Posteriormente, la Caja de Seguro Social tomó la decisión de mantener su condición de Gran Cliente con AES Panamá S.R.L. para el suministro de potencia y energía hasta el 31 de diciembre de 2021, y firmó el contrato No 2160607-08-17.

12. Compromisos y Contingencias (continuación)

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

- Cemento Interoceánico, contrato No. 02-13. Entrada el 1 de julio de 2013 y finalización de suministro el 31 de diciembre de 2015. El cliente inició suministro el 20 de agosto de 2013. En diciembre 2015, se firmó la enmienda No.2 al contrato No. 02-13 el cual extendió la vigencia del contrato de suministro de potencia y energía hasta el 31 de diciembre de 2020.
- Embajada de los Estados Unidos, contrato No. 05-13. Entrada el 15 de septiembre de 2013 y finalización de suministro el 31 de diciembre de 2015. El cliente inició suministro el 2 de noviembre de 2013. En diciembre 2015, se firmó la enmienda No.1 al contrato No. 05-13 el cual extendió la vigencia del contrato de suministro de potencia y energía hasta el 31 de diciembre de 2020.
- Avipac Inc, contrato No. 06-13. Entrada el 1 de agosto de 2013 y finalización de suministro el 31 de diciembre de 2015. El cliente inició suministro el 10 de agosto de 2013. En diciembre 2015, se firmó la enmienda No.1 al contrato No. 06-13 el cual extendió la vigencia del contrato de suministro de potencia y energía hasta el 31 de diciembre de 2020.
- Varela Hermanos, contrato No. 07-13. Entrada el 1 de septiembre de 2013 y finalización del suministro para el 31 de diciembre de 2015. El cliente entró en operación el 8 de febrero de 2014. En diciembre 2015, se firmó la enmienda No.1 al contrato el cual extendió la vigencia del contrato de suministro de potencia y energía hasta el 31 de diciembre de 2020. El 26 de octubre de 2017, se firmó la enmienda No. 2 al contrato, el cual incorporó dos nuevos puntos de retiro como gran cliente y extendió el suministro de potencia y/o energía hasta diciembre de 2024.

El 20 de mayo de 2014, la Compañía firmó con Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (EGESA) el Contrato N° 2014-05 por la prestación del servicio de generación térmica de electricidad utilizando una barcaza con capacidad instalada de 72 MW, utilizando bunker como combustible adquirida por AES Panamá, S.R.L.

La Barcaza inició pruebas el 21 de marzo de 2015 finalizando las pruebas el 25 de marzo de 2015, fecha en la cual quedó disponible ante el Centro Nacional de Despacho (CND) para su operación integrada con el Sistema Eléctrico Nacional.

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

12. Compromisos y Contingencias (continuación)

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

El 30 de junio de 2015, la Compañía firmó con AES Changuinola, S.R.L. un contrato de reserva de sólo potencia por un periodo de 5 años, empezando el 1 de julio de 2015. El 16 de agosto de 2017, se firma la enmienda No. 1, incrementando el monto de potencia contratada a partir del 1 de octubre de 2017 hasta el 30 de junio de 2020.

El 1 de octubre de 2016, la Compañía firmó un contrato GC N° 01-2016 con Importadora Ricamar, S.A. para el suministro de energía a un Gran Cliente, siendo efectivo a partir del 1 de diciembre de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2021. El 29 de noviembre de 2016, firmó la enmienda No. 1 al contrato para incluir otro punto de retiro como Gran Cliente, y manteniendo las mismas condiciones. El 6 de marzo de 2017, la Compañía firmó el contrato GC-01-17 con Cervecería Nacional, S. de R.L. para el suministro de energía con duración de cuatro (4) años con vigencia efectiva a partir del 10 de mayo de 2017.

El 18 de mayo de 2017, la Compañía firmó el contrato con GC-02-17 Aceti-Oxígeno, S.A. para el suministro de energía a partir del 1 de septiembre de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2021.

El 11 de septiembre de 2017, la Compañía firmó el contrato GC-03-17 con Producto Toledano, S.A. para el suministro de energía a partir del 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2022.

El 31 de octubre de 2017, la Compañía firmó el contrato GC-04-17 con Corporación La Prensa, S.A. para el suministro de energía a partir del 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2022.

El 15 de enero de 2018, la Compañía firmó el contrato GC-01-2018 con Desarrollo Inmobiliario del Este, S.A. para el suministro de energía a partir del 1 de marzo de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2025.

El 28 de febrero de 2018, la Compañía firmó el contrato GC-05-2018 con Felipe Motta, S.A. para el suministro de energía a partir del 1 de junio de 2018 hasta el 31 de mayo de 2023.

El 9 de marzo de 2018, la Compañía firmó el contrato GC-04-2018 con Supermercados Xtra, S.A. para el suministro de energía a partir del 1 de junio de 2018 hasta el 31 de mayo de 2023.

El 23 de marzo de 2018, la Compañía firmó el contrato GC-02-2018 con Costa del Este Town Center Group, S.A. para el suministro de energía a partir del 1 de junio de 2018 al 31 de mayo de 2026.

El 25 de junio de 2018, la Compañía firmó el contrato GC-06-2018 con Club Unión, S.A. para el suministro de energía a partir del 1 de septiembre de 2018 hasta el 31 de agosto de 2023.

12. Compromisos y Contingencias (continuación)

El 6 de septiembre de 2018, la Compañía firmó los contratos GC-07-2018 con H. Tzanetatos, GC-08-2018 con Metales Panamericanos, S.A. y GC-09-2018 con Lavery Panamá, S.A., para el suministro de energía, a partir del 1 de enero del 2019 hasta el 31 de diciembre del 2023.

Contrato de Compra de Combustible

El 29 de octubre de 2014, AES Panamá, S.R.L. firmó un contrato con Refinería Panamá, S.R.L. para la compra del combustible principal (Fuel Oil # 6 o Bunker) a ser utilizado por el proyecto térmico de generación Barcaza Estrella del Mar I. El contrato tiene vigencia por un período de 5 años a partir de marzo de 2015. Adicional la Compañía firmó la adenda No.1 para la compra de combustible Fuel Oil # 2 (diésel) requeridas para los servicios auxiliares de la central Estrella del Mar I. A finales de abril de 2016, la Compañía firmó la adenda No.2, modificando las cláusulas que establecían el Premium Price para la compra de Fuel Oil # 6 (Bunker).

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.

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.

12. Compromisos y Contingencias (continuación)

- La Compañía está autorizada a prestar el servicio público de generación de electricidad, el cual comprende la operación y mantenimiento de las plantas de generación eléctrica, con sus respectivas líneas de conexión a las redes de transmisión y equipos de transformación, con el fin de producir y vender en el sistema eléctrico nacional y realizar ventas internacionales de energía.
- El término de vigencia de cada una de las concesiones otorgadas tiene una duración de 50 años. El mismo puede ser prorrogado por un período de hasta 50 años, previa solicitud a la ASEP.
- La Compañía tendrá el derecho de poseer, operar y mantener los bienes de los complejos y realizar mejoras sobre los mismos. Se requerirá aprobación previa en los casos en que la Compañía aumente la capacidad de alguna de las plantas en 15% o más en el mismo sitio.
- La Compañía tendrá la libre disponibilidad de los bienes propios y los bienes de los complejos.
- La Compañía tendrá los derechos sobre los bienes inmuebles y derechos de vía o paso, dentro de los Complejos Hidroeléctricos pudiendo realizar todas las actividades necesarias para la generación y venta de energía hidroeléctrica. Asimismo, la Compañía también tendrá el derecho de vía o acceso a las áreas de los complejos hidroeléctricos actualmente habilitadas y en uso.
- La Compañía podrá solicitar la adquisición forzosa de inmuebles y la constitución de servidumbres en su favor conforme lo estipula la Ley No. 6 y su reglamento.

Garantía

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

En mayo de 2017, la Compañía recibió por parte de Gas Natural Atlántico II, S. de R.L. el monto de \$450, en concepto de comisión por garantía.

El 25 de mayo de 2018, la Compañía otorgó una garantía incondicional, absoluta e irrevocable para el cumplimiento de las obligaciones adquiridas, en el contrato de mediano plazo por Gas Natural Atlántico II, S. de R.L. con Global Bank Corporation por un monto total de \$9,000. La garantía otorgada por AES Panamá, S.R.L. fue por un monto de \$4,509, correspondiente al 50.1% del total de la deuda, porcentaje de participación de AES Elsta, B.V. sobre Gas Natural Atlántico II, S. de R.L.

12. Compromisos y Contingencias (continuación)

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

El 9 de mayo de 2015, se produjo una avería de la Unidad No.1 de la Planta Hidroeléctrica de Bayano, lo que causó la interrupción temporal de su funcionamiento hasta el 9 de octubre de 2016. El 14 de julio de 2015, se registró un incendio en la bomba de inyección de combustible A1 en la Unidad No. 2 de la Central Térmica Estrella del Mar I, lo que causó la interrupción temporal de su funcionamiento hasta el 29 de febrero de 2016.

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

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

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

Líneas de Crédito

Al 30 de septiembre de 2018, la Compañía mantiene líneas autorizadas con diferentes instituciones bancarias por un monto de \$90,000, de las cuales mantiene utilizadas en cartas de crédito un monto de \$22,485. Al 30 de septiembre de 2018, la Compañía no mantiene saldos por pagar a estas líneas de crédito.

Contingencias

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

La Compañía puede estar expuesta a costos ambientales en el curso ordinario del negocio. Los pasivos son registrados cuando los estudios de impacto ambiental indican que las medidas correctivas son obligatorias y los costos pueden ser estimados de forma razonable.

12. Compromisos y Contingencias (continuación)

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 septiembre de 2018, 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.

Los Planes de Acción durante Emergencias (PADE) correspondiente a la Central Bayano fueron aprobados por la ASEP en 2012. En el 2017, se contrató a una compañía consultora para la actualización correspondiente. Esta actualización ya fue entregada y revisada por la ASEP, la cual envió una nota de recomendaciones a tomar. Actualmente, se está realizando la revisión de estas recomendaciones y se estará enviando respuesta.

Los Planes de Acción Durante Emergencias (PADE) para Estí, La Estrella y Los Valles fueron aprobados por la ASEP en el año 2014. Este proceso debe ser actualizado cada 5 años.

En cuanto a lo relacionado a las normas de seguridad en las presas, la Compañía contrató una empresa consultora para la adecuación de toda la documentación de la Central Bayano y la Central Estí. La documentación de la Central Bayano ya fue presentada ante la ASEP en diciembre de 2016, mientras que la documentación de la Central Estí está siendo revisada antes de presentar a la ASEP. Una vez entregada esta documentación; se iniciaría el proceso para las Centrales La Estrella y Los Valles.

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

En octubre de 2016, el tribunal desestimó la reclamación de Ganadera Guerra, S.A. debido a que no cumplió con una orden judicial que exigía que revelara cierta información. En enero 2017, Ganadera Guerra, S.A. presentó nuevamente la demanda corregida, la cual fue admitida en febrero 2017. En octubre 2017, AES Panamá, S.R.L. presenta recurso de reconsideración contra la reclamación de Ganadera Guerra, S.A., el cual fue negado mediante el edicto No.1356 que notifica el Auto No. 1752, del 9 de noviembre de 2017.

12. Compromisos y Contingencias (continuación)

Además, existen procedimientos administrativos en curso sobre si AES Panamá S.R.L. tiene derecho a adquirir una servidumbre sobre la tierra y si puede continuar ocupando la tierra. AES Panamá cree tener las defensas y demandas meritorias y las hará valer vigorosamente, sin embargo, no puede haber garantías de que tendrá éxito en sus esfuerzos.

En febrero de 2013, se presenta el proceso administrativo sancionador ante la Comisión Sustanciadora de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos contra AES Panamá, S.R.L. alegando el incumplimiento de las reglas del mercado durante un apagón ocurrido el 25 de febrero de 2013. Mediante Resolución AN No.11009-CS de 6 de marzo de 2017, la Autoridad Nacional del Ambiente resuelve el procedimiento administrativo sancionador y sancionan a AES Panamá, S.R.L. con una multa de \$250. Mediante la Resolución AN No.1115 CS de 6 de abril de 2017, se resuelve el recurso de reconsideración presentado por la Compañía contra la Resolución AN No.11009-CS de 6 de marzo de 2017 y resuelve denegar los recursos de reconsideración presentados y mantiene la Resolución AN No.11009-CS de 6 de marzo de 2017.

Posteriormente, se presentó amparo de garantías constitucionales que fueron admitidos por la Corte Suprema de Justicia el 19 de junio de 2017. AES Panamá, S.R.L. interpone Demanda Contencioso Administrativa de Plena Jurisdicción, para que se declare nula, por ilegal, la Resolución AN No. 11009-CS de 6 de marzo de 2017, emitida por la ASEP. El 12 de junio de 2017, se remite el expediente al despacho del Magistrado y actualmente se encuentra pendiente de resolver admisibilidad, solicitud previa de documentos y solicitud de suspensión provisional.

En diciembre de 2016, el Juzgado Tercero de Circuito Civil admitió la demanda interpuesta por Muelles Bayano, S.A., en contra de AES Panamá, S.R.L. en la cual reclama el pago de los daños y perjuicios ocasionados a los bienes del demandante por la cuantía de \$7,000 como consecuencia de las inundaciones ocurridas durante el 2010.

En julio 2017, AES Panamá, S.R.L. presenta una solicitud de corrección de la demanda, la cual es concedida mediante el edicto 1526 del 31 de Agosto de 2017. En septiembre 2017, Muelles Bayano, S.A. presentó la corrección de la demanda, la cual se encuentra pendiente de admisión.

Mediante Auto N° P7-012-17 de fecha 30 de noviembre de 2017, se admite la demanda corregida interpuesta por Muelles Bayano, S.A., contra AES PANAMA, S.R.L. Los abogados de la Compañía presentan contestación a la demanda corregida el 6 de febrero de 2018 y presentan pruebas, el 9 de marzo de 2018, contrapruebas, el 14 de marzo de 2018, y objeciones el 19 de marzo de 2018.

13. Planes de Retiro y Prima de Antigüedad

De acuerdo con las leyes panameñas, la Compañía está obligada a constituir un fondo de cesantía para cubrir los pagos por prima de antigüedad e indemnización de los empleados a la terminación de la relación laboral. Las contribuciones están basadas en un 1.92% para la prima de antigüedad y un 0.32% para indemnizaciones sobre la remuneración pagada a empleados. El fondo de cesantía debe ser depositado y administrado por una institución privada y autorizada.

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

En adición, la Compañía brinda un plan de aportes definido disponible para todos los empleados. Al 30 de septiembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, el saldo de estos fondos asciende a \$2,076 y \$1,756, respectivamente y presenta como otros depósitos restringidos en los balances generales

La Compañía hace contribuciones hasta del 9% del salario anual (9% en el 2017), 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 \$303 y \$262 por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, 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 \$259 y \$242 por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, respectivamente.

14. Otros costos de venta de energía

Los otros costos de venta de energía por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, se detallan como sigue:

	<u>Sep-2018</u>	<u>Sep-2017</u>
Costos de combustible	\$ 22,816	\$ 29,402
Cargos de transmisión	3,945	4,173
	<u>\$ 26,761</u>	<u>\$ 33,575</u>

15. Gastos de Operación y Mantenimiento

Los gastos de operación y mantenimiento por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, se detallan a continuación:

	<u>Sep-2018</u>	<u>Sep-2017</u>
Salarios y otros beneficios	\$ 11,202	\$ 10,511
Contratos por servicios y mantenimientos	3,774	4,437
Seguros	3,213	3,178
Otros	2,475	2,145
Gasto de arrendamiento	1,986	2,494
Otros cargos relacionados al mercado	1,985	1,737
Servicios básicos	917	826
Consultorías y servicios profesionales	667	723
	<u>\$ 26,219</u>	<u>\$ 26,051</u>

Handwritten marks and initials at the bottom right of the page.

16. Otros Ingresos, netos

Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017 los otros ingresos, netos se detallan a continuación:

	<u>Sep-2018</u>	<u>Sep-2017</u>
Ingresos por servicios de administración	\$ 594	\$ 494
Ingresos por alquiler	203	203
Ganancia por reembolso de seguro por daños a la propiedad	—	1,472
Otros (gastos) ingresos	(31)	30
Pérdida por retiro de activo fijo	(666)	(184)
Total otros ingresos, netos	<u>\$ 100</u>	<u>\$ 2,015</u>

En febrero de 2017, la Compañía recibió \$1,472, por parte de ASSA Compañía de Seguros, S.A., en concepto de los costos relacionados a la reparación de la Unidad No.1 de la Planta Hidroeléctrica de Bayano, los cuales se registraron en el rubro de Otros (gastos) ingresos netos, en el estado de resultados integral.

17. Impuesto sobre la Renta

Por los periodos terminados el 30 de septiembre de 2018 y 2017, el impuesto sobre la renta es como sigue:

	<u>Sep-2018</u>	<u>Sep-2017</u>
Corriente	\$ 18,443	\$ 10,327
Diferido	1,424	596
Saldo al final del periodo	<u>\$ 19,867</u>	<u>\$ 10,923</u>

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

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:

- La renta neta gravable calculada por el método establecido (tradicional).
- 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 Alternativo del Impuesto sobre la Renta - CAIR).

Al 30 de septiembre de 2018, 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.

17. Impuesto sobre la Renta (continuación)

Así mismo el artículo 710 del Código Fiscal vigente establece que los contribuyentes presentarán una declaración estimada de la renta que obtendrán en el año siguiente al cubierto por la declaración jurada la cual no debe ser inferior a la renta indicada en la declaración jurada. En este sentido los contribuyentes deberán realizar sus pagos anticipados de impuesto sobre la renta con base en la determinación de la declaración estimada divididos en tres partidas a ser pagas trimestralmente en los meses de junio, septiembre y diciembre.

Para el período 2018, se realizaron pagos de estimada de impuesto sobre la renta por un total de \$24,872, con base en los resultados obtenidos en el año anterior. Para el año 2017 se realizaron pagos de estimada de impuesto sobre la renta por un total de \$20,450 estos pagos son de conformidad con lo establecido en el artículo 710 del Código fiscal vigente.

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 2018, según las regulaciones fiscales vigentes.

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

Arrastre de pérdidas:

De acuerdo con el artículo No. 6 de la Ley 31 del 30 de diciembre de 1991, la pérdida de operaciones corrientes que refleja la Compañía podrán ser deducidas en forma proporcional durante los próximos 5 años; esta deducción no podrá reducir en más del 50% de renta gravable de dichos años.

Al 30 de septiembre de 2018, la Compañía mantiene un arrastre de pérdidas que pueden ser aplicadas a rentas gravables futuras que expiran de la siguiente manera:

<u>Año</u>	<u>Total</u>
2018	\$ 14,984
2019	10,597
Arrastre de Pérdidas	<u>\$ 25,581</u>

Para efectos de reporte financiero, estas pérdidas no son reconocidas hasta tanto no sean deducidas de la renta gravable, por lo que la Compañía reconoce un impuesto diferido activo que será amortizado conforme su utilización o expiración. Con base en los resultados actuales y proyectados la Administración de la Compañía considera que habrá ingresos gravables suficientes para realizar los impuestos diferidos activos reconocidos.

La Ley No. 28 de 20 de junio de 1995, que estuvo vigente hasta el año 2000, permitió que las compañías invirtieran en tecnología para obtener un Crédito Fiscal por Inversión.

17. Impuesto sobre la Renta (continuación)

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 septiembre de 2018 y 2017, el pasivo por impuesto sobre la renta diferido está compuesto por la depreciación de los activos que otorgaron dicho crédito por inversión, el cual fue utilizado por la Compañía al rebajar el 25% del impuesto corriente de ejercicios anteriores. Para propósito fiscal el gasto de depreciación de estos activos no se considera deducible mientras que para propósitos financieros se depreciará durante la vida útil del activo.

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

Impuesto de Dividendos

Los accionistas pagan un impuesto a la renta del diez por ciento (10%) el cual es retenido de los dividendos que reciben. Si no se distribuyen dividendos, o la distribución total es menor del cuarenta por ciento (40%) del ingreso neto gravable, un anticipo del impuesto sobre dividendos del cuatro por ciento (4%) sobre la ganancia neta deberá ser pagado hasta declarar dividendos sobre estas ganancias. Esta tasa de cuatro por ciento (4%) se denomina “Impuesto Complementario” y es considerado un adelanto al impuesto sobre dividendos. Por el periodo terminado el 30 de septiembre de 2018, se han realizado pagos de impuesto de dividendos por un total de \$2,852 por los dividendos declarados y pagados en julio y septiembre, respectivamente.

Ley de Precios de Transferencia

Durante el año 2018, 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 2018.

17. Impuesto sobre la Renta (continuación)

Contingencias fiscales

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

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

18. 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.

Cuentas por cobrar a largo plazo y bonos por pagar

Los valores razonables estimados al 30 de septiembre de 2018 y 2017 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 las cuentas por cobrar a largo plazo y los bonos por pagar con una tasa fija, la Compañía estableció un proceso para determinar el valor razonable.

18. Valor Razonable de los Instrumentos Financieros (continuación)*Cuentas por cobrar a largo plazo*

Los supuestos utilizados por la Compañía para calcular el valor razonable de las cuentas por cobrar a largo plazo con una tasa fija caen bajo el (Nivel 2) de la jerarquía, utilizando técnicas de valuación en las cuales el menor nivel de información utilizada para la medición del valor razonable es directa o indirectamente observable.

Bonos por pagar

Para los bonos por pagar con una tasa fija, la determinación del valor razonable considera los precios de cotización del mercado internacional (Nivel 1), es decir, precios cotizados (no ajustados) en mercados activos para activos y pasivos financieros idénticos.

Los valores razonables estimados para los instrumentos financieros al 30 de septiembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, se detallan a continuación:

	Sep-2018		Dic-2017	
	<u>Valor en libros</u>	<u>Valor razonable</u>	<u>Valor en libros</u>	<u>Valor razonable</u>
Activos Financieros:				
Cuentas por cobrar a largo plazo	<u>\$ 20,552</u>	<u>\$ 17,289</u>	<u>\$ 20,191</u>	<u>\$ 15,564</u>
Pasivos Financieros:				
Bonos por pagar a largo plazo	<u>\$ 376,856</u>	<u>\$ 388,538</u>	<u>\$ 377,183</u>	<u>\$ 393,300</u>

19. Riesgo de Crédito

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

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

La Administración de la Compañía tiene instrumentos financieros con un riesgo mínimo de pérdida, debido a que las transacciones que se realizan en el mercado eléctrico de Panamá mantienen el principio de garantía de pago, tanto para el mercado de contrato como el mercado ocasional.

En el caso del mercado de contrato, se mantienen fianzas de garantía de pagos, mientras que para el mercado ocasional, todas las transacciones son administradas por el CND por medio de un sistema de cobranzas a través de un Banco de Gestión y Cobranzas, por medio de una garantía de pago ("carta Bancaria") que debe mantener vigente para garantizar las transacciones de energía.

19. Riesgo de Crédito (continuación)

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

20. Eventos Subsecuentes

Los eventos subsecuentes fueron evaluados por la Administración hasta el 29 de noviembre de 2018, fecha en la cual los estados financieros fueron autorizados por la Administración para su emisión.