



**REPÚBLICA DE PANAMÁ
SUPERINTENDENCIA DE MERCADO DE VALORES**

**FORMULARIO IN-T
INFORME DE ACTUALIZACIÓN
TRIMESTRAL**

Trimestre terminado al 30 de junio de 2015

RAZÓN SOCIAL DE LA COMPAÑÍA: ELEKTRA NORESTE, S.A.

VALORES QUE HA REGISTRADO:

Bonos a tasa de interés anual de 7.60% con vencimiento el 12 de julio de 2021.
Resolución No. CNV 156-06 del 29 de junio de 2006 por la suma de B/. 100,000,000

Bonos Corporativos a tasa de interés Libor tres (3) meses + 2.375% con vencimiento el 20 de octubre de 2018. Resolución No. CNV 316-08 del 7 de octubre de 2008 por la suma de B/. 40,000,000

Bonos Corporativos a tasa de interés anual de 4.73% con vencimiento el 13 de diciembre de 2027. Resolución No. SMV 432-12 del 20 de diciembre de 2012 por la suma de B/. 80,000,000

**DIRECCIÓN DE LA COMPAÑÍA: COSTA DEL ESTE, BUSINESS PARK
TORRE OESTE, PISO 3
PLAZA PANAMA 0833-00202
PANAMA, REP. DE PANAMA**

NÚMERO DE TELÉFONO Y FAX: (507) 340-4603, FAX (507) 340-4785

I PARTE

A. INFORMACIÓN DE LA COMPAÑÍA

1. Historia de la Compañía

Elektra Noreste, S.A. (comercialmente ENSA) es una sociedad anónima formada como resultado de la privatización del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). La Compañía fue constituida mediante Escritura Pública No.143 de 19 de enero de 1998 e inició operaciones en enero de 1998. El capital social autorizado de la Compañía consiste en cincuenta millones de acciones comunes sin valor nominal. A la fecha, Panama Distribution Group, S.A. posee el 51% de las acciones comunes autorizadas, emitidas y en circulación de la Compañía, mientras que el Estado y los ex-empleados del IRHE poseen un 48.25% y un 0.43%, respectivamente. El resto de las acciones se mantienen como acciones en tesorería.

2. Descripción del negocio

La actividad de la Compañía incluye la compra de energía en bloque y su transporte por las redes de distribución a los clientes. En adición, la Compañía realiza la transformación de tensión vinculada, la entrega de energía a los consumidores, la medición, lectura, facturación y cobro de la energía. De igual manera, la Compañía tiene la responsabilidad de instalar, operar y mantener el alumbrado público en la zona de concesión (tal como se define en el siguiente párrafo), de acuerdo con los niveles y criterios de iluminación establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). En adición, la Compañía está autorizada para realizar actividades de generación de energía hasta un límite del 15% de la demanda máxima de energía en la zona de concesión, opción que a la fecha no ha sido ejercida por la Compañía.

De acuerdo con el contrato de concesión, la Compañía tiene la exclusividad para la distribución y comercialización de energía eléctrica a clientes ubicados en las áreas geográficas de Panamá Este, Colón, la Bahía de Panamá, la Comarca Guna Yala y Darién. La exclusividad en la fase de distribución también incluye a los “grandes consumidores”, los cuales son definidos por la Ley 6, de fecha 3 de febrero de 1997, como aquellos clientes con una demanda máxima superior a 100 KW por sitio, a quienes les está permitido comprar directamente la energía a otros agentes del mercado eléctrico.

Se delimita la zona de concesión inicial hasta el área geográfica correspondiente a 1,000 metros alrededor de las líneas eléctricas existentes de cualquier tensión, lo que anteriormente comprendía hasta los 500 metros. A partir del tercer año, se expande gradualmente cada dos años, 1,000 metros a partir de las líneas eléctricas existentes de cualquier tensión, hasta alcanzar los 5,000 metros. Con esta nueva condición la Compañía está obligada a incorporar en un término de 10 años todas las comunidades que se encuentren a menos de 5,000 metros de la red de distribución existente a la entrada en vigencia del presente contrato de concesión.

Este informe es presentado en Balboas (B/.) unidad monetaria de la República de Panamá, la cual se mantiene a la par del Dólar de los Estados Unidos de América.

B. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN FINANCIERA Y RESULTADOS OPERATIVOS DE LA COMPAÑÍA PARA LOS SEIS (6) MESES TERMINADOS AL 30 DE JUNIO DE 2015.

1. Liquidez

La siguiente tabla resumen presenta el flujo de efectivo de ENSA durante los seis primeros meses terminados al 30 de junio de 2015 y 2014:

Por actividad: (en miles de Balboas)	Seis meses terminados 30 de Junio	
	2015	2014
Efectivo neto (utilizado en) provisto por:		
Actividades de Operación	77,886	(20,902)
Actividades de Inversión	(30,744)	(24,682)
Actividades de Financiamiento	(46,593)	44,000
Disminución en el efectivo	549	(1,584)
Efectivo al inicio del período	4,215	4,958
Efectivo al final del período	4,764	3,374

Efectivo en actividades de operación.

El efectivo neto provisto por las actividades de operación para los seis meses terminados al 30 de junio de 2015 fue de B/. 77.9 millones comparado a B/. 20.9 millones de efectivo utilizado en las actividades de operación al mismo periodo del año anterior.

Entre los principales factores que permitieron una generación de efectivo positiva de B/.77.9 millones se atribuye a, una ganancia neta ajustada por partidas que no representan salida de efectivo por B/.44.4 millones y que las cuentas de capital de trabajo resultaran en B/.33.5 millones de efectivo provisto por actividades de operación para los seis meses terminados al 30 de junio de 2015, derivado principalmente por: i) recuperación en subsidios del gobierno por B/.41.9 millones y ii) en cuentas regulatorias diferidas por B/.29.1 millones. Lo anterior, parcialmente contrarrestado por: i) incremento en las cuentas por cobrar de B/.6.3 millones y ii) disminución en las cuentas por pagar comerciales y otros pasivos por B/.19.1 millones.

Entre los principales factores que derivaron un efectivo negativo de B/.20.9 millones al segundo trimestre de 2014 se incluyen: aumentos en el subsidio de gobierno por B/. 76.0 millones y en las cuentas regulatorias diferidas por B/. 6.9 millones. Lo anterior, resultó parcialmente contrarrestado por: una ganancia neta ajustada por partidas que no representan salida de efectivo de B/.42.8 millones y aumento en las cuentas por pagar comerciales y otros pasivos por B/.35.6 millones.



Efectivo en actividades de inversión.

Las erogaciones de capital para los seis meses terminados al 30 de junio de 2015 fueron por B/.30.8 millones, que representa B/.6.1 millones de incremento al compararlo con el mismo periodo del año anterior. Estos desembolsos están relacionados con el programa de inversiones aprobadas para el período tarifario que incluyen entre otros, proyectos la expansión de la red y construcción de nuevas subestaciones.

Inversiones Realizadas		
(en miles de Balboas)		
Descripción	2015	2014
Reducción de Pérdidas	3,500	2,352
Expansión	3,583	5,902
Mejoras al Sistema de Distribución	4,357	2,607
Alumbrado Público	959	886
Administrativos y Sistemas Informáticos	8,924	4,563
Nuevos Clientes e Instalación de Medidores	7,394	6,140
Mano de Obra e Intereses Capitalizados	2,064	2,238
Total de Inversiones	30,781	24,688

Efectivo en actividades de financiamiento.

El efectivo utilizado en actividades de financiamiento por B/.46.6 millones para los seis meses terminados el 30 de junio de 2015, es atribuible principalmente al pago de dividendos por B/.35.8 millones y a la cancelación de deuda por uso de líneas de crédito obtenidas para cumplir con los pagos de compra de energía y capital de trabajo por B/.12.0 millones.

El efectivo provisto por las actividades de financiamiento de B/.44.0 millones a los seis meses terminados al 30 de junio de 2014 fue requerido para cubrir necesidades de capital de trabajo, para hacerle frente principalmente al pago de generadoras y a la empresa de transmisión.

2. Recursos de capital

Nuestra principal fuente de liquidez proviene de fondos generados de nuestras operaciones y en un menor grado, por facilidades de líneas de crédito con bancos locales de primera línea. El efectivo es utilizado principalmente, para cumplir con los contratos de compra de energía con las empresas generadoras y para programas de inversión en nuestra red de distribución. Al 30 de junio de 2015 la Compañía mantiene contratos para facilidades de líneas de crédito a corto plazo por un total de B/.172.0 millones y no presenta saldo por deuda a corto plazo para esa misma fecha.

Al 30 de junio de 2015 la Compañía mantiene endeudamiento neto de B/. 200.8 millones, correspondiente a deuda a largo plazo, producto de la emisión de bonos. Como consecuencia de los endeudamientos, la relación Deuda Total/EBITDA resultó en 2.28(*), manteniéndose por debajo del límite de 3.25x establecido para los acuerdos de emisión de bonos de B/.100 y B/.20 millones y del límite de 3.50x establecido para el acuerdo de emisión de bonos de B/.80 millones.

$$\frac{\text{Deuda Total}}{\text{EBITDA}} = \text{Indice Financiero} \frac{200,797}{88,001} = 2.28$$

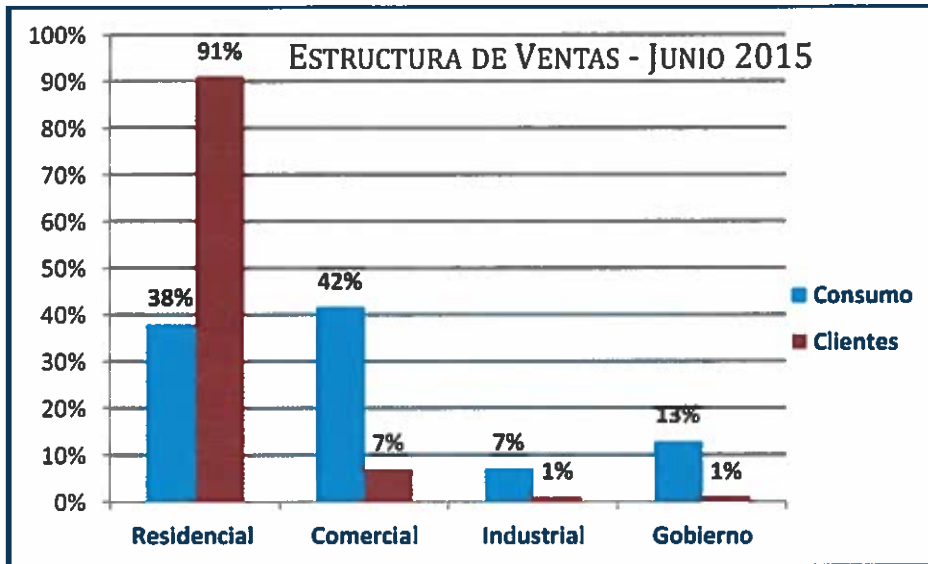
(*) Para la determinación del EBITDA se utilizan los últimos cuatro trimestres.



3. Resultado de las operaciones

a. Ingresos

El consumo de energía eléctrica acumulado a junio 2015 alcanzó los 1,568.2.GWh, reflejando un crecimiento de 107GWh o 7.3%, con respecto al mismo período del año anterior. El principal crecimiento en el consumo se observó en los sectores de gobierno y comercial con una tasa de alrededor de 10%, ambos sectores representan el 55% del consumo total. Al 30 de junio de 2015, la empresa cuenta con un promedio de 409,495 clientes facturados, 14,356 clientes más en comparación con el mismo período del año 2014, lo que representa un crecimiento neto acumulado de 3.6%. Es importante destacar que el 91% de los clientes son residenciales y consumen el 38% de la energía; el sector comercial e industrial representan el 8.0% de los clientes con un consumo del 49%, el sector gubernamental representa el 1% de los clientes con un consumo del 13%.



El total de ingresos acumulados a junio 2015 suma un total de B/312.9 millones, una disminución de B/42.4 millones o de 11.9% respecto al mismo periodo del año anterior. Esta reducción se deriva principalmente por una caída en los precios del combustible bunker y en el precio del mercado ocasional que al compararlo con el primer semestre del 2014, representa una reducción de \$/kWh 0.0461 en el ingreso del componente de generación.

(en miles de Balboas)	Seis meses terminados 30 de Junio		Variación
	2015	2015	
Ventas de energía	306,095	348,172	(42,077)
Otros ingresos	6,848	7,134	(286)
Total ingresos	312,943	355,306	(42,363)

b. Costos

El costo total de compra de energía y cargos de transmisión, neto acumulado al 30 de junio de 2015 suman un total de B/. 245.9 millones, lo que representa una disminución de B/.47.2 millones con respecto al mismo periodo del año anterior que se detalla en el siguiente cuadro:

(en miles de Balboas)	Seis meses terminados		
	30 de Junio		
	2015	2014	Variación
Compra de energía	205,831	286,618	(80,787)
Ajuste por costos transferibles	29,136	(3,461)	32,597
Cargo de Transmisión	10,907	9,924	983
Total costos de compra y transmisión	245,874	293,081	(47,207)

La reducción de B/.47.2 millones en el total de costos de compra y transmisión para el periodo terminado al 30 de junio de 2015, con respecto al mismo periodo del año anterior se deriva principalmente por una disminución de B/.80.8 millones o de \$/kWh 0.0578 del costo monómico de compra, producto de una baja en los precios del combustible bunker y en los precios del mercado ocasional. Lo anterior, fue contrarrestado parcialmente por un aumento de B/.32.6 millones en costos transferibles (“pass through”) a devolver, originados como consecuencia de menores costos de generación.

c. Gastos Operativos

Los gastos de operaciones acumulados a junio 2015 suman un total de B/.36.7 millones, un incremento de 17% al compararlo con el mismo periodo del año anterior. Los principales aumentos en los gastos se describen a continuación:

Salarios y prestaciones refleja un aumento de 6%, el cual tiene el efecto de una reversión por B/.0.4 millones por exceso en la provisión de bono por cumplimiento de metas, esta reversión compensó costos adicionales incurridos producto de liquidaciones laborales además de leves incrementos en el sobretiempo.

Los servicios contratados presentan un incremento de B/1.6 millones, o incremento de 20% al compararlo con el mismo periodo del año anterior. El aumento se presenta en los rubros requeridos para asegurar la calidad del servicio y el adecuado mantenimiento de la red, que incluyen entre otros, los servicios de poda, inspección de clientes, contratación de cuadrillas para el mantenimiento de la red y servicio de centro de llamadas.

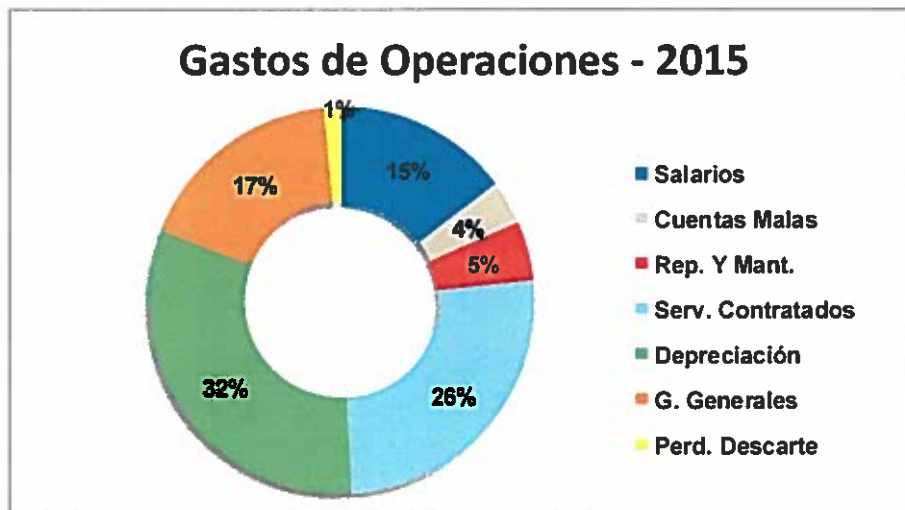
Los gastos generales presentan un incremento de 12% a junio de 2015 al compararlo con el mismo periodo del año anterior, este incremento se deriva principalmente por un aumento en la provisión para compensaciones de clientes relacionada a los índices de calidad del servicio eléctrico, como SAIFI, SAIDI y Calidad de Voltaje.

A junio el gasto de depreciación resultó con un crecimiento de 16% contra el 2014 asociado a que los requerimientos de inversión han ido en aumento.



La siguiente tabla detalla los aumentos y disminuciones en gasto para ambos períodos comparados:

(en miles de balboas)	Seis meses terminados 30 de junio			
	2015	2014	Variación	Var%
Salarios y otros costos relacionados con personal	5,395	5,099	296	6%
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto	1,364	886	478	54%
Reparación y mantenimiento	1,776	1,493	283	19%
Servicios contratados	9,505	7,925	1,580	20%
Depreciación y amortización	11,614	9,985	1,629	16%
Gastos generales	6,459	5,756	703	12%
Pérdida en venta y descarte de activo fijo	559	135	424	314%
	36,672	31,279	5,393	17%



d. Gastos de Intereses

El gasto de interés acumulado al 30 de junio 2015 suma un total de B/.6.3 millones que comparados con el mismo período del año anterior representa un aumento de B/.0.5 millones de balboas. Este incremento se deriva por mayor uso de líneas de crédito para cubrir necesidades de capital de trabajo asociada al pago de generadores por compra de energía y también se debe al retraso del gobierno en pagar los subsidios otorgados a los clientes

4. Análisis de perspectivas

En el segundo semestre de 2015, se mantendrá un menor nivel de subsidios con respecto a 2014 debido al incremento de la tarifa y la focalización del Fondo de Compensación Energética (FACE) al sector residencial. Se espera que en los próximos meses se mantenga el costo de compra de la energía, debido a la tendencia que se presenta en el nivel internacional en los precios del barril de petróleo y de los precios de la energía en el mercado ocasional local. Esta reducción debe resultar en un menor costo por pérdida no reconocida en tarifa con respecto a 2014.



5. Hechos de importancia

En el mes de Abril se realizó pago de dividendos por la suma total de B/.35.8 millones, correspondiente a las utilidades no distribuidas acumuladas al 31 de diciembre de 2013.

II PARTE

	Jun 2015	Mar 2015	Dic 2014	Sep 2014
Elektra Noreste, S.A. (propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.) Resumen Financiero Trimestral (En Miles de Balboas)				
Estado de Resultados				
Ventas o Ingresos Totales	158,692	154,251	149,036	177,062
Margen Operativo	33,573	33,495	35,797	36,079
Gastos Generales y Administrativos	18,461	18,211	17,087	19,137
Ingreso Operativo	15,112	15,284	18,710	16,942
Gastos Financieros	3,125	3,196	3,620	2,936
Utilidad Neta	8,388	8,341	10,632	9,835
Acciones Emitidas y en Circulación	49,840	49,840	49,840	49,840
Depreciación y Amortización	5,888	5,726	5,013	5,326
EBITDA	21,000	21,010	23,723	22,268
Balance General				
Activo Circulante	148,735	176,323	201,310	197,855
Activos Totales	558,942	573,802	588,655	583,665
Pasivo Circulante	186,600	175,266	181,359	196,347
Deuda a Corto Plazo	0	0	12,000	43,000
Deuda a Largo Plazo	200,797	199,748	200,607	196,663
Capital Pagado	106,099	106,099	106,099	106,099
Utilidades Retenidas	53,806	80,011	71,865	61,228
Total Patrimonio	159,905	186,110	177,964	167,327
Razones Financieras				
Utilidad/Acción	0.17	0.17	0.21	0.20
Deuda Total/Patrimonio	1.26	1.07	1.19	1.43
Capital de Trabajo	-37,865	1,057	19,951	1,508
Razón Corriente	0.80	1.01	1.11	1.01
Utilidad Operativa / Gastos Financieros	4.8	4.8	5.2	5.8

(1) Cifras del 2014 están presentadas de acuerdo a normas internacionales de información financiera por motivo de adopción de estos principios contables con balance de apertura a diciembre 2012.

III PARTE

ESTADOS FINANCIEROS

Adjuntamos al presente informe los Estados Financieros Interinos No Auditados de la sociedad Elektra Noreste, S.A.

IV PARTE

ESTADOS FINANCIEROS DE GARANTES O FIADORES

No Aplica

V PARTE

CERTIFICACIÓN DEL FIDUCIARIO

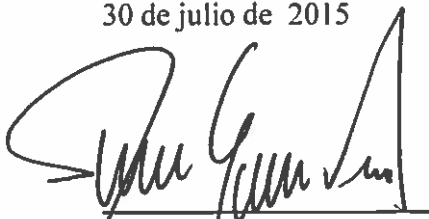
No Aplica

VI PARTE

DIVULGACIÓN

Este documento ha sido preparado con el conocimiento de que su contenido será puesto a disposición del público inversionista y del público en general. Elektra Noreste, S.A. divulgará el informe de Actualización Trimestral a través de la Internet, en su página Web denominada: www.ensa.com.pa

Fecha de divulgación:
30 de julio de 2015



Esteban Barrientos
Gerente General

Elektra Noreste, S.A.

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

Estados Financieros
30 de junio de 2015

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

Índice para los Estados Financieros
30 de junio de 2015

Contenido	Páginas
Informe del Contador Público	1
Estado de situación financiera	2
Estado de ganancias o pérdidas	3
Estado de utilidades integrales	4
Estado de cambios en el patrimonio de los accionistas	5
Estado de flujos de efectivo	6
Notas a los estados financieros	7 - 42

Informe de la Administración - Elektra Noreste, S.A.

Hemos revisado los estados financieros intermedios que se acompañan de Elektra Noreste, S.A. (la "Compañía") los cuales comprenden los estados de situación financiera al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, y los estados de: ganancias o pérdidas, utilidades integrales, de cambios en el patrimonio de los accionistas y de flujos de efectivo por los seis meses terminados al 30 de junio de 2015 y 2014, y notas, que comprenden un resumen de políticas contables significativas y otra información explicativa.

Responsabilidad de la Administración sobre los Informes Financieros Intermedios

La administración de Elektra Noreste, S.A. es responsable por la información y representaciones en los estados financieros de la Compañía. La Compañía prepara los estados financieros intermedios de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, basados en hechos disponibles y circunstancias, en los mejores estimados de la administración y evaluación de condiciones existentes.

La Compañía mantiene un sistema contable y su respectivo sistema de control interno diseñado para proveer una certeza razonable a la administración de Elektra Noreste, S.A. con respecto a la preparación de estados financieros confiables, que sus registros contables son correctos y que los activos de la Compañía se encuentran protegidos. El personal de auditoría interna de la Compañía lleva a cabo revisiones periódicas para mantener la efectividad en los procedimientos de controles internos, acciones correctivas son tomadas para remediar deficiencias en el control y otras oportunidades de mejoramiento al sistema son atendidas según son identificadas.

Responsabilidad del Contador Público

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

Consideramos que la evidencia de la revisión que hemos obtenido es suficiente y apropiada para ofrecer una base razonable. En nuestra consideración, los estados financieros intermedios presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de la Compañía al 30 de junio de 2015, y su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los seis meses terminados en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.



Eric Morales
CPA No.1769

Panamá, 30 de julio de 2015

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

Estado de situación financiera
30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014

Activos	Notas	2015	2014	Pasivos y patrimonio de los accionistas	Notas	2015	2014
Activos corrientes				Pasivos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4	4,764,289	4,214,886	Generación y transmisión	14	102,370,690	122,213,150
Clientes y otros, neto	5	108,378,765	103,431,220	Otras cuentas por pagar y gastos acumulados	14	42,637,345	38,867,957
Subsidio del gobierno	6	10,948,906	52,805,197	Depósitos de clientes	15	3,504,782	6,269,663
Activos regulatorios	23	-	11,105,450	Pasivos regulatorio	23	18,030,838	-
Inventarios	7	23,945,060	18,084,905	Impuesto sobre la renta por pagar	10	18,042,465	-
Impuesto pagado por adelantado	-	-	11,358,854	Pasivos por beneficios a empleados	10	42,337	36,420
Otros activos corrientes	8	697,989	309,375	Deuda a corto plazo	17	-	12,000,000
Total activos corrientes		148,735,009	201,309,887	Total pasivos corrientes		184,628,457	179,387,190
Activos no corrientes				Pasivos no corrientes			
Activos por impuesto sobre la renta diferido	16	7,547,884	2,265,839	Pasivos por impuesto sobre la renta diferido	16	2,450,298	19,166,810
Intangibles, neto	9	18,062,836	15,930,605	Pasivos por beneficios a empleados	10	410,386	412,683
Activos por beneficios a empleados	10	45,183	529,116	Otras cuentas por pagar y gastos acumulados	14	1,971,938	1,971,938
Propiedades de inversión	11	2,142,300	2,142,300	Depósitos de clientes	15	3,856,827	3,937,505
Otros activos no corrientes	12	494,464	1,001,777	Provisión para contingencias	26.5	1,799,149	1,975,980
Propiedad, planta y equipo, neto	13	381,914,008	365,475,708	Créditos diferidos	18	3,121,578	3,230,283
Total activos no corrientes		410,206,675	387,345,345	Deuda a largo plazo	17	200,797,398	200,607,076
				Total pasivos no corrientes		214,407,574	231,304,275
				Compromisos y contingencias	26	-	-
				Patrimonio de los accionistas:			
				Acciones comunes autorizadas y emitidas: 50,000,000			
				acciones sin valor nominal: 160,031		106,642,962	106,642,962
				Acciones en tesorería		(544,087)	(544,087)
				Otras pérdidas integrales acumuladas		(419,661)	(224,806)
				Utilidades no distribuidas	19	54,226,439	72,089,698
				Total de patrimonio de los accionistas		159,905,653	177,963,767
				Total pasivos y patrimonio de los accionistas		558,941,684	588,655,232
Total de activos		558,941,684	588,655,232				

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros.

Elektra Noreste, S.A.

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

Estado de ganancias o pérdidas**Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015 y 2014**

	Notas	Seis meses terminados el		Trimestre terminado el	
		30 de junio de 2015	30 de junio de 2014	30 de junio de 2015	30 de junio de 2014
Ingresos:					
Ventas de energía	20	306,094,664	348,171,945	155,220,578	182,753,820
Otros ingresos	21	<u>6,848,472</u>	<u>7,133,653</u>	<u>3,471,812</u>	<u>3,698,045</u>
Total de ingresos		312,943,136	355,305,598	158,692,390	186,451,865
Compra de energía y cargos de transmisión, neto	20, 22, 23	<u>245,874,663</u>	<u>293,081,438</u>	<u>125,119,636</u>	<u>154,676,083</u>
Margen bruto en distribución		<u>67,068,473</u>	<u>62,224,160</u>	<u>33,572,754</u>	<u>31,775,782</u>
Gastos de operaciones:					
Salarios y otros costos relacionados con personal		5,395,451	5,098,564	2,369,559	2,613,365
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto de recuperaciones		1,364,293	885,539	928,200	267,236
Reparación y mantenimiento		1,775,699	1,493,012	936,745	658,919
Servicios profesionales		9,504,617	7,925,478	4,812,595	4,135,155
Depreciación y amortización		11,613,800	9,985,468	5,888,019	5,035,668
Gastos generales	22	6,459,274	5,756,023	3,319,812	2,888,511
Pérdida en descarte de activo fijo		<u>559,365</u>	<u>135,412</u>	<u>206,329</u>	<u>66,394</u>
Total de gastos de operaciones	22	<u>36,672,499</u>	<u>31,279,496</u>	<u>18,461,259</u>	<u>15,665,248</u>
Ganancias en operaciones		<u>30,395,974</u>	<u>30,944,664</u>	<u>15,111,495</u>	<u>16,110,534</u>
Ingresos financieros	24	56,322	243,565	11,001	135,203
Gastos financieros	24	<u>(6,322,209)</u>	<u>(5,822,233)</u>	<u>(3,125,630)</u>	<u>(2,968,651)</u>
Utilidad antes del impuesto sobre la renta		<u>24,130,087</u>	<u>25,365,996</u>	<u>11,996,866</u>	<u>13,277,086</u>
Impuesto sobre la renta	16				
Corriente		29,401,319	(6,884)	5,530,276	(357,294)
Diferido		<u>(22,000,557)</u>	<u>7,581,990</u>	<u>(1,921,517)</u>	<u>4,327,463</u>
Total de impuesto sobre la renta		<u>7,400,762</u>	<u>7,575,126</u>	<u>3,608,759</u>	<u>3,970,169</u>
Utilidad neta		<u>16,729,325</u>	<u>17,790,870</u>	<u>8,388,107</u>	<u>9,306,917</u>

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros.

Elektra Noreste, S.A.

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

**Estado de utilidades integrales
Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015 y 2014**

	2015	2014
Utilidad neta	16,729,325	17,790,870
Otras utilidades integrales:		
Elementos que no serán reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas:		
Ganancia (pérdida) en planes de beneficios a empleados, neto de impuesto sobre la renta	<u>(194,855)</u>	<u>9,070</u>
Total de otras utilidades (pérdidas) integrales	<u>(194,855)</u>	<u>697,989</u>
Total de utilidades integrales	<u>16,534,470</u>	<u>17,799,940</u>

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros.



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

Estado de cambios en el patrimonio de los accionistas
Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015 y 2014

	<u>Acciones comunes</u>	<u>Acciones en tesorería</u>	<u>Otras pérdidas integrales acumuladas</u>	<u>Utilidades no distribuidas</u>	<u>Total</u>
Saldo al 1 de enero de 2014	106,642,962	(544,087)	(243,383)	35,081,976	140,937,468
Revaloración de pasivos por beneficios a empleados neto de impuesto sobre la renta	-	-	9,070	-	9,070
Utilidad neta	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>17,790,870</u>	<u>17,790,870</u>
Saldo al 30 de junio de 2014	106,642,962	(544,087)	(234,313)	52,872,846	158,737,408
Saldo al 31 de diciembre de 2014	106,642,962	(544,087)	(224,806)	72,089,698	177,963,767
Dividendos pagados	-	-	-	(35,823,010)	(35,823,010)
Revaloración de pasivos por beneficios a empleados neto de impuesto sobre la renta	-	-	(194,855)	-	(194,855)
Impuesto complementario acreditado	-	-	-	1,432,920	1,432,920
Impuesto complementario pagado	-	-	-	(202,494)	(202,494)
Utilidad neta	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>16,729,325</u>	<u>16,729,325</u>
Saldo al 30 de junio de 2015	<u>106,642,962</u>	<u>(544,087)</u>	<u>(419,661)</u>	<u>54,226,439</u>	<u>159,905,653</u>

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros.



Elektra Noreste, S.A.

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

Estado de flujos de efectivo**Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015 y 2014**

	2015	2014
Flujos de efectivo por las actividades de operación		
Utilidad neta	16,729,325	17,790,870
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación y amortización	11,613,800	9,985,468
Pérdida en descarte de activo fijo	559,365	135,412
Provisión para impuesto sobre la renta	29,401,319	(6,864)
Gastos financieros	6,513,528	6,265,330
Provisión de cuentas de dudoso cobro, neto de recuperación	1,364,293	885,539
Valoración en propiedades de inversión	-	-
Amortización de descuento de deuda	190,038	221,565
Impuesto sobre la renta diferido	(22,000,557)	7,581,990
Cambios en activos y pasivos de operación:		
Cuentas por cobrar	(6,311,839)	314,964
Subsidio del gobierno	41,856,291	(76,039,736)
Activo/Pasivo regulatorio	29,136,288	(6,995,390)
Inventario	(5,860,155)	(2,272,011)
Otros activos	118,701	(467,771)
Cuentas por pagar comerciales y otros pasivos	(19,090,957)	35,638,311
Pasivos por beneficios a empleados	292,698	(70,830)
Impuesto sobre la renta pagado	-	(7,675,256)
Intereses pagados	(6,626,454)	(6,193,802)
Efectivo neto provisto (utilizado) de las actividades de operación	<u>77,885,684</u>	<u>(20,902,211)</u>
Flujos de efectivo utilizado por las actividades de Inversión		
Producto de la venta de activo fijo	37,300	6,171
Inversiones de capital	(30,780,997)	(24,687,962)
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(30,743,697)</u>	<u>(24,681,791)</u>
Flujos de efectivo por las actividades de financiamiento		
Deuda a corto plazo	(12,000,000)	44,000,000
Dividendos pagados	(35,823,010)	-
Impuesto complementario pagado, neto	1,230,426	-
Efectivo neto provisto (utilizado) en las actividades de financiamiento	<u>(46,592,584)</u>	<u>44,000,000</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo:		
Aumento (disminución) neta en el efectivo	549,403	(1,584,002)
Efectivo al inicio del año	4,214,886	4,958,418
Efectivo al final del año	<u>4,764,289</u>	<u>3,374,416</u>

Las notas que se acompañan son parte integral de estos estados financieros.



Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

1. Información general

Elektra Noreste, S.A. (la "Compañía" o "ENSA") es una corporación formada como resultado de la privatización del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación ("IRHE"). La Compañía fue constituida mediante Escritura Pública No.143 de 19 de enero de 1998 e inició operaciones en enero de 1998. El capital social autorizado de la Compañía consiste en cincuenta millones de acciones comunes sin valor nominal. A la fecha, Panama Distribution Group, S.A. ("PDG"), posee el 51% de las acciones comunes autorizadas, emitidas y en circulación de la Compañía, mientras que el gobierno panameño y ex-empleados del IRHE poseen un 48.25% y un 0.43%, respectivamente. El resto de las acciones se mantienen como acciones en tesorería.

Las actividades de la Compañía, incluyen la compra de energía en bloques y su transporte por las redes de distribución a los clientes. En adición, la Compañía realiza la transformación de tensión vinculada, entrega de energía a los consumidores, la medición, facturación y cobro de la energía. De igual manera, la Compañía tiene la responsabilidad de instalar, operar y mantener el alumbrado público en la zona de concesión (tal como se define en el siguiente párrafo), de acuerdo con los niveles y criterios de iluminación establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos ("ASEP"). En adición, la Compañía está autorizada para realizar actividades de generación de energía hasta un límite del 15% de la demanda máxima y energía en la zona de concesión.

De acuerdo con el contrato de concesión descrito en la Nota 26.4, la Compañía tiene la exclusividad para la distribución y comercialización de energía eléctrica a clientes ubicados en las áreas geográficas de Panamá Este, Colón, la Bahía de Panamá, la Comarca de Guna Yala y Darién. La exclusividad en la fase de distribución también incluye a los "grandes consumidores", los cuales son definidos por la Ley No.6, de fecha 3 de febrero de 1997, como aquellos clientes con una demanda máxima superior a 100 KW por sitio, a quienes les está permitido comprar directamente la energía a otros agentes del mercado eléctrico.

Se delimita la zona de concesión inicial hasta el área geográfica correspondiente a 1,000 metros alrededor de las líneas eléctricas existentes de cualquier tensión, lo que anteriormente comprendía hasta los 500 metros. A partir del tercer año, se expande gradualmente cada dos años, 1,000 metros a partir de las líneas eléctricas existentes de cualquier tensión, hasta alcanzar los 5,000 metros. Con esta nueva condición la Compañía está obligada a incorporar en un término de 10 años todas las comunidades que se encuentren a menos de 5,000 metros de la red de distribución existente a la entrada en vigencia del presente contrato de concesión.

2. Bases de presentación y adopción de Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)

Los estados financieros están expresados en Balboas, unidad monetaria de la República de Panamá, en la cual la Compañía está incorporada y opera. Al 30 de junio de 2015 y por el periodo terminado en esa fecha, el Balboa se ha mantenido a la par del Dólar y es de libre circulación. La República de Panamá no emite papel moneda y utiliza el Dólar de los Estados Unidos de América como moneda de curso legal.



Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

2.1 Normas e interpretaciones recientemente adoptadas

La Compañía ha adoptado las siguientes normas e interpretaciones nuevas y revisadas:

Enmiendas a la NIC 32 - Compensación de activos y pasivos financieros.

Las enmiendas a las NIC 32 aclaran situaciones existentes de aplicación relacionadas a los requerimientos de compensación de activos y pasivos financieros. Específicamente, las enmiendas aclaran el significado de "actualmente cuenta con un derecho legal de compensación" y la "realización simultánea y liquidación".

IAS 19 Beneficios a los Empleados

Las modificaciones a la NIC 19, emitidas en noviembre de 2013, se aplican a las aportaciones de empleados o terceros a planes de beneficios definidos. El objetivo de las enmiendas es la simplificación de la contabilidad de aportaciones que están independientes de los años de servicio del empleado; por ejemplo, aportaciones de empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del salario. Las modificaciones son aplicables a contar del 1 de julio de 2014. Se permite su aplicación anticipada. ENSA ha realizado la evaluación de la norma y esta no tiene impactos en los estados financieros de la Compañía.

2.2 Normas e interpretaciones emitidas que no están vigentes aún

NIIF 9 Instrumentos financieros

Esta Norma introduce nuevos requerimientos para la clasificación y medición de activos financieros, permitiendo su aplicación anticipada. Requiere que todos los activos financieros sean clasificados en su totalidad sobre la base del modelo de negocio de la entidad para la gestión de activos financieros y las características de los flujos de caja contractuales de los activos financieros. Los activos financieros bajo esta norma son medidos ya sea a costo amortizado o valor razonable. Solamente los activos financieros que sean clasificados como medidos a costo amortizado deberán ser probados por deterioro. La norma inicialmente era aplicable a contar del 01 de enero de 2015, sin embargo, el IASB observó que esta fecha no da suficiente tiempo a las entidades de preparar la aplicación, por lo cual decidió extender su aplicación para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018, su adopción anticipada es permitida ENSA se encuentra evaluando el impacto generado por la mencionada norma.

NIIF 14 Cuentas Regulatorias Diferidas

IFRS 14 Cuentas Regulatorias Diferidas, emitida en enero de 2014, es una norma provisional que pretende mejorar la comparabilidad de información financiera de entidades que están involucradas en actividades con precios regulados. Muchos países tienen sectores industriales que están sujetos a la regulación de precios (por ejemplo gas, agua y electricidad), la cual puede tener un impacto significativo en el reconocimiento de ingresos (momento y monto) de la entidad. Esta norma permite a las entidades que adoptan por primera vez IFRS seguir reconociendo los montos relacionados con la regulación de precios según los requerimientos del PCGA anterior, sin embargo, mostrándolos en forma separada. Una entidad que ya presenta estados financieros bajo NIIF no debe aplicar esta norma. Su

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

aplicación es efectiva a partir del 1 de enero de 2016 y se permite la aplicación anticipada. ENSA ha realizado la aplicación de esta norma de manera anticipada.

NIIF 15 Ingresos procedentes de Contratos con Clientes

NIIF 15 Ingresos procedentes de Contratos con Clientes, emitida en mayo de 2014, es una nueva norma que es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Se trata de un proyecto conjunto con el FASB para eliminar diferencias en el reconocimiento de ingresos entre IFRS y US GAAP. Esta nueva norma pretende mejorar las inconsistencias y debilidades de NIC 18 y proporcionar un modelo que facilitará la comparabilidad de compañías de diferentes industrias y regiones. Proporciona un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. Además requiere revelaciones más detalladas. Su aplicación es efectiva a partir del 1 de enero de 2017 y se permite la aplicación anticipada. ENSA está realizando la evaluación de la norma y considera que esta no tendrá impactos significativos.

NIC 16 Propiedades, Planta y Equipo, NIC 38 Activos Intangibles

Las NIC 16 y NIC 38 establecen el principio de la base de depreciación y amortización siendo el patrón esperado del consumo de los beneficios económicos futuros de un activo. En sus enmiendas a las NIC 16 y NIC 38 publicadas en mayo de 2014, el IASB clarificó que el uso de métodos basados en los ingresos para calcular la depreciación de un activo no es adecuado porque los ingresos generados por una actividad que incluye el uso de un activo generalmente reflejan factores distintos del consumo de los beneficios económicos incorporados al activo. El IASB también aclaró que los ingresos generalmente presentan una base inadecuada para medir el consumo de los beneficios económicos incorporados de un activo intangible. Sin embargo, esta suposición puede ser rebatida en ciertas circunstancias limitadas. Las modificaciones son aplicables a partir del 1 de enero de 2016. Se permite su aplicación anticipada. ENSA ha realizado la evaluación de la norma y esta no tiene impactos en los estados financieros de la Compañía.

3. Políticas de contabilidad más significativas

Un resumen de las políticas contables más significativas usadas en la preparación de los estados financieros que se acompañan, se presenta a continuación:

3.1 Efectivo y equivalentes de efectivo

Todas las inversiones líquidas con vencimientos originales de tres meses o menos son consideradas equivalentes de efectivo.

3.2 Cuentas por cobrar

Las cuentas por cobrar se registran en base al importe facturado y generan intereses por los saldos morosos. Los intereses se reconocen como ingreso hasta la fecha de finalización de la cuenta del cliente, la cual ocurre, aproximadamente, luego de 60 días posteriores a la suspensión del suministro de energía eléctrica. Es política de la Compañía revisar sobre una base mensual los saldos por cobrar y ajustar la provisión para cuentas de cobro dudoso.

La Compañía establece una provisión para pérdidas si se determina que los montos pudieran ser incobrables. La Compañía estima una provisión basada en el tiempo que la deuda tenga vencida, factores o condiciones que afectan sus clientes y la experiencia histórica. Los saldos

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

en cuentas son dados de baja una vez todos los esfuerzos de cobros y la potencial recuperación de dichos saldos se considera remota. La Compañía no tiene ningún riesgo de crédito fuera de balance, relacionado a sus clientes.

3.3 Inventarios

Los inventarios incluyen, principalmente, materiales y suministros para consumo interno y prestación del servicio. Las herramientas y repuestos son consideradas parte del inventario. Los inventarios se valoran utilizando el método del promedio ponderado y su costo incluye los directamente relacionados con la adquisición y aquellos incurridos para darles su condición y ubicación actual. La medición posterior se realiza por el menor entre el costo y el valor neto realizable. Para el inventario adquirido para la prestación de servicio y consumo interno, el valor neto realizable es el costo de reposición.

3.4 Propiedad, planta y equipo

Adquisiciones y construcciones en proceso son registradas a su costo original el cual incluye: material, mano de obra, costos de transporte, costos indirectos y financieros. La Compañía presenta la propiedad, planta y equipo en el estado de situación, neto de depreciación acumulada.

Los costos asociados a mejoras significativas efectuadas a la propiedad, planta y equipo se capitalizan así como los desembolsos por renovaciones importantes. Los costos asociados con reparaciones y reemplazos menores se registran a gasto cuando se incurren. Además, la Compañía capitaliza los intereses incurridos durante el período de construcción.

La propiedad, planta y equipo y activos intangibles con vida definida se evalúan anualmente por deterioro para determinar si existe algún indicio de que el valor en libros pudiese no ser recuperable. Para la prueba de deterioro, los activos son asociados al grupo identificable más pequeño que genera, en gran medida, entradas independientes de efectivo (la unidad generadora de efectivo). La prueba de deterioro comprende una comparación del valor en libros de una unidad generadora de efectivo con su importe recuperable. Cuando el importe en libros de la unidad generadora de efectivo excede a su importe recuperable, se considera deteriorado y se da de baja a su valor recuperable. La reversión de pérdidas por deterioro previamente reconocidas es permitida, a excepción de la plusvalía. El importe recuperable de un activo o grupo de activos es la cantidad mayor entre su valor razonable menos los costos de venta y su valor en uso. El valor de uso se estima con base en flujos de efectivo futuros que se espera obtener de un activo o unidad generadora de efectivo, descontados a una tasa de descuento antes de impuestos. Esta tasa se deriva del promedio ponderado del costo de capital de la Compañía. Los principales supuestos utilizados para los flujos futuros de efectivo son: volumen y precios basados en el plan estratégico más reciente de la Compañía; curvas de costo del combustible, los costos operativos que reflejen las condiciones del mercado y las inversiones necesarias para llevar a cabo los proyectos en la red de distribución. Al 30 de junio de 2015, no se identificaron deterioros en los activos de larga vida.

Las ganancias o pérdidas en propiedad, planta y equipo son reconocidas cuando el activo es retirado o vendido. La diferencia entre el valor neto en libros del activo y cualquier ingreso recibido, es registrada como pérdidas o ganancias en el estado de ganancias o pérdidas.



Notas a los estados financieros
Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

La depreciación y amortización se calculan bajo el método de línea recta tomando como base la vida útil estimada de los activos. La vida útil estimada aplicable para cada categoría de activo fijo se presenta a continuación:

	<u>Vida útil estimada (en años)</u>
Postes, torres y accesorios	30
Transformadores	30
Ductos y conductores subterráneos	30 - 35
Conductores aéreos y accesorios	12 - 30
Equipos de subestaciones	12 - 30
Medidores de consumidores	15 - 20
Edificios y mejoras	50
Equipos de alumbrados públicos	25
Equipos de transporte	8
Equipos de comunicación	8 a 25
Mobiliario y equipo de oficina	5 a 20

3.5 Compra de energía y cargo de transmisión

La Compañía está obligada por ley a garantizar mediante contratos la cobertura del 100% de la demanda de sus clientes regulados dentro de los siguientes 24 meses. La estrategia de compra de energía se basa en celebrar contratos de mediano y largo plazo para proteger a los clientes de las fuertes fluctuaciones en los cargos de generación de las tarifas. Estos contratos son considerados ejecutorios en naturaleza y no traspasan a la Compañía el derecho de utilizar la propiedad, planta y equipo relacionado. Estos contratos de compra de energía y capacidad califican dentro de las excepciones de contabilidad para instrumentos derivados dado que se enmarcan dentro de las condiciones para compras normales y ventas normales de la Compañía. Además, la Compañía contrata energía a corto plazo bajo tasa horaria en el mercado al por mayor el cual es administrado por el Centro Nacional de Despacho ("CND"). La Compañía reconoce el costo actual por compra de energía resultante de estos contratos en el estado de ganancias o pérdidas.

En adición, la Compañía paga a Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. ("ETESA"), una Compañía poseída en un 100% por el Estado Panameño, una tarifa regulada por la conexión y uso del sistema de transmisión. ETESA es responsable de expandir y mejorar el sistema de transmisión, para cumplir con los requerimientos de crecimiento de la demanda y estabilidad del sistema.

3.6 Impuestos sobre la renta

El impuesto sobre la renta del año comprende tanto el impuesto corriente, como el impuesto diferido. El impuesto sobre la renta corriente se refiere al impuesto estimado por pagar sobre los ingresos gravables del año, utilizando la tasa vigente a la fecha de los balances. El impuesto sobre la renta diferido se reconoce por los efectos de las diferencias temporales resultantes entre la base financiera y fiscal de los activos y pasivos.

El impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo, son reconocidos por las consecuencias impositivas futuras atribuibles a diferencias entre los valores de los activos y pasivos presentados en los estados financieros y su respectiva base de impuesto. El impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo se mide con base en la aplicación de la tasa impositiva establecida para las utilidades gravables en los años en los cuales se espera que estas

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

diferencias temporales sean recuperadas o pagadas. El efecto en el impuesto diferido activo y pasivo producto de un cambio en la tasa de impuesto es reconocido en el estado de ganancias o pérdidas en el período en que entra en vigencia el cambio. Una reserva de valuación es registrada para reducir el valor de los activos por impuestos diferidos en los cuales exista la probabilidad de que sus beneficios fiscales no puedan ser realizados totalmente.

3.7 Depósitos de clientes

La Compañía requiere que los clientes efectúen un depósito como garantía por el pago de la energía consumida, de acuerdo con la regulación vigente emitida por la ASEP. La Compañía paga semestralmente intereses por el tiempo transcurrido a los clientes que mantienen depósitos en base a la tasa de interés anual promedio sobre depósitos a plazo fijo en el país para los seis meses anteriores.

La ASEP emitió las Resoluciones AN-411-Elec (16 de noviembre de 2006) enmendada por la Resolución AN-3473-Elec (7 de mayo de 2010), las cuales establecen que en aquellos casos que el cliente mantenga un buen historial de pago, es decir; que el cliente no se haya atrasado en sus pagos más de tres veces dentro de un período de doce meses, el depósito deberá ser reembolsado al cliente. La Compañía clasifica los depósitos de clientes que no cumplen con la condición de buen historial como pasivo no circulante.

3.8 Contingencias

En el curso normal de operaciones, la Compañía está sujeta a acciones regulatorias, procesos y demandas relacionadas con temas de medio ambiente, impuestos u otros asuntos legales. La Compañía establece reservas contables por las contingencias potenciales cuando éstas se consideran probables y se pueden estimar razonablemente. (Véase Nota 26)

3.9 Beneficios a empleados

La Compañía aplica los requerimientos contables según NIIF. El pasivo reconocido en el balance de situación relacionado con los beneficios a empleados representa el valor presente de la obligación a la fecha del balance general menos el valor razonable de los activos del plan y de cualquier costo de servicio pasado aún no reconocido. El pasivo por beneficios a empleados es calculado anualmente por actuarios independientes, utilizando el método de la unidad de crédito proyectado. El valor presente de la obligación por beneficios se determina descontando las salidas estimadas de efectivo futuras, utilizando tasas de interés acordes con los rendimientos de mercado y con vencimientos cercanos a las de las obligaciones correspondientes. Los costos por servicios pasados se reconocen inmediatamente en el estado de ganancias o pérdidas. Las ganancias o pérdidas que surgen de ajustes por la experiencia y cambios en las hipótesis actuariales se contabilizan como otras ganancias (pérdidas) integrales acumuladas. La Compañía revela sus beneficios a empleados en la Nota 10.

3.10 Partes relacionadas

Como resultado de la reestructuración del sector eléctrico de Panamá, tres compañías de distribución, cuatro compañías generadoras y una compañía transmisora fueron creadas. El Gobierno panameño retuvo aproximadamente un cincuenta y un por ciento (51%) de participación en las compañías generadoras hidráulicas y un cuarenta y nueve por ciento (49%) en las compañías generadoras termo eléctricas y compañías distribuidoras y, un cien por ciento (100%) en la compañía transmisora. El Gobierno panameño posee el 48.25% de

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

las acciones de la Compañía y los ex-empleados del IRHE el 0.43%.

En el curso normal de operaciones, la Compañía compra energía eléctrica a las compañías generadoras y a otras empresas distribuidoras, vende energía eléctrica a instituciones del Gobierno y realiza pagos a la compañía de transmisión. La Compañía reconoce estas transacciones como transacciones realizadas con partes relacionadas.

3.11 Cuentas regulatorias diferidas

La Compañía está sujeta a la regulación por parte de la ASEP. Esta entidad es la encargada de regular y establecer las tarifas finales que la Compañía factura a sus clientes. La Compañía mantiene sus registros contables de acuerdo con el sistema uniforme de cuentas establecido por la ASEP para las empresas eléctricas.

El sistema regulado bajo el cual opera la Compañía permite que cualquier exceso o deficiencia entre el costo estimado de la energía considerada en la tarifa y el costo actual incurrido por la Compañía sea incluida como un ajuste compensatorio, a ser recuperado de o devuelto a los clientes, en la próxima revisión tarifaria. Cualquier exceso en el costo de energía cargado a los clientes es acumulado como saldo crédito en cuenta regulatoria diferida en los estado de situación financiera de la Compañía y conlleva una reducción en la próxima revisión tarifaria a ser aplicada a los clientes. De la misma forma, cualquier déficit en el costo de energía cargado a los clientes es acumulado como saldo débito en cuenta regulatoria diferida en los estados de situación financiera de la Compañía y conlleva a un aumento en la próxima revisión tarifaria a ser recuperada de los clientes.

Las cuentas regulatorias diferidas con saldo débito representan ingresos futuros probables asociados con ciertos costos que se esperan sean recuperados de los clientes a través del proceso de la tarifa. Las cuentas regulatorias diferidas con saldo crédito representan probables reducciones en ingresos futuros asociados con importes que se esperan sean acreditados a los clientes a través del proceso tarifario.

3.12 Reconocimiento de ingresos

Venta de energía

La Compañía reconoce los ingresos por venta de energía, cuando la energía es entregada y consumida por los clientes. La Compañía factura a los clientes en base a la lectura de los medidores, la cual se realiza sobre una base sistemática a través del mes. La tarifa utilizada para facturar a los clientes incluye el componente de costo de energía y de distribución. El componente de costo de energía opera como un traspaso "pass-through" y considera la energía comprada y los cargos de transmisión; mientras que, el componente de distribución es fijado por la ASEP para permitir a las empresas distribuidoras el recuperar los costos de operación, los gastos de mantenimiento, administración y comercialización, depreciación, la pérdida estándar de energía y además, el obtener un retorno razonable de la inversión realizada. El componente de costo de energía es ajustado cada seis meses para reflejar las fluctuaciones en el costo de energía mientras que, los componentes de distribución son ajustados basados en el índice del precio al consumidor.

La Compañía reconoce como ingreso la venta de energía consumida por los clientes que aun no ha sido facturada. Se registra como energía suministrada no facturada como parte de las cuentas por cobrar clientes en el balance general, el cual es calculado en base al promedio real diario de energía y las tarifas aplicables a los clientes de la Compañía.

Otros ingresos

La Compañía reconoce los cargos por conexión y reconexión, alquiler de postes, cargos por peaje cuando el servicio es provisto. Estos cargos se presentan como otros ingresos operativos en el estado de ganancias o pérdidas.

3.13 Uso de estimaciones

La preparación de los estados financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera requiere que la Administración realice estimaciones y supuestos que afectan los importes reportados en activos, pasivos, revelaciones de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros, y los importes reportados como ingresos y gastos durante los períodos reportados. Las estimaciones y supuestos utilizados están basados en la evaluación realizada por la Administración de los hechos relevantes y circunstancias. Los resultados actuales podrían diferir de estas estimaciones. Las estimaciones más relevantes incluyen, pero no están limitadas, a las vidas útiles estimadas para la depreciación y amortización, estimación para cuentas malas, estimación de flujo de efectivo futuros asociados con el deterioro de activos, pérdidas por contingencia, recuperación o reembolso del activo (pasivo) regulatorio e ingreso no facturado.

3.14 Intangible, neto

Los intangibles de la Compañía consisten en: i) costos de desarrollo y licencias en aplicaciones obtenidas para uso interno los cuales se amortizan utilizando el método de línea recta en base a una vida útil de hasta 15 años; ii) las compensaciones e indemnizaciones que paga para la constitución de servidumbres requeridas para el paso de su red de distribución. Estas servidumbres se constituyen de carácter permanente por lo que la Compañía clasifica estos activos como de vida útil indefinida por lo cual no se amortizan.

3.15 Concentración del riesgo de crédito

La Compañía se dedica exclusivamente a la distribución y comercialización de la energía eléctrica a los clientes localizados en su zona de concesión. La Compañía no cree que exista un riesgo de pérdida significativo, como consecuencia de la concentración de crédito, dado que una gran cantidad de sus clientes que componen la cartera se encuentran dispersos geográficamente. Además, la Compañía considera que su riesgo potencial de crédito está cubierto adecuadamente por la provisión para cuentas de cobro dudoso.

3.16 Provisión activo y pasivo contingente

La Compañía reconoce como parte del costo de un activo fijo en particular, la estimación de los costos futuros que espera incurrir para realizar el desmantelamiento o restauración siempre que exista una obligación legal o implícita de desmantelar o restaurar. Su contrapartida la reconoce como una provisión por costos de desmantelamiento o restauración. El costo por desmantelamiento se deprecia durante la vida útil estimada del activo fijo.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

La Compañía está sujeta a una serie de leyes y regulaciones relacionadas con el medio ambiente, salud y seguridad. En julio de 1998, el Gobierno Panameño sancionó una Ley creando una institución para la protección del medio ambiente (Autoridad Nacional del Medio Ambiente "ANAM") y estableció nuevas reglas para la protección del medio ambiente, que tienen un efecto en las operaciones de la Compañía. El incumplimiento a las normas, leyes y regulaciones aplicables a la protección del medio ambiente, podría representar para la Compañía, el tener que realizar inversiones adicionales o pudiese afectar adversamente los resultados financieros. La Compañía registra una provisión para desmantelamiento para todo transformador donde se confirme o se estime que contenga Poli Clorados Bi-Fenol ("PCB") ya sea que se encuentre actualmente en uso o fuera de servicio. Los costos de desmantelamiento o restauración se reconocen por el valor presente de los costos esperados para cancelar la obligación utilizando flujos de efectivo estimados. Los flujos de efectivo se descuentan a una tasa antes de impuestos, que es la tasa promedio de endeudamiento de la Compañía. Los costos estimados futuros por desmantelamiento o restauración se revisan anualmente y son ajustados según sea requerido. Los cambios en los costos estimados futuros, en las fechas estimadas de los desembolsos o en la tasa de descuento aplicada se añaden o deducen del costo del activo, sin superar el valor en libros del activo, cualquier exceso se reconoce inmediatamente en el resultado del período. El cambio en el valor de la provisión asociado al paso del tiempo se reconoce como un gasto financiero en el estado de ganancias o pérdidas. Los costos para la protección del medio ambiente son capitalizados si extienden la vida útil de la propiedad, incrementan su capacidad y mitiga o previenen la contaminación que puedan generar las operaciones futuras. Los costos relacionados con el tratamiento y limpieza de la contaminación ambiental son cargados a gastos.

3.17 Subvenciones

Los créditos diferidos están compuestos de las subvenciones, tanto en efectivo como en activos, que la Compañía ha recibido de la Oficina de Electrificación Rural con la finalidad de promover la electrificación en las áreas rurales no servidas, no rentables y no concesionadas. La Compañía registra las subvenciones en activo a su valor razonable en los estados de situación financiera dentro de la propiedad, planta y equipo y reconoce un ingreso recibido por anticipado. La propiedad, planta y equipo es depreciada, en línea recta, a lo largo de su vida útil, del mismo modo el ingreso es amortizado a resultados. Para las subvenciones en efectivo, el ingreso recibido por anticipado es amortizado a resultados a lo largo del período en el que dicha subvención pretende compensar los costos incurridos por la Compañía.

3.18 Clasificación en corriente y no corriente

En los estados de situación financiera, los activos y pasivos que se esperan recuperar o cancelar dentro de los doce meses siguientes se presentan como corrientes, y aquellos activos y pasivos que se esperan recuperar o cancelar en más de doce meses se presentan como partidas no corrientes.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros**Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015****4. Efectivo y equivalentes de efectivo**

Las partidas de efectivo y equivalentes de efectivo se componen de efectivo en caja y depósitos en bancos. El detalle de los mismos para el 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 se presenta a continuación:

	2015	2014
Caja	39,305	39,305
Bancos	<u>4,724,984</u>	<u>4,175,581</u>
Total efectivo y equivalentes de efectivo	<u><u>4,764,289</u></u>	<u><u>4,214,886</u></u>

5. Cuentas por cobrar - clientes y otros, neto

Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 las cuentas por cobrar – clientes y otros, neto se presentan a continuación:

	2015	2014
Clientes	84,913,725	72,158,649
Gobierno y entidades municipales (Nota 20)	<u>15,275,400</u>	<u>26,530,303</u>
	100,189,125	98,688,952
Energía suministrada no facturada	13,836,653	12,333,030
Otros	<u>9,530,811</u>	<u>6,157,830</u>
	123,556,589	117,179,812
Provisión para cuentas de cobro dudoso	<u>(15,177,824)</u>	<u>(13,748,592)</u>
Total	<u><u>108,378,765</u></u>	<u><u>103,431,220</u></u>

Al 30 de junio de 2015, la Compañía no hizo cargos contra la provisión para cuentas de cobro dudoso (31 de diciembre de 2014: B/.110,425) y recuperó saldos de cuentas previamente dadas de baja por la suma de B/.64,939 (30 de junio de 2014: B/.85,934).

A continuación se presenta análisis de los saldos deudores según antigüedad de la fecha de facturación:

Días	Consumidores de energía		Otros servicios		Total	
	Jun-2015	Dic-2014	Jun-2015	Dic-2014	Jun-2015	Dic-2014
Corriente	66,639,257	55,267,283	1,837,612	2,131,159	68,476,869	57,398,442
30 días	19,394,618	17,821,075	721,299	608,811	20,115,917	18,429,886
60 días	4,545,080	8,849,594	199,926	177,796	4,745,006	9,027,390
90 días	1,628,258	4,332,947	2,556,413	306,050	4,184,671	4,638,997
Más de 90 días	<u>21,818,565</u>	<u>24,751,083</u>	<u>4,215,561</u>	<u>2,934,014</u>	<u>26,034,126</u>	<u>27,685,097</u>
Totales	<u><u>114,025,778</u></u>	<u><u>111,021,982</u></u>	<u><u>9,530,811</u></u>	<u><u>6,157,830</u></u>	<u><u>123,556,589</u></u>	<u><u>117,179,812</u></u>

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

La conciliación de la provisión para cuentas de cobro dudoso al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre 2014 se presenta a continuación:

	2015	2014
Saldo inicial	13,748,592	11,627,441
Incremento en la estimación del año	1,429,232	2,231,576
Descarte de cuentas	-	(110,425)
Saldo final	<u>15,177,824</u>	<u>13,748,592</u>

6. Subsidio del gobierno

Al 30 de junio de 2015, el monto de Subsidio del gobierno por B/.10,948,906 (31 de diciembre de 2014: B/.52,805,197) incluye saldos adeudados por subsidios otorgados por el gobierno a los clientes a través del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) por B/.19,475,402 (31 de diciembre de 2014: B/.2,557,518), del Fondo de Compensación Energética (FACE) por B/.37,176,907 (31 de diciembre de 2014: B/.61,248,519), un saldo por cobrar por Autoabastecimiento de B/.8,960,979 (31 de diciembre de 2014: B/.8,800,094) y un saldo por pagar producto del cargo por variación de combustible por B/.54,664,382 (31 de diciembre de 2014: B/.19,800,934). El FET se le otorga a clientes con un consumo menor a los 400 KWh por mes y se otorgan también, cuando el Gobierno acuerda subsidiar los ajustes tarifarios.

El Fondo de Compensación Energética (FACE) se crea a través de la Resolución de Gabinete No.174 de 8 de noviembre de 2011, la cual aprobó la constitución de un Contrato de Fideicomiso para la constitución de este fondo el cual tiene como objetivo compensar a las empresas distribuidoras de energía eléctrica por los montos dejados de percibir a través de la actualización de las tarifas eléctricas debido al compromiso adquirido por el Estado de mitigar el traspaso de la inflación importada al país mediante los incrementos en los precios de los combustibles. El Contrato de Fideicomiso prevé que en los años en los cuales las tarifas presentadas por las empresas distribuidoras de energía eléctrica y verificados por la ASEP resulten superiores a la tarifa vigente aplicada a los clientes del semestre anterior, se utilizará el FACE para compensar esos aumentos, en el caso contrario, la diferencia será devuelta al FACE para compensar los desembolsos realizados durante los períodos tarifarios anteriores.

Mediante Resolución AN No. 3323-Elec de 10 de marzo de 2010 y AN No. 3437-Elec de 20 de abril de 2010, la ASEP aprobó el Reglamento de Autoabastecimiento para clientes regulados del servicio público de electricidad, así como el valor de la compensación por autoabastecerse y se estableció que sólo sería utilizado cuando exista Estado de Alerta por Racionamiento declarado por el Centro Nacional de Despacho (CND) y cuando la ASEP lo indicara. Adicional, se creó la Resolución No.6138-Elec del 7 de mayo de 2013 en la que se actualiza el valor de la compensación por Autoabastecimiento en cincuenta centésimos de balboa (B/.0.50) por Kwh, entre otros.



Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

7. Inventarios

La Compañía tiene como política la contratación de seguros para cubrir los posibles riesgos que están sujetos los diversos elementos de su material en inventarios en un monto determinado, siendo que estos seguros cubren de manera suficiente los riesgos a los que están expuestos.

El desglose de los inventarios al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 se presentan a continuación:

	2015	2014
Inventario almacenes	17,956,566	13,136,278
Inventario contratistas	5,166,006	3,234,133
Anticipo para compra de inventarios	715,984	1,612,296
Inventario en tránsito	<u>106,504</u>	<u>102,198</u>
Total de inventarios	<u>23,945,060</u>	<u>18,084,905</u>

8. Otros activos corrientes

Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 los otros activos corrientes se detallan a continuación:

	2015	2014
Seguros pagados por anticipado	419,688	215,592
Gastos por amortizar	257,477	72,816
Anticipo a proveedores	20,534	15,384
Otros	<u>290</u>	<u>5,583</u>
	<u>697,989</u>	<u>309,375</u>

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros**Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015****9. Intangibles, neto**

Los activos intangibles que mantiene la Compañía comprenden intangibles de vida indefinida y de vidas finitas los cuales se amortizan sobre su vida útil estimada. El detalle de estos se presenta a continuación:

	Software y aplicaciones informáticas	Licencias	Servidumbre	Total
Activos intangibles				
Saldo al 31 de diciembre de 2014	15,258,322	8,024,560	1,122,771	24,405,653
Adiciones	2,292,976	1,176,932	-	3,469,908
Disposiciones	(5,759)	-	(3,205)	(8,964)
Saldo al 30 de junio de 2015	17,545,539	9,201,492	1,119,566	27,866,597
Amortización acumulada				
Saldo al 31 de diciembre de 2014	3,214,700	5,260,348	-	8,475,048
Amortización del período	881,047	453,425	-	1,334,472
Disposiciones	(5,759)	-	-	(5,759)
Saldo al 30 de junio de 2015	4,089,988	5,713,773	-	9,803,761
Activos intangibles, neto	13,455,551	3,487,719	1,119,566	18,062,836
	Software y aplicaciones informáticas	Licencias	Servidumbre	Total
Activos intangibles				
Saldo al 31 de diciembre de 2013	6,711,008	6,384,141	1,037,573	14,132,722
Adiciones	8,547,314	1,640,419	85,198	10,272,931
Saldo al 31 de diciembre de 2014	15,258,322	8,024,560	1,122,771	24,405,653
Amortización acumulada				
Saldo al 31 de diciembre de 2013	1,971,591	4,501,484	-	6,473,075
Amortización del período	1,077,976	758,864	-	1,836,840
Disposiciones	165,133	-	-	165,133
Saldo al 31 de diciembre de 2014	3,214,700	5,260,348	-	8,475,048
Activos intangibles, neto	12,043,622	2,764,212	1,122,771	15,930,605

10. Beneficios a empleados**Planes de beneficios definidos post-empleo**

La Compañía cuenta con 3 planes de beneficios definidos post-empleo:

- **Prima de antigüedad y fondo de cesantía**

De acuerdo al Código de Trabajo de la República de Panamá, a la terminación de todo contrato por tiempo indefinido, cualquiera que sea la causa, el trabajador tiene derecho a una prima de antigüedad a razón de una semana de salario por cada año de trabajo, desde el inicio de la relación de trabajo. La prima de antigüedad representa el 1.92% de los salarios pagados.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

El Código de Trabajo, modificado mediante la Ley No. 44 del 12 de agosto de 1995, especifica que los empleadores establecerán un fondo de cesantía para cubrir la prima de antigüedad y la indemnización por despido injustificado o renuncia justificada. La Compañía mantiene un fideicomiso a través de una entidad autorizada ProFuturo, S.A., quien actúa como fiduciario para asegurar el pasivo por fondo de cesantía.

- **Descuento sobre la facturación eléctrica a un grupo de jubilados del IRHE**

El beneficio otorga un 50% de descuento en la facturación por servicios eléctricos a un grupo cerrado de ex colaboradores que fueron heredados al iniciar operaciones que venían del antiguo IRHE, independientemente del proveedor del servicio que los mismos utilicen.

- **Bono por jubilación**

Los empleados actuales de la Compañía tienen el beneficio de un bono de B/.2 mil al acogerse a la jubilación por edad que concede la Caja de Seguro Social.

A continuación se presenta un detalle del activo (pasivo) en beneficios empleados al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

Descripción	Prima de antigüedad		Otros	
	2015	2014	2015	2014
Valor presente de obligaciones por beneficios definidos	(1,246,738)	(1,307,181)	(452,723)	(449,103)
Valor razonable de los activos del plan	<u>1,476,753</u>	<u>2,021,129</u>	-	-
Superávit o (déficit) por beneficios definidos	230,015	713,948	(452,723)	(449,103)
Ajuste al superávit por límite del activo	<u>(184,832)</u>	<u>(184,832)</u>	-	-
Activo o (pasivo) neto por beneficios definidos	<u>45,183</u>	<u>529,116</u>	<u>(452,723)</u>	<u>(449,103)</u>
Valor presente de obligaciones a 1 de enero	(1,307,181)	(1,161,000)	(449,103)	(459,423)
Costo del servicio presente	(82,481)	(42,674)	(5,810)	(8,569)
Gastos por intereses	-	(66,427)	-	(14,580)
Ganancias o pérdidas actuariales	-	(185,454)	-	(35,697)
Pagos efectuados por el plan	<u>142,924</u>	<u>148,374</u>	<u>2,000</u>	<u>69,166</u>
Valor presente de obligaciones al final del periodo	<u>(1,246,738)</u>	<u>(1,307,181)</u>	<u>(452,913)</u>	<u>(449,103)</u>
Valor razonable de los activos del plan a 1 de enero	2,021,129	1,819,110	-	-
Pagos realizados por el plan	(688,530)	-	-	-
Aportes realizados al plan por la Compañía	<u>144,154</u>	<u>202,019</u>	-	-
Valor razonable de los activos del plan al final del periodo	<u>1,476,753</u>	<u>2,021,129</u>	<u>-</u>	<u>-</u>

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros**Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015**

El activo del plan, administrado por ProFuturo, invierte principalmente en plazos fijos y bonos, según lo regulado en el Decreto Ejecutivo No. 106 del año 1995. El máximo valor razonable del activo es el monto aportado, pues los réditos por el cambio del valor de mercado de las inversiones son del administrador del fondo.

11. Propiedades de inversión

El movimiento de las propiedades de inversión al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 se detallan a continuación:

	2015	2014
Saldo Inicial del año	2,142,300	1,697,505
Transferidos de propiedad, planta y equipo	-	399,195
Ganancia o pérdida neta por ajuste del valor razonable	<u>-</u>	<u>45,600</u>
Saldo al final del año	<u>2,142,300</u>	<u>2,142,300</u>

12. Otros activos no corrientes

Los otros activos no corrientes al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 se componen de lo siguiente:

	2015	2014
Depósito de garantía	181,366	102,610
Fondo de cesantía (indemnización e intereses)	269,962	856,032
Otros	<u>43,136</u>	<u>43,135</u>
Total otros activos no corrientes	<u>494,464</u>	<u>1,001,777</u>



Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros**Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015****13. Propiedad, planta y equipo, neto**

Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, la propiedad, planta y equipo son los siguientes:

	Redes, plantas y equipo	Terrenos y edificios	Otra propiedad, planta y equipo	Construcciones en curso	Total
Propiedad, planta y equipo					
Saldo al 31 de diciembre de 2014	466,349,578	27,392,437	13,785,532	45,654,490	553,182,037
Adiciones	36,920,470	10,282,872	1,723,560	30,960,673	79,887,575
Transferencias	-	-	-	(52,576,485)	(52,576,485)
Disposiciones	(2,930,526)	(5,449)	(87,136)	-	(3,023,111)
Otros cambios	(35,571)	31,577	7,199	-	3,205
Saldo al 30 de junio de 2015	500,303,951	37,701,437	15,429,155	24,038,678	577,473,221
Depreciación acumulada					
Saldo al 31 de diciembre de 2014	173,999,444	6,667,223	7,039,662	-	187,706,329
Depreciación del periodo	9,066,321	268,203	944,805	-	10,279,329
Transferencias	-	-	-	-	-
Disposiciones	(2,378,772)	(2,098)	(45,575)	-	(2,426,445)
Saldo al 30 de junio de 2015	180,686,993	6,933,328	7,938,892	-	195,559,213
Propiedad, planta y equipo, neto	319,616,958	30,768,109	7,490,263	24,038,678	381,914,008

	Redes, Plantas y Equipos	Terrenos y edificios	Otra propiedad, planta y equipo	Construcciones en curso	Total
Propiedad, planta y equipo					
Saldo al 31 de diciembre de 2013	433,175,793	23,156,302	11,560,052	48,992,802	516,884,949
Adiciones	39,809,232	4,465,258	2,808,187	53,656,182	100,738,859
Transferencias	-	-	-	(56,994,494)	(56,994,494)
Disposiciones	(6,635,447)	(229,123)	(582,707)	-	(7,447,277)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	466,349,578	27,392,437	13,785,532	45,654,490	553,182,037
Depreciación acumulada					
Saldo al 31 de diciembre de 2013	162,514,701	6,236,766	6,151,417	-	174,902,884
Depreciación del periodo	16,516,352	649,853	1,322,501	-	18,488,706
Transferencias	688,617	-	-	-	688,617
Disposiciones	(5,720,226)	(219,396)	(434,256)	-	(6,373,878)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	173,999,444	6,667,223	7,039,662	-	187,706,329
Propiedad, planta y equipo, neto	292,350,134	20,725,214	6,745,870	45,654,490	365,475,708

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros**Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015****14. Cuentas por pagar**

Generación y transmisión - Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, las cuentas por pagar a las compañías generadoras y de transmisión se detallan como sigue:

	2015	2014
Partes no relacionadas		
Panam Generating Ltd.	10,600,069	9,114,307
Pedregal Power Company	2,639,869	3,036,494
Sistema de Generación, S.A.	3,126,769	3,155,760
Generadora del Atlántico, S.A.	7,499,590	11,292,574
Alternegy, S.A.	6,509,915	11,451,775
Bontex, S.A.	556,847	1,302,758
Otros	15,458,280	17,684,138
	<u>46,391,339</u>	<u>57,037,806</u>
Partes relacionadas (Nota 20)		
AES Panamá, S.A.	13,890,393	10,445,533
Autoridad del Canal de Panamá	3,553,486	4,259,041
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.	491,176	-
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	-	158
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas Corp.	12,541,918	13,029,818
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	189,930	31,263
ENEL Fortuna, S.A.	22,101,320	33,654,339
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	464,781	1,355,169
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.	2,746,347	2,400,023
	<u>55,979,351</u>	<u>65,175,344</u>
Total	<u>102,370,690</u>	<u>122,213,150</u>

Otras cuentas por pagar y gastos acumulados - Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, las otras cuentas por pagar y gastos acumulados se detallan como sigue:

	2015	2014
Proveedores	18,520,128	17,625,656
Contrato de construcción	23,329,421	19,816,281
Gastos acumulados por pagar	2,409,248	2,869,667
Retenciones de impuestos a empleados	350,486	528,291
	<u>44,609,283</u>	<u>40,839,895</u>
Total	<u>44,609,283</u>	<u>40,839,895</u>

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros**Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015****15. Depósitos de clientes**

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

	2015	2014
Saldo inicial	10,207,168	6,698,530
Depósitos recibidos de clientes	2,746,191	5,933,423
Intereses acumulados	79,952	128,396
Depósitos devueltos a los clientes	(5,594,195)	(2,413,244)
Intereses pagados	<u>(77,507)</u>	<u>(139,937)</u>
Saldo final	7,361,609	10,207,168
Porción circulante	<u>3,504,782</u>	<u>6,269,663</u>
Porción a largo plazo	<u>3,856,827</u>	<u>3,937,505</u>

16. Impuesto sobre la renta

La provisión para el impuesto sobre la renta es determinada en base al ingreso financiero antes del impuesto sobre la renta, ajustado por los ingresos no gravables y los gastos no deducibles, si los hubiere. La tasa reglamentaria del impuesto sobre la renta es del 30%.

La diferencia entre la provisión para impuesto sobre la renta para los periodos terminados el 30 de junio de 2015 y 2014 y el impuesto calculado usando la tasa promulgada estatutaria de impuesto de 30% para ingreso antes del impuesto sobre la renta reportado en los estados financieros es atribuible a lo siguiente:

	2015	2014
Impuesto sobre la renta:		
Cálculo a la tasa estatutaria	7,239,026	7,602,937
Disminución del impuesto sobre la renta debido a ingresos no gravables	(17,951)	(37,639)
Ajuste al impuesto sobre la renta del año anterior	136,805	(402)
Aumento en impuesto sobre la renta debido a gastos no deducibles	<u>42,882</u>	<u>10,230</u>
Total de impuesto sobre la renta	<u>7,400,762</u>	<u>7,575,126</u>



Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros**Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015**

Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, el impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo resultante de diferencias temporales que serán reconocidas en periodos futuros, se detallan a continuación:

	2015	2014
Impuesto sobre la renta diferido - activo:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	1,390,402	1,152,091
Inventario	62,781	65,207
Pasivos por beneficios a empleados	135,236	134,731
Reserva para bonificación	91,749	346,934
Provisión para contingencias	449,092	557,906
Pasivo regulatorio	5,409,251	-
Otros activos diferidos	9,373	8,970
Total de impuesto sobre la renta diferido - activo	<u>7,547,884</u>	<u>2,265,839</u>
Impuesto sobre la renta diferido - pasivo:		
Subsidio del gobierno	-	13,154,491
Activo regulatorio	-	3,331,635
Activos por beneficios a empleados	11,136	158,735
Revaluación de propiedades de inversión	311,194	311,194
Otros pasivos diferidos	75,453	103,266
Depreciación acumulada aplicable a periodos futuros	2,052,515	2,109,489
Total de impuesto sobre la renta diferido - pasivo	<u>2,450,298</u>	<u>19,168,810</u>

Los cambios en impuesto diferido relacionados a la creación o reversión de partidas temporales reconocidos en el estado de ganancias o pérdidas se presentan a continuación:

	Junio 30, 2015	Junio 30, 2014
Movimientos en impuesto sobre la renta diferido - activo:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	(238,311)	541,755
Inventario	2,427	25,354
Pasivos por beneficios a empleados	(505)	-
Reserva para bonificación	255,185	24,920
Provisión para contingencias	108,813	(909)
Pérdida fiscal por recuperar en periodos futuros	-	(4,968,600)
Pasivo financiero	-	53,165
Otros activos diferidos	(402)	8,590
	<u>127,207</u>	<u>(4,315,725)</u>
Movimientos en impuesto sobre la renta diferido - pasivo:		
Cuentas por cobrar - FACE y CVC	(13,154,491)	9,753,917
Activo regulatorio	(8,740,886)	2,098,617
Activo por beneficios a empleados	(147,599)	29,636
Otros pasivos diferidos	(27,814)	83,914
Depreciación acumulada aplicable a periodos futuros	(56,974)	(68,369)
	<u>(22,127,764)</u>	<u>11,897,715</u>
Total impuesto sobre la renta diferido (beneficio)	<u>(22,000,557)</u>	<u>7,581,990</u>

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

Notas a los estados financieros
Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

De acuerdo con las regulaciones, las declaraciones de impuesto sobre la renta de las compañías constituidas en la República de Panamá están sujetas a revisión por las autoridades fiscales por los tres últimos años. Los años iniciados a partir del 2012 están sujetos a examen por las autoridades fiscales aunque actualmente no está programado o en proceso un examen fiscal. Los años anteriores al 2012 se consideran periodos cerrados.

La Compañía evalúa periódicamente la posición asumida en las declaraciones de impuesto sobre la renta, respecto a situaciones en las que las leyes tributarias son objeto de interpretación. La Compañía considera que cada posición fiscal asumida puede mantenerse con base, solamente, en sus méritos técnicos en el caso de una inspección por parte de las autoridades tributarias. Al 30 de junio de 2015, se mantienen provisiones sobre los montos que la Compañía espera deberá pagar a las autoridades tributarias.

Crédito fiscal por inversión

Durante el año 2001, la Compañía recibió un crédito fiscal por inversión por la suma de B/.13,673,745, el cual fue otorgado por el Gobierno Panameño de acuerdo a una ley de incentivo que promovía las inversiones en infraestructuras para ampliar la red de distribución de energía eléctrica. El crédito fiscal puede ser aplicado como una disminución hasta un 25% sobre el impuesto sobre la renta causado en el período fiscal, hasta que el 100% del crédito fiscal sea consumido en años futuros. La totalidad de este crédito ya ha sido utilizado.

Debido al beneficio fiscal recibido, no le es permitido a la Compañía reconocer como deducible, el gasto de depreciación correspondiente a la inversión en infraestructura por la suma de B/.13,673,745, cuyo efecto total fiscal será de B/.4,102,123.

17. Deuda

17.1 Deuda a corto plazo

Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 las obligaciones por facilidades crediticias se detallan como sigue:

	2015	2014
Banco Nacional de Panamá	<u>-</u>	<u>12,000,000</u>

La Compañía mantiene contratos para facilidades de líneas de crédito con The Bank of Nova Scotia, Banco General, S. A., Banistmo, S. A., Banco Panamá, S. A., Banco Nacional de Panamá y Banco Latinoamericano de Comercio Exterior por un valor total al 30 de junio de 2015 de B/.172,000,000 (31 de diciembre de 2014: B/.172,000,000), con tasas de interés anuales de LIBOR entre uno (1) a tres (3) o seis (6) meses, más un margen entre 2% a 2.5%. Las líneas de crédito no están sujetas a garantías y están disponibles por un período máximo de un año. La tasa mínima de estos acuerdos rotativos está entre 1.40% y 4.00%. La Compañía utiliza estas facilidades de crédito según la necesidad de capital de trabajo u otras necesidades. Estas facilidades de crédito tienen un orden de prelación "pari passu" con otras obligaciones "senior" no garantizadas y no subordinadas de la Compañía. Las líneas de crédito incluyen entre otras provisiones un indicador de cobertura de deuda el cual establece un límite de endeudamiento que no supere 3.25 de su EBITDA.



Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

17.2 Deuda a largo plazo

Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, el saldo en libros y valor razonable de la deuda a largo plazo se detalla a continuación:

	2015		2014	
	Saldo en libros	Valor razonable	Saldo en libros	Valor razonable
Bonos preferentes 2021	101,639,098	120,517,000	101,518,185	118,674,000
Bonos corporativos 2018	20,207,376	18,644,190	20,173,412	18,434,437
Bonos preferentes 2027	78,950,924	79,374,400	78,915,479	79,974,000
Total deuda a largo plazo	200,797,398	218,535,590	200,607,076	217,082,437

17.3 Bonos preferentes 2021

La Compañía tiene bonos por pagar según el Contrato de Emisión ("Senior Notes") por valor nominal de B/.100,000,000. Los bonos tienen un interés fijo de 7.6%, pagaderos semestralmente, con vencimiento en el 2021. El pago a capital se realiza al vencimiento. Los bonos no están garantizados y no están subordinados. La Compañía puede redimir los bonos, en parte o en su totalidad, en cualquier momento antes de su vencimiento siempre y cuando cumplan con ciertas condiciones que incluye el pago de una prima. Las obligaciones incluyen entre otras provisiones un indicador de cobertura de deuda el cual establece un límite de endeudamiento que no supere 3.25 veces de su EBITDA.

En la ocurrencia de un evento de incumplimiento en los términos y condiciones del Contrato de Emisión, el Fiduciario, a pedido de los tenedores de los bonos que mantengan no menos del 25% en monto principal y previsto que dicho evento de incumplimiento se mantiene, declarará todos los bonos inmediatamente vencidos y pagaderos.

17.4 Bonos corporativos 2018

El 20 de octubre de 2008, en una oferta pública, la Compañía ofreció bonos corporativos "Bonos" por un valor nominal de B/.40,000,000 no garantizados y no subordinados con fecha de vencimiento el 20 de octubre de 2018. En dicha fecha, se suscribieron y emitieron B/.20,000,000 con Banco General, S. A., correspondientes a dichos Bonos. Los Bonos tienen un orden de prelación "pari passu" con otras obligaciones no garantizadas y no subordinadas de la Compañía. Los Bonos devengarán una tasa de interés de LIBOR más 2.375% anual, pagaderos trimestralmente. El pago a capital se realiza en la fecha de vencimiento. El producto de la oferta de los Bonos fue utilizado para inversiones de capital corriente y futuras y para propósitos corporativos generales. Los Bonos están sujetos a términos y condiciones adicionales sujeto a esta transacción. Las obligaciones incluyen indicadores de cobertura de deuda y otras provisiones. La Compañía puede redimir los Bonos, en parte o completamente, al tercer aniversario desde la fecha de oferta.

En caso de incumplimiento a los términos del contrato que originen en una o más causales de vencimiento anticipado y estas no hubiesen sido subsanadas dentro del plazo estipulado, el agente administrativo podrá, en nombre y representación de los tenedores registrados de los Bonos, expedir una declaración de vencimiento anticipado la cual será comunicada a la Compañía y en cuya fecha de expedición todos los Bonos de la emisión se constituirán automáticamente en obligaciones de plazo vencido y se le solicitará a la Compañía que aporte el monto que sea necesario para cubrir el capital de los Bonos emitidos y en circulación y los intereses devengados por los mismos, ya sean moratorios u ordinarios, y todos y cualesquiera gastos, comisiones u otras sumas adeudadas por el Emisor.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

17.5 Bonos preferentes 2027

Con fecha 6 de diciembre de 2012 la Compañía firmó un Acuerdo de Compra de Notas con un grupo de inversionistas que en forma individual acordaron comprarle a la Compañía un total de B/.80,000,000 en Bonos Preferentes ("Senior Notes"). Los bonos se pactaron con una tasa fija de 4.73% pagaderas semestralmente, con vencimiento el 13 de diciembre de 2027 y fueron emitidas de conformidad al Acuerdo de Emisión (Indenture Agreement, por su traducción al inglés) firmado entre la Compañía y The Bank of New York Mellon en su calidad de agente fiduciario con fecha del 11 de diciembre de 2012.

Con referencia al Acuerdo de Compra de Notas y al Acuerdo de Emisión, la Compañía firmó el 13 de diciembre de 2012 un Acuerdo de Financiamiento Puente donde acceda a emitir promesas de pago libre de gravámenes ("Notas Puente" o "Bridge Notes", por su traducción al inglés) a la orden de cada uno de los compradores por un total de B/.80,000,000. Por su lado, cada uno de los compradores acuerda transferir los fondos respectivos correspondientes a cada una de estas Notas Puente a la Compañía. El Acuerdo establece que las Notas Puente devengarán un interés anual de 4.73% acumulables desde la fecha de la transferencia de los fondos, con vencimiento el 1 de febrero de 2013 o en la fecha de terminación del Acuerdo de Financiamiento, lo que ocurra primero. El Acuerdo de Financiamiento puede finalizar por el mutuo acuerdo de las partes o en caso de no darse la emisión de los bonos preferentes. El Acuerdo de Financiamiento requiere que la Compañía mantenga y garantice que tiene capacidad de endeudamiento en fondos disponibles bajo sus facilidades de líneas de crédito junto con sus equivalentes de efectivo por una cantidad en exceso al monto a cancelar por la terminación de este acuerdo.

El 17 de enero de 2013 se da el cierre del Acuerdo de Compras de Notas con lo cual se hace entrega de los bonos preferentes a los compradores, siendo que en esa misma fecha se confirma por parte de la Compañía y los compradores que se han cumplido, a satisfacción, las condiciones del acuerdo de compra de notas y se libera a la Compañía de las obligaciones de pago bajo las Notas Puente y el Acuerdo de Financiamiento. El pago del precio suscrito bajo la emisión de los bonos preferentes debe satisfacerse con la cancelación de las Notas Puente y las obligaciones de pago establecidas en el Acuerdo de Financiamiento sin ningún pago adicional por los compradores a la Compañía.

Durante el tiempo del Acuerdo de Emisión la Compañía deberá cumplir con los términos de los convenios, algunos de los cuales se indican a continuación:

- Prohibición en otorgar gravamen sobre cualquiera de sus propiedades o activos de la Compañía o de sus Subsidiarias.
- No permitir que ninguna Subsidiaria, en una o varias transacciones consolide, fusione con o combine con ninguna empresa o traspase, ceda o transfiera todos o sustancialmente todos sus bienes, activos o ingresos a ninguna empresa (que no sea una Subsidiaria de la Compañía) ni permita a ninguna empresa (que no sea una Subsidiaria de la Compañía) fusionarse con o en ella.
- No permitir que el Índice de Endeudamiento Total a EBITDA de los que al momento sean los más recientemente transcurridos cuatro trimestres fiscales exceda un 3.50x. El Índice de Endeudamiento Total a EBITDA podrá exceder 3.50x durante un período de Inversión Subvencionable o de Inversión de Capital no más de dos veces durante la vigencia de los Bonos, siempre que durante dicho período el Índice de Endeudamiento Total a EBITDA no exceda 4.0x.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros**Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015**

Si la Compañía incumple el desempeño u observación de cualquiera de las cláusulas o términos descritos anteriormente el Fiduciario deberá, a petición de los Titulares declarar la totalidad de los bonos inmediatamente vencidos y pagaderos. Tras haberse vuelto los bonos inmediatamente vencidos y pagaderos la Compañía deberá pagar al Fiduciario un monto igual a la suma del monto de capital de los bonos en circulación, todos los intereses devengados al respecto, los montos adicionales y la suma de restitución (el "Monto de Amortización para Eventos de Incumplimiento"), calculado por la Compañía y notificado al Fiduciario por escrito. A los efectos del monto de amortización para eventos de incumplimiento, la "Suma de Restitución" será igual a la diferencia entre (i) la suma de (a) el valor actual del capital futuro y de los flujos de caja por intereses de los bonos esperados (menos cualquier interés devengado), descontados en una tasa anual igual al rendimiento de los bonos de tesorería vigente en ese momento correspondiente más cercano a la vida media ponderada restante de los bonos calculada al momento del pago de la amortización para eventos de incumplimiento y (b) 0.50% anual y (ii) el monto de capital de los bonos en circulación.

La Compañía difiere los costos relacionados con la emisión de deuda a largo plazo. Estos costos incluyen costos de comisión y otros costos tales como: legales, registro y timbres. Los costos de emisión de deuda son amortizados con base al término de vigencia del instrumento de deuda utilizando el método de interés efectivo y se presenta neto de la deuda a largo plazo en el balance general de la Compañía.

18. Créditos diferidos

Las subvenciones, tanto en efectivo como en activo al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, se detallan a continuación:

	2015	2014
<i>Subvenciones en efectivo:</i>		
Saldo inicial	820,773	941,076
Amortizaciones	<u>(55,907)</u>	<u>(120,303)</u>
	<u>764,866</u>	<u>820,773</u>
 <i>Subvenciones en activo:</i>		
Saldo inicial	2,409,510	2,515,105
Amortizaciones	<u>(52,798)</u>	<u>(105,595)</u>
	<u>2,356,712</u>	<u>2,409,510</u>
 Total créditos diferidos	 <u>3,121,578</u>	 <u>3,230,283</u>

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

19. Patrimonio

El capital social de la Compañía, al 30 de junio de 2015, está conformado por 50,000,000 de acciones comunes autorizadas y emitidas sin valor nominal del cual 160,031 acciones están en tesorería.

Las utilidades retenidas al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 se detallan como sigue:

	2015	2014
Utilidades retenidas iniciales	72,089,698	35,081,976
Dividendos pagados	(35,823,010)	-
Impuestos complementario	1,230,426	(1,249,971)
Ganancia del año	<u>16,729,325</u>	<u>38,257,693</u>
Total patrimonio	<u>54,226,439</u>	<u>72,089,698</u>

Impuesto de dividendos

Los accionistas pagan un impuesto de dividendos del 10 por ciento (10%), el cual es retenido de los dividendos que reciben. Si no se distribuyen dividendos, o la distribución total es menor del cuarenta por ciento (40%) del ingreso neto gravable, un anticipo del impuesto sobre dividendos del cuatro por ciento sobre la ganancia neta, deberá ser pagado hasta llegado el momento de declarar dividendos sobre estas ganancias. Esta tasa de cuatro por ciento (4%) se le denomina "Impuesto Complementario" y es considerado un adelanto al impuesto de dividendos. El impuesto complementario pagado se registra y es presentado como una reducción del patrimonio de los accionistas o como un aumento cuando se acredita debido a la presentación de la declaración del impuesto de dividendos. Durante el periodo terminado el 30 de junio de 2015, la Compañía realizó pagos de impuesto complementario por la suma de B/.202,494 (31 de diciembre 2014: B/.1,249,971).

Acciones en tesorería

En 1998, como consecuencia del proceso de privatización de la industria de energía, ex empleados del "IRHE", entidad propiedad del Estado, tuvieron la opción de compra, de una parte de las acciones comunes de la Compañía. En el evento de que los empleados deseen la venta de las acciones previamente adquiridas, la Compañía ya no está obligada a la recompra de dichas acciones.

20. Saldos y transacciones con partes relacionadas

En el curso normal del negocio, la Compañía compra electricidad de las generadoras y otras compañías de distribución, venden energía a instituciones gubernamentales y realiza pagos a la compañía de transmisión. Estas transacciones son hechas bajo términos y condiciones de los acuerdos de compra de energía y de tarifas de transmisión divulgados en las Notas 3.5 y 26.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros**Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015**

Un resumen de los saldos y transacciones derivadas de la compra y venta de energía con partes relacionadas se presentan a continuación:

	Junio 30, 2015	Diciembre 31, 2014
Balances		
Cuentas por cobrar (clientes) - Gobierno (Nota 5)	15,275,400	26,530,303
Cuentas por cobrar (subsidio del gobierno) (Nota 6)	10,948,906	52,805,197
Cuentas por pagar (generación y transmisión) (Nota 14)	55,979,351	65,175,344
Transacciones		
Ventas de energía	45,640,413	35,531,594
Compra de energía	103,283,365	151,087,064
Costos de transmisión	10,296,482	9,770,663

Las remuneraciones al personal clave de la Compañía al 30 de junio de 2015 y 2014, se detallan a continuación:

	Trimestre terminado en Junio 30,		Seis meses terminados en Junio 30,	
	2015	2014	2015	2014
Salarios	296,368	238,931	488,025	362,136
Gastos de representación	202,228	153,558	346,865	254,022
Décimo tercer mes	395	911	35,448	25,685
Bonificación	-	-	447,891	327,834
Total remuneraciones	<u>498,991</u>	<u>393,400</u>	<u>1,318,229</u>	<u>969,677</u>

21. Otros ingresos

La Compañía registró los otros ingresos como detallamos a continuación:

	Trimestre terminado en Junio 30,		Seis meses terminados en Junio 30,	
	2015	2014	2015	2014
Cargos de conexión/reconexión	328,146	180,944	669,467	370,744
Alquiler de postes	1,019,799	989,483	2,021,717	1,928,106
Cargos de peaje	1,159,810	1,607,010	2,311,499	3,151,587
Otros ingresos	964,057	920,608	1,845,789	1,683,216
Total de otros ingresos	<u>3,471,812</u>	<u>3,698,045</u>	<u>6,848,472</u>	<u>7,133,653</u>

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

Notas a los estados financieros
Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

22. Costos y gastos de operación

La Compañía registró compras de energía y cargos de transmisión como detallamos a continuación:

	Trimestre terminado en Junio 30,		Seis meses terminados en Junio 30,	
	2015	2014	2015	2014
Compra de energía	105,900,714	150,746,709	205,831,213	286,617,826
Cargos de transmisión	5,757,336	4,417,912	10,907,162	9,924,715
Variación activo (pasivo) regulatorio	<u>13,461,586</u>	<u>(488,538)</u>	<u>29,136,288</u>	<u>(3,461,103)</u>
Total de compra de energía y cargos de transmisión, neto	<u>125,119,636</u>	<u>154,676,083</u>	<u>245,874,663</u>	<u>293,081,438</u>

La Compañía presenta sus gastos en el estado de ganancias o pérdidas de acuerdo a su naturaleza. A continuación se detallan los mismos clasificados por su función:

	Trimestre terminado en Junio 30,		Seis meses terminados en Junio 30,	
	2015	2014	2015	2014
Gastos de operación y mantenimiento	7,855,372	6,682,813	15,528,778	12,907,272
Gastos de comercialización y servicio	5,799,872	5,022,755	11,397,546	10,339,539
Gastos administrativos	4,599,686	3,893,286	9,186,810	7,897,273
Pérdida en descarte de activo fijo	<u>206,329</u>	<u>66,394</u>	<u>559,365</u>	<u>135,412</u>
Total gastos de operaciones	<u>18,461,259</u>	<u>15,665,248</u>	<u>36,672,499</u>	<u>31,279,496</u>

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

Los gastos generales se detallan a continuación:

	Trimestre terminado en		Seis meses terminados en	
	Junio 30,		Junio 30,	
	2015	2014	2015	2014
Alquileres	503,556	420,047	1,000,499	844,039
Capacitaciones	80,323	79,417	124,428	123,064
Combustible y lubricantes	66,962	86,382	136,440	150,384
Compensaciones a clientes	535,365	420,693	953,458	629,520
Donaciones y responsabilidad social	58,450	53,500	90,045	182,820
Gastos bancarios	51,808	53,278	139,392	102,192
Impuestos	414,544	362,964	878,718	795,398
Materiales de oficina	61,168	68,884	94,403	118,017
Materiales de seguridad y otros	104,400	47,944	152,552	92,584
Publicidad	128,167	90,175	235,818	115,591
Seguros	253,248	242,331	489,699	497,312
Servicios básicos	495,873	445,655	942,363	787,588
Subsistencia y atenciones	207,855	146,220	464,671	387,995
Tasa de regulación	232,897	186,681	478,398	422,874
Varios	61,269	106,416	144,642	376,585
Viáticos	63,927	77,924	133,748	130,060
Total gastos generales	<u>3,319,812</u>	<u>2,888,511</u>	<u>6,459,274</u>	<u>5,756,023</u>

23. Saldos en cuentas regulatorias diferido

El sistema regulado bajo el cual opera la Compañía permite que cualquier exceso o deficiencia entre el costo estimado de la energía considerada en la tarifa y el costo actual incurrido por la Compañía sea incluida como un ajuste compensatorio, a ser recuperado de o devuelto a los cliente, en la próxima revisión tarifaria. Cualquier exceso en el costo de energía cargado a los clientes es acumulado como saldo crédito en cuenta regulatoria diferida en los estado de situación financiera y conlleva una reducción en la próxima revisión tarifaria a ser aplicada a los clientes. De la misma forma, cualquier déficit en el costo de energía cargado a los clientes es acumulado como saldo débito en cuenta regulatoria diferida en los estado de situación financiera y conlleva a un aumento en la próxima revisión tarifaria a ser recuperada de los clientes. El saldo débito (crédito) en cuenta regulatoria diferida incluye seis meses con la información actual del precio del combustible y seis meses con información estimada del precio del combustible. Los cambios derivados del incremento y/o disminución sobre la recuperación de estos costos de energía se reflejan en el renglón de compras de energía y cargos de transmisión, neto en el estado de ganancias o pérdidas.

En los últimos años, el débito (crédito) en cuenta regulatoria diferida no ha sido transferido en su totalidad a los clientes de la Compañía a través de aumento en tarifa. El monto no transferido a los clientes ha sido subsidiado por el Estado Panameño. Al 30 de junio de 2015 la cuenta de subsidio de gobierno refleja un saldo por cobrar de B/.10,948,906 (2014: B/.52,805,197, véase Nota 6).

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

Al 30 de junio de 2015, la Compañía tiene registrado en libros costos de compra diferidos por la suma de B/.18,030,838 (2014 Activo regulatorio: B/.11,105,450), que se presentan como "Pasivo regulatorio" en el balance general, como consecuencia de las variaciones acumuladas resultantes entre el costo de la energía considerada en la tarifa eléctrica sobre el costo real de la energía adquirida. El pasivo regulatorio incluye un saldo por cobrar de B/.11,138,848, acumulado durante el segundo semestre del 2014 y que será recuperado en la facturación de los clientes en el ajuste de tarifa del segundo semestre del 2015 y un saldo por pagar de B/.29,169,686 acumulado durante el primer semestre del 2015 a ser devuelto en la facturación de los clientes en el ajuste de tarifa del primer semestre del 2016.

Mediante Resolución AN No. 3323-Elec de 10 de marzo de 2010 y AN No. 3437-Elec de 20 de abril de 2010, la ASEP aprobó el Reglamento de Autoabastecimiento para clientes regulados del servicio público de electricidad, así como el valor de la compensación por autoabastecerse y se estableció que sólo sería utilizado cuando exista Estado de Alerta por Racionamiento declarado por el Centro Nacional de Despacho (CND) y cuando la ASEP lo indicara. El 26 de abril de 2013, el CND, a través de la nota No. ETE-DCND-GOP-409-2013 declaró Estado de Alerta de Racionamiento de Energía lo que impulsó la creación de la Resolución No. 1417 de 6 de mayo de 2013 y No. 1423 de 7 de mayo de 2013, en la cual la Secretaría Nacional de Energía propuso adoptar medidas para la ejecución de estrategias operativas necesaria para garantizar la prestación eficiente, continua e ininterrumpida del servicio público, oficinas comerciales, centros comerciales, comercios y demás hasta que la afectación de la estación lluviosa cesara. Adicional, se creó la Resolución No. 6138-Elec del 7 de mayo de 2013 en la que se actualiza el valor de la compensación por Autoabastecimiento en cincuenta centésimos de balboa (B/.0.50) por Kwh, entre otros. Al 30 de junio de 2015 la Compañía tiene por cobrar la suma de B/.8,960,979 (2014 B/.8,800,094) en compensaciones a clientes autoabastecidos, monto que se incluye dentro de "Subsidio del gobierno" en el estado de situación financiera de la Compañía (véase Nota 6).

24. Ingresos y gastos financieros

Los ingresos y gastos financieros al 30 de junio de 2015 y 2014 se detallan a continuación:

	Trimestre terminado en		Seis meses terminados en	
	Junio 30,		Junio 30,	
	2015	2014	2015	2014
Ingresos financieros:				
Intereses cobrados a proveedores	19,879	97,860	22,152	167,545
Intereses por depósitos bancarios	<u>(8,878)</u>	<u>37,343</u>	<u>34,170</u>	<u>76,020</u>
	<u>11,001</u>	<u>135,203</u>	<u>56,322</u>	<u>243,565</u>
Gastos financieros:				
Intereses sobre préstamos bancarios, neto de interés capitalizable	3,088,959	2,934,821	6,234,945	5,744,415
Otros intereses	<u>36,671</u>	<u>33,830</u>	<u>87,264</u>	<u>77,818</u>
	<u>3,125,630</u>	<u>2,968,651</u>	<u>6,322,209</u>	<u>5,822,233</u>

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

25. Aspectos regulatorios

El Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica en la República de Panamá está dictaminado por la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997. El 30 de julio de 2008 se creó la Secretaría Nacional de Energía. La Secretaría Nacional de Energía se rige en base a la Ley No. 52 la cual entre sus objetivos está la de establecer las políticas globales y definición de estrategia del sector energético. El sector eléctrico está regulado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos en base a definiciones establecidas en la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997.

26. Compromisos y contingencias

26.1 Compromisos

Las reglas de compra para el mercado de contratos, establecidas mediante Resolución AN No. 991-Elec de 11 de julio de 2007 y sus modificaciones, establecen obligaciones mínimas de contratación a mediano y largo plazo tanto en potencia como en energía a las empresas distribuidoras. La potencia debe contratarse hasta cubrir la Demanda Máxima de Generación de la Compañía y la energía debe contratarse en función a la Energía Asociada Requerida. ETESA deberá realizar los llamados a los Actos de Concurrencia para suplir las necesidades de potencia y energía de los clientes finales de las empresas de distribución eléctrica y asegurar que con los llamados que gestione se dé cumplimiento a los niveles mínimos de contratación de las empresas de distribución eléctrica. La Compañía celebra de manera rutinaria contratos de compra que tienen diferentes requisitos de cantidad y duración como parte de su obligación de distribuir y vender electricidad a sus clientes regulados. La Compañía debe recuperar los costos relacionados con estas obligaciones en tarifas futuras a los clientes. Además, todos los contratos de suministro de energía suscritos por la Compañía son para cumplir con sus obligaciones de distribuir energía a los clientes.

En cumplimiento con la Ley de Electricidad del año 1997, la Compañía negoció la contratación de compra de energía a largo plazo con las empresas generadoras. Esta contratación cubre la mayor parte de la contribución de sus clientes regulados del total de la demanda pico de electricidad y trabaja para limitar cualquier costo de energía asociada. Históricamente, la Compañía contrata anualmente entre 95% a 99%, aproximadamente, del total de energía requerida a través de los contratos de compra de energía en el mercado de contratos. Al 30 de junio de 2015, la Compañía compró aproximadamente el 95%, de su energía requerida a través de contratos de compra de energía en el mercado de contratos. Estos contratos de compra incluyen tanto un cargo fijo basado en los requerimientos de capacidad de energía y un cargo variable basado en la energía consumida.

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA) es la responsable de preparar las licitaciones para la compra de energía por parte de las empresas de distribución. Las ofertas son recibidas, evaluadas y adjudicadas por ETESA. Luego son asignadas a cada empresa de distribución basadas en sus requerimientos. Las empresas de distribución están obligadas a firmar contratos basados en las ofertas adjudicadas.

La Compañía tiene varias obligaciones contractuales incondicionales a largo plazo, relacionadas con la compra de capacidad de energía. Los importes incrementales de pagos requeridos para tales obligaciones, se presentan a continuación:

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

Año	Obligaciones de pago
2015	74,141,695
2016	124,071,369
2017	120,391,623
2018	126,913,732
En lo sucesivo	1,078,537,803
Total	1,524,056,222

Al 30 de junio de 2015 la Compañía realizó erogaciones por B/.74,141,695 (2014: B/.44,214,919), en contratos incondicionales a largo plazo, registrado bajo compra de energía y cargos de transmisión, neto en el estado de ganancias o pérdidas.

La Compañía y el sindicato de trabajadores negocian cada cuatro años un Convenio Colectivo. El último expiró en el 2012 y el 4 de enero de 2013 fue firmado uno nuevo. Estos Convenios no mantienen ni consideran compromisos materiales adicionales a los descritos en la Nota 10.

26.2 Arrendamiento operativo

La Compañía firmó un acuerdo de arrendamiento operativo no revocable por siete años, cuya vigencia inició en mayo del 2007, para el uso de las oficinas y facilidades operativas. En octubre 2013 se solicitó la extensión automática por tres años adicionales al contrato de arrendamiento, quedando su vencimiento en abril 2017. Al 30 de junio de 2015, los pagos mínimos de alquiler requeridos por este arrendamiento no revocable que inician o se mantienen por un período superior a un año son:

	Obligaciones de pago
2015	282,688
2016	576,684
2017	194,113
Total	1,053,485

Al 30 de junio de 2015, el total de gastos de arrendamiento operativo fue de B/.1,000,499 (2014: B/.844,038).

26.3 Garantías

La Compañía ha otorgado garantías limitadas a las compañías generadoras con el propósito de proveer seguridad crediticia y cumplimiento de las obligaciones contraídas bajo los contratos de compra de energía. Estas garantías no son registradas en el estado de situación financiera, debido a que la Compañía considera que está en disposición de cumplir con lo establecido en los contratos y que por lo tanto, no es probable que las garantías sean requeridas. Los montos garantizados están limitados en función de la capacidad de energía y consumo de energía asociada estimada para un mes, y han sido establecidos para un período de doce meses con renovaciones automáticas, siempre que el contrato de compra de energía esté vigente.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

El monto agregado de las garantías de cumplimiento asciende a la suma de B/.60,700,901. Además, la Compañía ha emitido una garantía a favor de la ASEP por la suma de B/.15,000,000 en cumplimiento de la Cláusula 53 del Contrato de Concesión.

La Compañía mantiene cartas de crédito por la suma de B/.4,064,283 a favor de ETESA, como garantía del pago de los costos de transmisión y compra de energía en el mercado ocasional. Igualmente, mantiene carta de crédito a favor del Ente Operador Regulador – El Salvador por B/.423,764 para garantizar pago de compra de energía en el mercado regional.

26.4 Contrato de concesión

La Compañía tiene derecho exclusivo para instalar, poseer y operar una red de distribución de energía eléctrica y suministrar energía al consumidor final exceptuando los grandes consumidores, actualmente definidos como aquellos con demanda pico por sitio por encima de 100KW. Los grandes consumidores pueden elegir comprar directamente a los generadores o en el mercado ocasional.

El contrato de concesión fue suscrito el 22 de octubre de 1998 con una vigencia de 15 años. El 22 de octubre de 2012 el Regulador emitió el aviso de convocatoria para el proceso competitivo de libre concurrencia para la venta del paquete mayoritario de las acciones de la Compañía. El dueño actual, Panama Distribution Group, S. A. ("PDG"), puede participar en este proceso y si su oferta es igual o mayor que la oferta más alta presentada por otros competidores, entonces conservará la propiedad del paquete mayoritario de las acciones. Si por el contrario, otro competidor ofrece un precio mayor, entonces se le otorgará la propiedad a dicho competidor y el precio ofrecido se le entregará al propietario actual de las acciones ("PDG"). En cualquier caso, se otorgará una nueva concesión por 15 años sin pago alguno al Estado. El 15 de octubre de 2012 la ASEP emitió la Resolución No.5655 en la que establece que los propietarios actuales del Paquete Mayoritario se encuentran precalificados en su condición de operadores actuales de la concesión. De acuerdo al cronograma establecido por la ASEP, en junio de 2013, se llevó a cabo la precalificación de las empresas interesadas. El 9 de agosto de 2013 se verificó el acto de presentación de ofertas en el que PDG ganó la concesión por 15 años más. Dicho período de concesión comenzó el 22 de octubre de 2013.

El contrato de concesión establece disposiciones relacionadas con las obligaciones del concesionario en materia de prestación de servicio, se prohíbe la separación del paquete mayoritario de acciones, se obligan al envío de información técnica y financiera de forma periódica a la ASEP, cumplimiento de estándares técnicos de calidad, (normas de calidad, normas de medición y regulaciones de operación del CND), pago de la tasa de control, vigilancia y fiscalización de la ASEP, la cual no podrá ser transferida a los usuarios a través de la tarifa.

26.5 Contingencias

Como resultado de asuntos originados en el curso ordinario del negocio, la Compañía está o podría estar envuelta en demandas por procesos tributarios, laborales, civiles y regulatorios ante varias Cortes, comisiones regulatorias y agencias gubernamentales. La Compañía reconoce una provisión cuando es probable que un pasivo se haya incurrido y el monto de la pérdida asociada puede estimarse razonablemente. La Compañía no es capaz de predecir el resultado final de los distintos procesos judiciales, pero tras consideraciones sobre estas provisiones no se espera que los resultados finales de estos procesos tengan un efecto importante en la condición financiera ni en sus resultados operacionales.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

Al 30 de junio de 2015, la Compañía tiene registrados en libros la suma de B/.1,799,149 (31 de diciembre de 2014: B/.1,975,980), para cubrir posibles pérdidas que puedan darse producto de las reclamaciones de terceros. Estas reservas se presentan como "Provisión para Contingencias" en el estado de situación financiera.

Las provisiones se detallan como sigue:

	Reclamaciones legales	Compensaciones a clientes	Desmantelamiento	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2013	129,640	649,684	172,558	951,882
Incrementos	470,057	1,173,616	2,758	1,646,431
Provisión utilizada	(114,404)	(507,929)	-	(622,333)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	<u>485,293</u>	<u>1,315,371</u>	<u>175,316</u>	<u>1,975,980</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2014	485,293	1,315,371	175,316	1,975,980
Incrementos	10,849	678,768	1,395	691,012
Provisión utilizada	(5,000)	(862,843)	-	(867,843)
Saldo al 30 de junio de 2015	<u>491,142</u>	<u>1,131,296</u>	<u>176,711</u>	<u>1,799,149</u>

A continuación el caso más representativo:

26.6 Litigios

La ASEP a través de la Resolución AN No.3473-Elec de 7 de mayo de 2010, modificó la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2006, que contiene el Título IV del régimen tarifario de distribución y comercialización el cual, según su Artículo No.22, le faculta a la ASEP a revisar al final de cada período tarifario, el ingreso máximo permitido "IMP" aprobado versus los ingresos reales percibidos, a fin de determinar si las variaciones se encuentran dentro de un margen razonable. Para esta revisión, no se considerarán las variaciones en las ventas, en la cantidad y/o tipo de clientes y/o en los costos de insumos, o mano de obra, en forma diferente a lo reflejado por el IPC de la Contraloría General de la República.

A pesar de que el procedimiento para el cálculo y para la aplicación del ajuste por cualquier posible exceso aún no se ha definido y a la fecha no se ha establecido el "margen razonable" por parte de la ASEP, la posición de la Administración de la Compañía es que al 30 de junio de 2015 no existe una pérdida por contingencia a ser registrada en los estados financieros como consecuencia de esta Resolución, toda vez que solo han transcurrido seis meses de la aplicación de las tarifas resultante del Ingreso Máximo Permitido que estará vigente desde el 1 de Enero del 2015 al 30 de Junio del 2018 y no se ha observado mayores diferencias entre los ingresos reales con relación a los aprobados en el Ingreso Máximo Permitido. Cabe indicar que en el período tarifario Julio 2002-Junio 2006 la ASEP determinó que los ingresos reales de ENSA estaban aproximadamente 6.6% por encima del Ingreso Máximo Permitido y en vista de que no ordenó devolución alguna, esta empresa ha considerado tomar el 6.6% como el "margen razonable". Para el periodo Julio 2006- Junio 2010 la ASEP no ordenó ningún tipo de devolución. No obstante, en el Ingreso Máximo Permitido para el periodo que va de Julio 2014 a Junio 2018 aprobado mediante Resolución AN No 7656-Elec del 25 de julio 2014, la ASEP aplicó un descuento por el desfase anual entre las inversiones ejecutadas con relación a las inversiones aprobadas en el Ingreso Máximo Permitido para el periodo tarifario anterior (Julio 2010 a Junio 2014), sin haber confirmado si la empresa generó ingresos reales superiores al Ingreso Máximo Permitido en un margen mayor que el razonable aún sin definir, conforme la establece el Artículo No.22 de la Resolución JD-5863 del 17 de febrero de 2006. Esta empresa considera que la aplicación de este descuento no se enmarca dentro del citado Artículo 22, toda vez que el margen entre los ingresos reales y el ingresos máximo permitido, calculado por las empresa es del 4.5%; por lo cual se ha presentado una

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

apelación ante la Corte Suprema de Justicia. Es importante resaltar que de darse un desfase anual entre las inversiones ejecutadas con relación a las inversiones aprobadas en el Ingreso Máximo Permitido para el actual periodo tarifario (Julio 2014 a Junio 2018) que resulte nuevamente en la aplicación de un descuento, este descuento sería aplicado al Ingreso Máximo permitido que sería aprobado para el periodo Julio 2018 a Junio 2022.

27. Instrumentos financieros

27.1 Administración de riesgos financieros

La Compañía está expuesta a riesgos financieros que forman parte del giro del negocio. Se cuenta con una política enfocada a establecer cuáles son los riesgos financieros que pudiesen impactar negativamente el desempeño del negocio. La política de la Compañía contempla, entre otros, la elaboración de una matriz de riesgo en la cual se establecen los parámetros de medición, impacto y monitoreo que permiten tomar las medidas necesarias de prevención y control ante una situación de riesgo. Los riesgos son revisados por la Administración periódicamente con el propósito de actualizar el estatus de los mismos y hacerle frente oportunamente ante una eventualidad. Basado en lo anterior, la Compañía está expuesta, desde el punto de vista financiero, a los riesgos de mercado (tasa de cambio y tasa de interés), riesgos de crédito y riesgo de liquidez.

27.2 Riesgo de mercado

27.2.1 Riesgo de tasa de cambio

Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 la Compañía no ha realizado transacciones que generen activos y pasivos monetarios en otras monedas distintas al dólar americano que estén sujetos al riesgo de fluctuación cambiaria del dólar respecto a tales monedas extranjeras.

27.2.2 Riesgo de tasa de interés

La Compañía está expuesta al riesgo de tasa de interés debido a que contrae deuda a tasa de interés flotante. El riesgo es administrado por la Compañía manteniendo un adecuado balance entre tasa de interés fija y flotante contratadas. Al 30 de junio de 2015 la Compañía mantiene un 10% (2014: 10%) de la deuda contratada a tasa de interés flotante y un 90% (2014: 90%) a tasa de interés fija.

27.2.3 Análisis de sensibilidad de tasa de Interés

El análisis de sensibilidad de tasa de interés que se detalla ha sido determinado en base a la exposición de las tasas de interés en los instrumentos de endeudamiento financiero considerando que el costo de financiamiento debe tener un porcentaje de variación reducido. La postura de la Administración respecto a su estructura de financiamiento ha sido contratar la mayor parte de su deuda a tasa fija dentro de un rango por encima de un 85% y a tasa variable en un 15%. Un parámetro de 50 puntos básicos de aumento o disminución es usado internamente por la Administración para evaluar la razonabilidad de un posible efecto por cambio en la tasas de interés.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros**Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015**

	2015		2014	
	Variación tasa de interés		Variación tasa de interés	
	+ .50%	- .50%	+ .50%	- .50%
Efecto en resultado antes de impuestos	120,650	-120,650	126,830	-126,830

27.2.4 Riesgo de crédito

Los instrumentos financieros que potencialmente están sujetos al riesgo de crédito para la Compañía, son principalmente el efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, cuentas por cobrar a partes relacionadas y otros activos financieros.

Las instituciones financieras en las cuales la Compañía mantiene su efectivo y equivalente de efectivo son instituciones reconocidas y con calificaciones crediticias apropiadas. La Administración no considera que existan exposiciones al riesgo por parte de estas instituciones financieras.

27.2.5 Concentración del riesgo de crédito

La Compañía se dedica exclusivamente a la distribución y comercialización de la energía eléctrica a los clientes localizados en su zona de concesión. La Compañía no cree que exista un riesgo de pérdida significativo, como consecuencia de la concentración de crédito, dado que una gran cantidad de sus clientes que componen la cartera se encuentran dispersos geográficamente. Además, la Compañía considera que su riesgo potencial de crédito está cubierto adecuadamente por la provisión para cuentas de cobro dudoso.

27.2.6 Riesgo de liquidez

La Administración mantiene niveles de liquidez conservadores, adicionalmente mantiene facilidades de financiamiento de corto plazo que le brindan la flexibilidad necesaria para cumplir con sus obligaciones en el caso de ser necesario.

A continuación se presenta un análisis de los pasivos financieros de la Compañía por fecha de vencimiento. Este análisis se muestra según la fecha de vencimiento contractual y son flujos de efectivo sin descontar.

	Menos de 1 año	De 1 a 5 años	Más de 5 años
2015			
Cuentas por pagar por compra de energía	102,370,690	-	-
Deuda corto plazo	-	-	-
Deuda largo plazo	-	20,000,000	180,000,000
Totales	102,370,690	20,000,000	180,000,000
2014			
Cuentas por pagar por compra de energía	122,213,150	-	-
Deuda corto plazo	12,000,000	-	-
Deuda largo plazo	-	20,000,000	180,000,000
Totales	134,213,150	20,000,000	180,000,000

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros

Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

27.2.7 Administración de riesgo de capital

La Compañía administra su capital para asegurarse de poder continuar como negocio en marcha mientras se maximiza el retorno a los accionistas a través de la optimización de la deuda y el patrimonio. La estrategia de la Compañía no ha variado desde el año 1998.

La estructura de capital de la Compañía consiste de deuda neta (préstamos y emisión de bonos revelados en las Nota 17 neto del efectivo y equivalentes de efectivo) y el patrimonio (compuesto de capital en acciones, acciones en tesorería, otras utilidades integrales y utilidades retenidas).

La Compañía revisa la estructura de capital sobre una base trimestral. Como parte de esta revisión, la Administración considera el costo de capital y el riesgo asociado a cada clase de capital. La Compañía presenta un nivel de endeudamiento neto al 30 de junio de 2015 de 1.23 (2014: 1.17), determinado como la proporción del endeudamiento neto respecto al patrimonio.

Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, el índice de endeudamiento neto se detalla como sigue:

	2015	2014
Deuda (préstamos a corto plazo)	-	12,000,000
Emisión de bonos (deuda a largo plazo)	200,797,398	200,607,076
Efectivo y equivalentes de efectivo	<u>(4,764,289)</u>	<u>(4,214,886)</u>
Total deuda neta	<u>196,033,109</u>	<u>208,392,190</u>
Patrimonio	<u>159,905,653</u>	<u>177,963,767</u>
Índice de endeudamiento	<u>1.23</u>	<u>1.17</u>

28. Medición del valor razonable

La metodología establecida en la NIIF 13 Medición del valor razonable especifica una jerarquía en las técnicas de valoración con base en si las variables utilizadas en la determinación del valor razonable son observables o no. La Compañía determina el valor razonable con una base recurrente y no recurrente, así como para efectos de revelación:

- Con base en precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos idénticos a los que la Compañía puede acceder en la fecha de la medición (nivel 1).
- Con base en técnicas de valuación comúnmente usadas por los participantes del mercado que utilizan variables distintas de los precios cotizados que son observables para los activos o pasivos, directa o indirectamente (nivel 2).
- Con base en técnicas de valuación internas de descuento de flujos de efectivo u otros modelos de valoración, utilizando variable estimadas por la Compañía no observables para el activo o pasivo, en ausencia de variables observadas en el mercado (nivel 3).

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

Notas a los estados financieros
Por los seis meses terminados el 30 de junio de 2015

Técnicas de valoración y variables utilizadas por la Compañía en la medición del valor razonable para reconocimiento y revelación:

Propiedades de inversión medidos a valor razonable, para efectos de reconocimiento: se utiliza el precio cotizado en un avalúo específico de los bienes, estas partidas son clasificadas en el nivel 1 de la jerarquía de valor razonable.

Cuentas por cobrar clientes, cuentas por pagar, deuda a corto plazo y depósito de clientes: el monto acumulado se aproxima al valor razonable debido al corto vencimiento de estos instrumentos.

Deuda a largo plazo, para efectos de revelación: El valor razonable para la deuda a largo plazo de tasa fija que incluye las emisiones de bonos preferentes por B/.100,000,000 y por B/.80,000,000 ha sido determinado con datos de entrada de nivel 1 que utiliza precios cotizados en mercados activos para pasivos idénticos a los que la Compañía puede acceder en la fecha de medición. El valor razonable de la deuda a largo plazo con tasa de interés variable para la emisión de los bonos corporativos por B/.20,000,000 ha sido determinado con datos de entrada de nivel 3, utilizando una metodología de flujos de caja descontados con base a la información disponible del mercado. Estas estimaciones son subjetivas en naturaleza e involucra incertidumbres; en consecuencia, los resultados actuales pueden ser diferentes de las estimaciones realizadas.

El valor en libros y el valor razonable estimado de los pasivos de la Compañía que no se reconocen a valor razonable en el estado de situación financiera separado, pero requieren su revelación a valor razonable, a 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 son:

(cifras en miles de B/.)

	2015				2014				
	Valor en libros	Valor razonable estimado			Valor razonable estimado				
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Pasivos									
Bonos vencen 2021	101,639	120,517	-	-	120,517	118,674	-	-	118,674
Bonos vencen 2018	20,207	-	-	18,644	18,644	-	-	18,434	18,434
Bonos vencen 2017	78,951	79,374	-	-	79,374	79,974	-	-	79,974
Total	200,797	199,891	-	18,644	218,535	198,648	-	18,434	217,082

29. Eventos subsecuentes

La Compañía evaluó todos los eventos y transacciones que tomaron lugar entre la fecha del balance general y la fecha en que los estados financieros fueron emitidos y determinó que no se requieren revelaciones adicionales.
