



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

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

Trimestre terminado al 30 de septiembre de 2014

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

DIRECCIÓN DE CORREO ELECTRÓNICO: ensa@ensa.com.pa

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 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 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.

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 NUEVE (9) MESES TERMINADOS AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014.

1. Liquidez

La siguiente tabla resumen presenta el flujo de efectivo de ENSA durante los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2014 y 2013:

Por actividad: (en miles de Balboas)	Nueve meses terminados 30 de Septiembre	
	2014	2013
Efectivo neto (utilizado en) provisto por:		
Actividades de Operación	(8,184)	29,316
Actividades de Inversión	(36,314)	(36,231)
Actividades de Financiamiento	41,750	(31,018)
Aumento (disminución) en el efectivo	(2,748)	(37,933)
Efectivo al inicio del período	4,958	41,774
Efectivo al final del período	2,210	3,841

Efectivo en actividades de operación.

El efectivo neto utilizado en las actividades de operación para los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2014 fue de B/. 8.2 millones, una disminución de B/.37.5 millones al compararlo con el mismo periodo del año anterior. Esta disminución se deriva principalmente por los subsidios otorgados a los clientes por parte del gobierno y que aún no han sido reembolsados a la compañía en su totalidad.

La utilidad neta se mantuvo sin variaciones significativas para los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2014, al compararla con el mismo periodo del año anterior.

El pago en impuesto sobre la renta disminuyó en B/. 22.9 millones durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014, en comparación al mismo periodo del 2013. Esto es consecuencia principalmente del incremento en los costos de compra por alzas en los precios del combustible lo cual genera reducción en la renta gravable.

Las cuentas de capital de trabajo (excluyendo el pago en impuesto sobre la renta e intereses pagados) resultaron en una disminución en el efectivo operativo por B/.37.2 millones para los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2014. Esta reducción obedece principalmente a aumento en las cuentas por cobrar clientes por B/.18.9 millones y aumento en el subsidio de gobierno por B/.65.3 millones, parcialmente contrarrestado por un aumento en las cuentas por pagar comerciales y otros pasivos por B/.50 millones.

Efectivo en actividades de inversión.

Las erogaciones de capital para los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2014 fue por B/.36.3 millones. Este monto se asemeja con las erogaciones realizadas en el mismo período del año anterior. Estos desembolsos están relacionados con el programa de inversión que ejecuta la Compañía a su red de distribución eléctrica, que incluyen entre otros proyectos la expansión de la red de distribución y construcción de nuevas subestaciones.

Efectivo en actividades de financiamiento.

El efectivo provisto por las actividades de financiamiento fue de B/.41.7 millones para los nueve terminados al 30 de septiembre de 2014, comparados a B/. 31.0 millones de efectivo utilizado por ENSA en sus actividades de financiamiento para los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2013.

Se obtuvo efectivo por B/.43 millones a través de líneas de crédito para cumplir con los pagos de compra de energía en consecuencia al atraso por parte del gobierno en reembolsar los subsidios otorgados a los clientes para los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2014.

El efectivo utilizado para los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2013, se debe principalmente al pago de B/.35.3 millones en dividendos a los accionistas de ENSA.

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 septiembre de 2014 la Compañía mantiene contratos para facilidades de líneas de crédito por un total de B/.122.0 millones y para la misma fecha cerró con deuda a corto plazo por el uso de estas líneas rotativas por B/.43.0 millones.

Al 30 de septiembre de 2014 la Compañía mantiene endeudamiento neto de B/. 239.6 millones, compuesto por deuda a largo plazo, producto de la emisión de bonos y deuda de corto plazo. Como consecuencia de los endeudamientos, la relación Deuda Total/EBITDA resultó en 2.90(*), 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.

(en miles de Balboas)

$$\frac{DeudaTotal}{EBITDA} = ÍndiceFinanciero \frac{239,663}{82,592} = 2.90$$

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



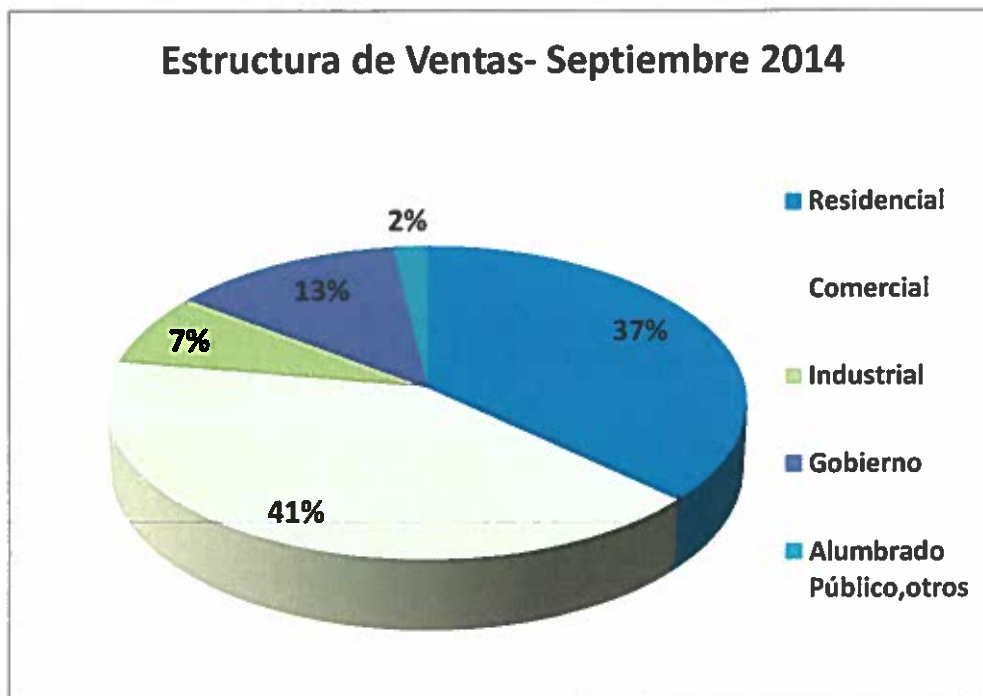
3. Resultado de las operaciones

(en miles de Balboas)	Nueve meses terminados 30 de Septiembre		Variación
	2014	2013	
Ventas de energía	518,740	399,660	119,080
Otros ingresos	10,093	11,062	(969)
Total ingresos	528,833	410,722	118,111

a. Ingresos

El consumo de energía eléctrica acumulado al mes de semestre 2014 alcanzó los 2,230.1 GWh, reflejando un crecimiento de 92.5 GWh o 4.3%, con respecto al mismo periodo del año anterior. El principal aporte en el consumo se dio en los sectores residencial y comercial que entre ambos representan 78% del consumo total. Al 30 de septiembre de 2014 la empresa cuenta con un promedio de 396,815 clientes facturados, 15,424 clientes más en comparación con el mismo periodo del año 2013, lo que representa un crecimiento neto acumulado de 4.0%. Es importante destacar que el 92% de los clientes son residenciales y consumen el 36% de la energía; el sector comercial e industrial representan el 7.0% de los clientes con un consumo del 49%, el sector gubernamental representa el 1% de los clientes con un consumo del 13% y el 2% de consumo restante se le atribuye al alumbrado público.

El total de ingresos acumulados a septiembre 2014 suma un total de B/.528.8 millones, un crecimiento de B/.118.1 millones o de 28.7% respecto al mismo periodo del año anterior. Este incremento se debe principalmente a que el componente de sobrecostos transferibles (pass-through) se incrementó en B/.111.5 millones el cual fue impactado principalmente por aumento en los costos de compra de energía.



b. Costos

El costo total de compra de energía y cargos de transmisión, neto acumulado al 30 de septiembre de 2014 suman un total de B/. 436.8 millones, lo que representa un crecimiento de B/.114.8 millones con respecto al mismo periodo del año anterior y se desglosa en el siguiente cuadro:

<u>(en miles de Balboas)</u>	<u>Nueve meses terminados</u>		<u>Variación</u>
	<u>30 de Septiembre</u>		
	<u>2014</u>	<u>2013</u>	
Compra de energía y cargos de transmisión	421,660	308,957	112,703
Cargo de Transmisión	15,177	13,065	2,112
Total costos de compra	436,837	322,022	114,815

La incremento de B/.114.8 millones en los costos de compra de energía y transmisión con respecto al periodo anterior, se da principalmente por un mayor precio de la energía, por cambio en la estructura de compra (mayor generación térmica) y también por el crecimiento en el volumen de compra de energía que alcanzó a septiembre 2,525.2 GWh, reflejando un crecimiento del 4.4% con respecto al mismo periodo del año anterior.

c. Gastos Operativos:

Los gastos de operaciones acumulados a septiembre 2014 suman un total de B/.50.4 millones o un incremento de 11.0% al compararlo con el año anterior. Los principales aumentos en los gastos respecto al año anterior se describe a continuación:

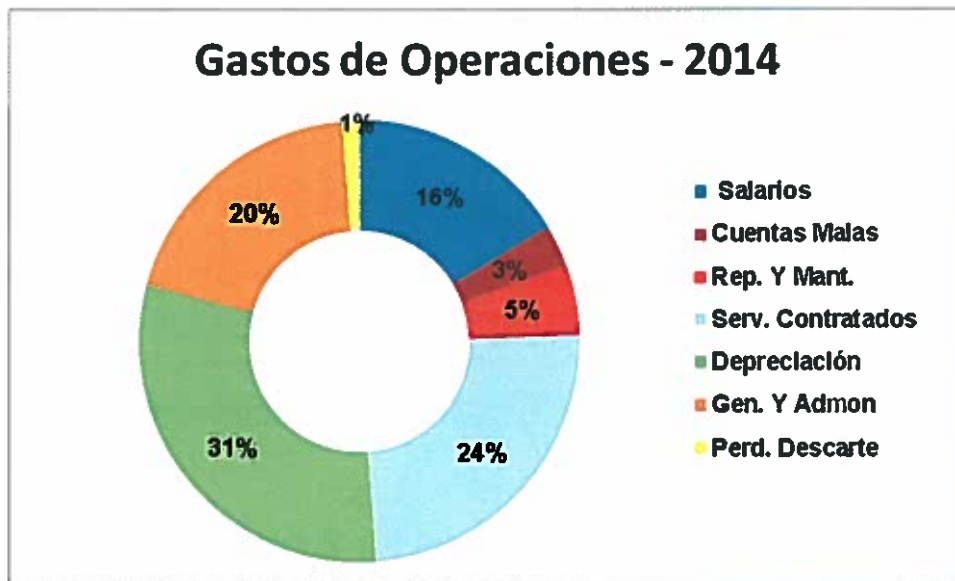
Salarios y prestaciones refleja un aumento de 13%, derivado principalmente por un incremento en el número de empleados correspondiente a vacantes que han sido contratadas.

En la Provisión para cuentas de cobro dudoso, se observa un crecimiento de 49% o de B/.521 mil, el cual está relacionado principalmente a un incremento en la morosidad de la cartera de clientes del sector residencial debido a un desfase de carácter temporal en los procesos de entrega de facturación y cortes de suministro los cuales afectaron el proceso de gestión de cobro durante el tercer trimestre. Lo anterior, se atribuye a la entrada en funcionamiento del nuevo sistema comercial (SAP ISU-CRM), lo cual debe ir normalizándose una vez concluya el periodo de estabilización.

El gasto de Administrativos y otros presenta un incremento de 43% 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 y por el efecto de un ajuste no recurrente producto de una reversión en el gasto de Tasas e impuestos varios para el periodo terminado al 30 de septiembre de 2013 por B/.0.5 millones.

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

(en miles de balboas)	Nueve meses terminados 30 de septiembre de 2014			
	2014	2013	Variación	Var%
Salarios y otros costos relacionados con personal	8,229	7,260	969	13%
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto	1,581	1,060	521	49%
Reparación y mantenimiento	2,540	2,593	(53)	-2%
Servicios contratados	12,249	12,003	246	2%
Depreciación y amortización	15,312	14,979	333	2%
Administrativos y otros	9,885	6,926	2,959	43%
Pérdida en venta y descarte de activo fijo	620	417	203	49%
	50,416	45,238	5,178	11%



d. Gastos de Intereses:

El gasto de interés acumulado al 30 de septiembre 2014 suma un total de B/.8.7 millones que comparados con el mismo período del año anterior representa un aumento de B/.266 mil 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.

4. Análisis de perspectivas

Se espera que en los próximos meses se reduzca el costo de compra de la energía, debido al incremento de la generación hidroeléctrica, y por la entrada de nuevos contratos que reducirán la compra de energía en el mercado ocasional. Esta reducción debe resultar en un menor costo por pérdida no reconocida en tarifa.

5. Hechos de importancia

Los estados financieros de la Compañía a partir del 1 de enero de 2014 (fecha de adopción) se presentan bajo Normas Internacionales de Información Financiera. Como parte del proceso de adopción se establecieron los saldos de apertura del balance general al 1 de enero de 2013 y el período de 2013 como año de transición.



II PARTE

II Parte				
Elektra Noreste, S.A.				
(propiedad 51% de Panama Distribution Group, S.A.)				
Resumen Financiero Trimestral				
(En Miles de Balboas)				
	Sep 2014	Jun 2014	Mar 2014	Dic 2013
<u>Estado de Resultados ⁽¹⁾</u>				
Ventas o Ingresos Totales	177,062	182,917	168,854	139,612
Margen Operativo	36,767	27,753	27,475	26,927
Gastos Generales y Administrativos	19,137	15,665	15,614	14,901
Ingreso Operativo	17,630	12,088	11,861	12,026
Gastos Financieros	2,936	2,969	2,854	2,721
Utilidad Neta	9,835	9,307	8,484	8,636
Acciones Emitidas y en Circulación	49,840	49,840	49,840	49,840
Depreciación y Amortización	5,326	5,036	4,950	4,493
EBITDA	22,268	21,146	19,784	19,394
<u>Balance General</u>				
Activo Circulante	197,855	190,417	154,721	115,799
Activos Totales	583,665	572,235	525,429	466,673
Pasivo Circulante	196,347	195,024	164,952	119,913
Deuda a Corto Plazo	43,000	44,000	28,000	0
Deuda a Largo Plazo	196,663	196,613	196,484	196,215
Capital Pagado	106,099	106,099	106,099	106,099
Utilidades Retenidas	61,458	52,638	43,323	34,992
Total Patrimonio	167,327	158,737	149,422	141,091
<u>Razones Financieras</u>				
Utilidad/Acción	0.20	0.19	0.17	0.17
Deuda Total/Patrimonio	1.43	1.52	1.50	1.39
Capital de Trabajo	1,508	-4,607	-10,231	-4,114
Razón Corriente	1.01	0.98	0.94	0.97
Utilidad Operativa / Gastos Financieros	6.0	4.1	4.2	4.4

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:
27 de noviembre de 2014

Apoderado



Javier Pariente
Vicepresidente Ejecutivo y Gerente General



Elektra Noreste, S. A.

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

Estados Financieros

30 de septiembre de 2014

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

Índice para los Estados Financieros
30 de septiembre de 2014

	Páginas
Informe de la Administración	1
Estados Financieros:	
Balances Generales	2
Estado de Resultados Integrales	3
Estado de Cambios en el Patrimonio de los Accionistas	4
Estado de Flujos de Efectivo	5
Notas a los Estados Financiero	6 - 24

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 balances generales al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, y los estados de resultados, de cambios en el patrimonio de los accionistas y de flujos de efectivo por los nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2014 y 2013, 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 septiembre de 2014, y su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los nueve meses terminados en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.



Eric Morales
CPA No.1769

Panamá, 27 de noviembre de 2014

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

Balances Generales (no auditados)
30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013

Activos	Nota	2014	2013	Pasivos y patrimonio de los accionistas	Nota	2014	2013
Activos corrientes				Pasivos corrientes			
Efectivo		B/. 2,210,141	B/. 4,958,418	Generación y transmisión		B/. 109,646,448	B/. 77,147,180
Clientes y otros, neto	3	105,512,011	88,085,194	Proveedores		14,734,796	14,163,737
Subsidio de gobierno	4	61,208,397	-	Contratos de construcción		18,155,963	15,162,943
Inventario		18,496,702	15,436,938	Subsidio del gobierno	4	-	4,069,994
Impuesto pagado por Adelantado		9,803,814	2,003,465	Depósitos de clientes		2,381,018	2,133,020
Otros activos corrientes		624,083	380,168	Retenciones de impuestos a empleados		312,484	432,457
Total activos corrientes		<u>197,855,148</u>	<u>110,864,183</u>	Intereses por pagar sobre deuda		2,889,121	3,801,163
				Gastos acumulados por pagar		5,227,176	2,806,367
Activos no corrientes				Deuda a corto plazo	6	43,000,000	-
Impuesto sobre la renta diferido	5	1,931,849	1,740,975	Total pasivos corrientes		<u>196,347,006</u>	<u>119,716,861</u>
Intangibles, neto		15,023,531	7,659,647	Pasivos no corrientes			
Propiedades de inversión		1,697,505	1,697,505	Impuesto sobre la renta diferido	5	10,852,609	3,080,893
Otros activos no corrientes		1,681,428	2,036,119	Depósitos de clientes		4,893,541	4,565,510
Propiedad, planta y equipos, neto		<u>354,983,208</u>	<u>341,982,064</u>	Provisión para contingencias	9	696,791	302,198
Total activos no corrientes		<u>375,317,521</u>	<u>355,116,310</u>	Beneficios a empleados		452,421	459,424
				Otros pasivos acumulados		3,285,701	3,456,181
				Deuda a largo plazo	6,10	<u>196,662,763</u>	<u>196,391,986</u>
				Total pasivos no corrientes		<u>216,843,826</u>	<u>208,256,192</u>
				Compromisos y contingencias	9		
				Patrimonio de los accionistas:			
				Acciones comunes autorizadas y emitidas: 50,000,000			
				acciones sin valor nominal; 160,031 acciones en tesorería		106,098,875	106,098,875
				Otras pérdidas integrales acumuladas		(230,312)	(243,383)
				Utilidades no distribuidas		<u>61,458,290</u>	<u>35,081,975</u>
				Total de patrimonio de los accionistas		<u>167,326,853</u>	<u>140,937,467</u>
Total de activos		<u>573,172,669</u>	<u>465,980,493</u>	Impuesto diferido asociado con cuenta regulatoria diferida		<u>3,147,864</u>	<u>1,255,726</u>
Saldo débito en cuenta regulatoria diferida	8	<u>10,492,880</u>	<u>4,185,753</u>	Total pasivos, patrimonio de los accionistas y saldo crédito en cuenta regulatoria diferida		<u>B/. 583,665,549</u>	<u>B/. 470,166,246</u>
Total de activos y saldo débito en cuenta regulatoria diferida		<u>B/. 583,665,549</u>	<u>B/. 470,166,246</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 Resultados Integrales (no auditados)

Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014 y 2013

	Notas	Nueve meses terminados 30 de septiembre		Tres meses terminados 30 de septiembre	
		2014	2013	2014	2013
Ingresos:					
Ventas de energía		B/. 518,739,877	B/. 399,660,376	B/. 174,102,219	B/. 135,158,026
Otros ingresos		<u>10,092,943</u>	<u>11,061,953</u>	<u>2,959,289</u>	<u>3,375,680</u>
Total de ingresos		<u>528,832,820</u>	<u>410,722,329</u>	<u>177,061,508</u>	<u>138,533,706</u>
Compra de energía y cargos de transmisión, neto	7	<u>436,837,095</u>	<u>322,021,860</u>	<u>140,294,554</u>	<u>107,611,770</u>
Margen bruto en distribución		<u>91,995,725</u>	<u>88,700,469</u>	<u>36,766,954</u>	<u>30,921,936</u>
Gastos de operaciones:	7				
Salarios y otros costos relacionados con personal		8,229,479	7,260,482	2,252,419	1,948,076
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto de recuperaciones		1,581,017	1,059,991	695,478	457,513
Reparación y mantenimiento		2,540,112	2,592,927	1,047,100	874,752
Servicios profesionales		12,249,043	12,002,593	4,323,565	4,167,640
Depreciación y amortización		15,311,652	14,979,098	5,326,184	4,994,212
Administrativos y otros		9,884,651	6,926,200	5,007,124	2,907,526
Pérdida en descarte de activo fijo		620,579	416,780	485,167	29,781
Total de gastos de operaciones		<u>50,416,533</u>	<u>45,238,071</u>	<u>19,137,037</u>	<u>15,379,500</u>
Ganancias en operaciones		<u>41,579,192</u>	<u>43,462,398</u>	<u>17,629,917</u>	<u>15,542,436</u>
Ingresos financieros		300,260	340,197	56,695	73,308
Gastos financieros		<u>(8,758,104)</u>	<u>(8,492,439)</u>	<u>(2,935,871)</u>	<u>(2,867,718)</u>
Utilidad antes del impuesto sobre la renta		<u>33,121,348</u>	<u>35,310,156</u>	<u>14,750,741</u>	<u>12,748,026</u>
Impuesto sobre la renta	5				
Corriente		2,325,208	11,531,932	2,332,070	2,162,501
Diferido (beneficio)		<u>7,584,843</u>	<u>(1,162,545)</u>	<u>2,101,470</u>	<u>1,439,008</u>
Total de impuesto sobre la renta		<u>9,910,051</u>	<u>10,369,387</u>	<u>4,433,540</u>	<u>3,601,509</u>
Utilidad para el período antes de movimiento neto de las cuentas regulatorias diferidas		<u>23,211,297</u>	<u>24,940,769</u>	<u>10,317,201</u>	<u>9,146,517</u>
Movimiento neto de cuenta regulatoria diferida relacionada a ganancia o (pérdida)	8	6,307,126	3,176,000	(688,264)	57,000
Movimiento neto en el impuesto diferido activo (pasivo) derivado de cuenta regulatoria diferida relacionada a ganancia o (pérdida)		<u>1,892,138</u>	<u>952,800</u>	<u>(206,479)</u>	<u>17,100</u>
Utilidad neta para el período y movimiento neto de cuenta regulatoria diferida		<u>27,626,285</u>	<u>27,163,969</u>	<u>9,835,416</u>	<u>9,186,417</u>
Otras utilidades integrales					
Revaloración de pasivo por beneficios a empleados		9,070	-	-	-
Total de utilidades integrales		<u>B/. 27,635,355</u>	<u>B/. 27,163,969</u>	<u>B/. 9,835,416</u>	<u>B/. 9,186,417</u>
Utilidad neta para el período y movimiento neto de cuenta regulatoria diferida atribuible a:					
Participación controladora		14,133,607	13,897,087	5,031,799	4,699,771
Participación no controladora		<u>13,492,678</u>	<u>13,266,882</u>	<u>4,803,617</u>	<u>4,486,646</u>
		<u>27,626,285</u>	<u>27,163,969</u>	<u>9,835,416</u>	<u>9,186,417</u>
Total utilidades integrables atribuible a:					
Participación controladora		14,138,248	13,897,087	5,031,799	4,699,771
Participación no controladora		<u>13,497,107</u>	<u>13,266,882</u>	<u>4,803,617</u>	<u>4,486,646</u>
		<u>27,635,355</u>	<u>27,163,969</u>	<u>9,835,416</u>	<u>9,186,417</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 (no auditados)**Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014 y 2013**

	Acciones Comunes	Acciones en Tesorería	Otras Pérdidas Integrales Acumuladas	Utilidades no Distribuidas	Total
Saldo al 1 de enero de 2013	B/. 106,642,962	B/. (544,087)	B/. (110,195)	B/. 35,300,149	B/. 141,288,829
Dividendos pagados				(35,276,880)	(35,276,880)
Impuesto complementario, neto				741,035	741,035
Utilidad neta	-	-	-	27,163,969	27,163,969
Saldo al 30 de septiembre de 2013	<u>B/. 106,642,962</u>	<u>B/. (544,087)</u>	<u>B/. (110,195)</u>	<u>B/. 27,928,273</u>	<u>B/. 133,916,953</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2013	106,642,962	(544,087)	(243,383)	35,081,976	140,937,468
Revaloracion de pasivo por beneficios empleados neto de impuesto sobre la renta			13,071	-	13,071
Impuesto complementario pagado				(1,249,971)	(1,249,971)
Utilidad neta	-	-	-	27,626,285	27,626,285
Saldo al 30 de septiembre de 2014	<u>B/. 106,642,962</u>	<u>B/. (544,087)</u>	<u>B/. (230,312)</u>	<u>B/. 61,458,290</u>	<u>B/. 167,326,853</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.)

Estados de Flujos de Efectivo (no auditados)**Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014 y 2013**

	2014	2013
Flujos de efectivo por las actividades de operación:		
Utilidad neta	B/. 27,626,285	B/. 27,163,969
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación y amortización	15,311,652	14,979,098
Pérdida en descarte de activo fijo	620,579	416,780
Provisión de cuentas de dudoso cobro, neto de recuperación	1,581,017	1,059,991
Valoración en propiedades de inversión	-	(973,300)
Amortización de descuento de deuda	270,777	193,694
Impuesto sobre la renta diferido e impuesto diferido de cuentas regulatorias	9,476,981	(209,744)
Movimiento neto en cuentas regulatorias diferidas	(6,307,127)	(3,176,000)
Cambios en activos y pasivos de operación:		
Cuentas por cobrar	(18,991,052)	(16,332,921)
Subsidio del gobierno	(65,278,391)	26,715,433
Inventario	(3,059,764)	(434,739)
Otros activos	110,776	(681,640)
Cuentas por pagar comerciales y otros pasivos	50,042,282	22,419,633
Pasivo por beneficios a empleados	2,067	204,271
Impuesto sobre la renta pagado	(10,047,089)	(32,989,526)
Intereses pagados	(9,543,258)	(9,038,514)
Efectivo neto (utilizado) provisto por las actividades de operación	<u>(8,184,265)</u>	<u>29,316,485</u>
Flujos de efectivo utilizado por las actividades de inversión:		
Producto de la venta de activo fijo	B/. 83,462	B/. 107,899
Inversiones de capital	<u>(36,397,503)</u>	<u>(36,339,045)</u>
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(36,314,041)</u>	<u>(36,231,146)</u>
Flujos de efectivo por las actividades de financiamiento:		
Deuda a corto plazo	B/. 43,000,000	B/. 5,000,000
Dividendos pagados	-	(35,276,880)
Impuesto complementario pagado, neto	<u>(1,249,971)</u>	<u>(741,035)</u>
Efectivo neto provisto (utilizado) en las actividades de financiamiento	<u>41,750,029</u>	<u>(31,017,915)</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo:		
Disminución neta en el efectivo	(2,748,277)	(37,932,576)
Efectivo al inicio del año	<u>4,958,418</u>	<u>41,773,932</u>
Efectivo al final del año	<u>B/. 2,210,141</u>	<u>B/. 3,841,356</u>

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

1. Naturaleza de las Operaciones

Elektra Noreste, S. A., la (“Compañía”), 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, 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 y energía en la zona de concesión.

De acuerdo con el contrato de concesión descrito en la Nota 8, 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 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.

Bases de Presentación

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”).

Los estados financieros han sido preparados sobre la base de costo histórico.

2. Resumen de las 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:

2.1 Efectivo y Equivalentes de Efectivo

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

2.2 Cuentas por Cobrar

Las cuentas por cobrar se registran en base al importe facturado y generan intereses por los saldos morosos. Los intereses se aplican 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 y se reconocen como ingreso al

Notas a los Estados Financieros
Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014 y 2013

momento de su realización mediante el cobro. 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 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 (off-balance-sheet), relacionado a sus clientes.

2.3 Inventario

Los inventarios incluyen principalmente materiales y suministros para consumo interno y prestación del servicio. Las herramientas y repuestos son consideradas parte del inventario, pero clasificadas como activos no circulantes.

Los inventarios se valoran utilizando el método del promedio ponderado y su costo incluye los costos 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 del servicio y consumo interno, el valor neto realizable es el costo de reposición.

2.4 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 los balances generales, 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 útil 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 costes 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 septiembre de 2014 y 2013, 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 los estados de resultados.

Notas a los Estados Financieros
Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014 y 2013

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:

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

2.5 *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 los estados de resultados.

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.

2.6 *Impuesto sobre la Renta*

El impuesto sobre la renta del año comprende tanto el impuesto corriente, como el impuesto diferido. El impuesto sobre la renta 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 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 los estados de resultados 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.

2.7 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 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 corriente.

2.8 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 9)

2.9 Beneficios Empleados

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. 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 Progreso, S. A., quien actúa como fiduciario para asegurar el pasivo por fondo de cesantía. La Compañía califica esta obligación como beneficios a empleados de post-empleo y aplica por consiguiente 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 resultados. 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.

2.10 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 Estado 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 Estado Panameño posee el 48.25% de 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.



2.11 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 al 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 balances generales 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 balances generales 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.

2.12 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 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 aún no ha sido facturada. Se registra como energía suministrada no facturada como parte de las cuentas por cobrar - clientes en los balances generales, el cual es calculado en base al promedio real diario de energía y las tarifas aplicables aprobadas a los clientes regulados 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 los estados de resultados.

2.13 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 el período reportado. 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 asociadas con el deterioro de activos, pérdidas por contingencia, recuperación o reembolso en cuentas regulatorias diferidas e ingreso no facturado.

2.14 Intangible Neto

Los intangibles de la Compañía consisten en 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. La Compañía reconoce también como activo intangible 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.

2.15 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.

2.16 Medio Ambiente

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.

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 Empresa. 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 periodo. El cambio en el valor de la provisión asociado al paso del tiempo se reconoce como un gasto financiero en el estado de resultado. 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.

2.17 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



2.18 Unidad Monetaria

Los registros se llevan en balboas y los estados financieros están expresados en esta moneda. El balboa, unidad monetaria de la República de Panamá, está a la par y es de libre cambio con el dólar de los Estados Unidos de América. La República de Panamá no emite papel moneda y en su lugar utiliza el dólar norteamericano como moneda de curso legal.

2.19 Nuevos Pronunciamientos

La Norma Internacional de Información Financiera 13 “Medición del Valor Razonable” (NIIF 13): define valor razonable; establece en una sola NIIF un marco para la medición del valor razonable; y requiere información a revelar sobre las mediciones del valor razonable. Esta norma se aplicará cuando otra NIIF requiera o permita mediciones a valor razonable o información a revelar sobre mediciones a valor razonable (y mediciones, tales como valor razonable menos costos de venta, basados en el valor razonable o información a revelar sobre esas mediciones), excepto en circunstancias específicas. La NIIF 7 se aplicará para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2013. Se permite su aplicación anticipada.

Esta norma explica la forma de medir el valor razonable en la información financiera. No se exigen mediciones del valor razonable además de las ya requeridas o permitidas por otras NIIF y no se pretende establecer normas de valoración o afectara las prácticas de valoración al margen de la información financiera.

La NIIF 7 se aplica a todos los riesgos que surjan de todos los instrumentos financieros, excepto los enumerados en su párrafo 3. La NIIF 7 se aplica a todas las entidades, incluyendo a las que tienen pocos instrumentos financieros (por ejemplo, un fabricante cuyos únicos instrumentos financieros sean partidas por cobrar y acreedores comerciales) y a las que tienen muchos instrumentos financieros (por ejemplo, una institución financiera cuyos activos y pasivos son mayoritariamente instrumentos financieros).

Sin embargo, el alcance de la información a revelar requerida depende de la medida en que la entidad haga uso de instrumentos financieros y de su exposición al riesgo. La información a revelar cuantitativa da información sobre la medida en que la entidad está expuesta al riesgo, basándose en información provista internamente al personal clave de la dirección de la entidad. Juntas, esta información a revelar da una visión de conjunto del uso de instrumentos financieros por parte de la entidad y de la exposición a riesgos que éstos crean. La Enmienda a la NIIF 7, “Información a Revelar-Compensación de Activos Financieros y Pasivos Financieros” emitido en diciembre de 2011, modificó la información a revelar requerida para incluir información que permitirá a los usuarios de los estados financieros de una entidad evaluar el efecto o efecto potencial de los acuerdos de compensación, incluyendo los derechos de compensación asociados con los activos financieros reconocidos y pasivos financieros reconocidos de la entidad sobre la situación financiera de la misma. Esta enmienda es efectiva para periodos anuales que inicien en o después del 1 de enero de 2013.

IFRIC 21 “Gravámenes”, esta interpretación de la Norma Internacional de Contabilidad 37, “Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes”, provee una guía de cuando una entidad debe reconocer un pasivo producto de un gravamen impuesto por el gobierno distinta al impuesto sobre la renta en sus estados financieros. Esta interpretación es efectiva para periodos que inicien en o después del 1 de enero de 2014.

Enmienda de la NIC 36, “Deterioro de Activos”. La enmienda aclara el alcance de las revelaciones acerca de la recuperabilidad de los activos deteriorados, limitando los requerimientos de información a su valor recuperable, con base en el valor razonable menos los costos de disposición. Esta enmienda es efectiva para períodos anuales que inicien en o después del 1 de enero 2014.

NIIF 14 “Cuentas de Diferimientos de Actividades Reguladas”. Esta norma permite que una entidad que adopta las NIIF continúe utilizando, en sus primeros estados financieros, sus políticas contables según PCGA anteriores para el reconocimiento, medición, deterioro de valor y baja en cuentas de los saldos de las cuentas de diferimientos de actividades reguladas, requiere que las entidades presenten los saldos de las cuentas de diferimientos de actividades reguladas como partidas separadas en el estado de situación financiera, presenten

Notas a los Estados Financieros
Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014 y 2013

los movimientos en dichos saldos de las cuentas como partidas separadas en el estado del resultado del periodo y requiere revelar información específica para identificar la naturaleza y riesgos asociados con la regulación de tarifas que han dado lugar al reconocimiento de saldos de las cuentas de diferimientos de actividades reguladas de acuerdo con esta norma.

Una entidad aplicará esta norma en sus primeros estados financieros para periodos que inicien a partir del 1 de enero de 2016. Se permite su aplicación anticipada. La Compañía ha adoptado esta norma de manera anticipada.

En opinión de la Administración, la aplicación de estas normas, interpretaciones y enmiendas no han tenido un efecto significativo en los estados financieros de la Compañía.

3. Cuentas por Cobrar - Clientes y Otras, Neto

Al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 las cuentas por cobrar – clientes y otras, se presentan a continuación:

	Septiembre 30,	Diciembre 31,
	2014	2013
Clientes (Nota 8)	B/. 79,831,611	B/. 67,941,941
Gobierno y entidades municipales	<u>22,624,000</u>	<u>18,766,254</u>
	102,455,611	86,708,195
Energía suministrada no facturada	12,367,290	9,872,600
Otras	<u>3,914,836</u>	<u>3,035,595</u>
	118,737,737	99,616,390
Provisión para cuentas de cobro dudoso	<u>(13,225,726)</u>	<u>(11,531,196)</u>
	B/. 105,512,011	B/. 88,085,194

Al 30 de septiembre de 2014, la Compañía no realizó cargos contra la provisión para cuentas de cobro dudoso (31 de diciembre de 2013: B/.54,642) y se recuperaron saldos de cuentas previamente dadas de baja por la suma de B/.113,513 (30 de septiembre de 2013: B/.301,736).

4. Subsidio del gobierno

Al 30 de septiembre de 2014, el monto de Subsidio de gobierno por B/.61,208,397 incluye saldos adeudados por subsidios otorgados por el gobierno a los clientes a través del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) por B/.12,306,714, del Fondo de Compensación Energética (FACE) por B/.31,034,982 y del Cargo por Variación de Combustible por B/.17,866,701. El FET se le otorga a clientes con un consumo menor a los 400 KWh por mes (al 31 de diciembre de 2013 se otorgaba hasta los 450KWh) 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 periodos 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

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

Notas a los Estados Financieros
Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014 y 2013

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.

Al 31 de diciembre de 2013, el monto de Subsidio de Gobierno por pagar de B/.4,069,994 incluye saldos adeudados por subsidios otorgados por el gobierno a los clientes a través del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) por B/.4,031,006 y del Fondo de Compensación Energética (FACE) por B/.193,000, los cuales se presentan netos de B/.8,294,000 de saldo crédito por la actualización mensual parcial que corresponde al diferencial de costos por devolver del segundo semestre de 2013. El diferencial crédito por actualización mensual parcial fue cancelado conforme a lo indicado en la Resolución AN-7066 Elec del 30 enero de 2014.



Notas a los Estados Financieros
Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014 y 2013

5. 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 al 30 de septiembre de 2014 y 2013, y el impuesto calculado usando la tasa estatutaria promulgada de impuesto de 30% para ingreso antes del impuesto sobre la renta reportado en los estados financieros es atribuible a lo siguiente:

	Septiembre 30, 2014	Septiembre 30, 2013
Impuesto sobre la renta:		
Cálculo a la tasa estatutaria	B/. 9,936,404	B/. 10,593,047
Disminución del impuesto sobre la renta debido a ingresos no gravables	(77,244)	(248,033)
Ajuste al impuesto sobre la renta del año anterior	(402)	3,206
Aumento en impuesto sobre la renta debido a gastos no deducibles	<u>51,293</u>	<u>21,167</u>
Total de impuesto sobre la renta	<u>B/. 9,910,051</u>	<u>B/. 10,369,387</u>

El impuesto sobre la renta diferido activo y pasivo resultante de diferencias temporales que serán reconocidas en períodos futuros, se detallan a continuación:

	Septiembre 30, 2014	Diciembre 31, 2013
Impuesto sobre la renta diferido activo:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	B/. 611,849	B/. 936,687
Beneficios a empleados	135,726	137,826
Inventario	61,049	85,951
Pasivo financiero	-	53,166
Provisión para desmantelamiento	51,039	48,869
Otras provisiones	<u>1,072,186</u>	<u>478,476</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido activo	<u>B/. 1,931,849</u>	<u>B/. 1,740,975</u>

	Septiembre 30, 2014	Diciembre 31, 2013
Impuesto sobre la renta diferido pasivo:		
Cuentas por cobrar - FACE y CVC	B/. 8,151,367	B/. 404,400
Revaluación de propiedades de inversión	297,514	297,514
Activos financieros	260,055	132,753
Depreciación acumulada aplicable a periodos futuros	<u>2,143,673</u>	<u>2,246,226</u>
Total de impuesto sobre la renta diferido pasivo	<u>B/. 10,852,609</u>	<u>B/. 3,080,893</u>

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

Notas a los Estados Financieros
Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014 y 2013

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

	Septiembre 30, 2014	Septiembre 30, 2013
Movimientos en impuesto sobre la renta diferido activo:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	B/. 324,838	B/. (249,683)
Beneficios a empleados	6,102	(61,281)
Inventario	24,901	7,935
Pasivo financiero	53,165	(20,852)
Provisión para desmantelamiento	(2,170)	(1,514)
Otras provisiones	<u>(593,709)</u>	<u>(121,599)</u>
	<u>B/. (186,873)</u>	<u>B/. (446,994)</u>
Movimientos en impuesto sobre la renta diferido pasivo:		
Cuentas por cobrar - FACE y CVC	B/. 7,746,967	B/. (844,800)
Revaluación de propiedades de inversión	-	224,490
Activos financieros	127,302	7,312
Depreciación acumulada aplicable a periodos futuros	<u>(102,553)</u>	<u>(102,553)</u>
	<u>B/. 7,771,716</u>	<u>B/. (715,551)</u>
Total impuesto sobre la renta diferido (beneficio)	<u>B/. 7,584,843</u>	<u>B/. (1,162,545)</u>

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 2011 están sujetos a examen por las autoridades fiscales aunque actualmente no está programado o en proceso un examen fiscal. Los años anteriores al 2011 se consideran períodos 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 septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, 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 Compañía hizo uso de este crédito fiscal en el transcurso de los años hasta el 31 de diciembre de 2008 que utilizó la totalidad de este crédito. 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.

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

Notas a los Estados Financieros
Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014 y 2013

6. Deuda

Deuda a corto plazo

Al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, las obligaciones por facilidades crediticias se detallan a continuación:

	Septiembre 30, 2014	Diciembre 31, 2013
Banco Nacional de Panamá	B/. 20,000,000	B/. -
The Bank of Nova Scotia	10,000,000	-
Banco Latinoamericano de Comercio Exterior	13,000,000	-
Total	<u>B/. 43,000,000</u>	<u>B/. -</u>

La Compañía mantiene contratos para facilidades de líneas de crédito con The Bank of Nova Scotia, Banco General, S. A., HSBC Bank (Panamá), S. A., Banco Panamá, S. A., Banco Nacional de Panamá y Banco Latinoamericano de Comercio Exterior por un valor total al 30 de septiembre de 2014 de B/.152,000,000 y de B/.125,000,000 al 31 de diciembre de 2013, 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 2% y 5%. La Compañía utiliza estas facilidades de crédito según la necesidad de capital de trabajo u otras necesidades. Estas facilidades 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.

Deuda a largo plazo

Al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, el saldo en libros y valor razonable de la deuda a largo plazo se detalla a continuación:

	<u>Septiembre 30 de 2014</u>		<u>Diciembre 31 de 2013</u>	
	Saldo en libros	Valor razonable	Saldo en libros	Valor razonable
Bonos preferentes 2021	B/. 97,899,193	B/. 120,704,000	B/. 97,743,473	B/. 117,956,000
Bonos corporativos 2018	20,047,752	18,138,613	19,980,091	18,062,836
Bonos preferentes 2027	<u>78,715,818</u>	<u>79,709,600</u>	<u>78,668,422</u>	<u>72,370,400</u>
Total deuda a largo plazo	<u>B/. 196,662,763</u>	<u>B/. 218,552,213</u>	<u>B/. 196,391,986</u>	<u>B/. 208,389,236</u>

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



Notas a los Estados Financieros
Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014 y 2013

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.

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.

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 serán 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 la Compañía 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



Notas a los Estados Financieros
Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014 y 2013

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.

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.



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

Notas a los Estados Financieros
Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014 y 2013

7. Costos y gastos de operación

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

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre		Trimestre terminado el 30 de septiembre	
	2014	2013	2014	2013
Compra de energía	B/. 421,659,944	B/. 308,957,290	B/. 135,042,118	B/. 103,247,574
Cargos de transmisión	<u>15,177,151</u>	<u>13,064,570</u>	<u>5,252,436</u>	<u>4,364,196</u>
Total de compra de energía y cargos de transmisión	<u>B/. 436,837,095</u>	<u>B/. 322,021,860</u>	<u>B/. 140,294,554</u>	<u>B/. 107,611,770</u>

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

	Nueve meses terminados el 30 de septiembre		Trimestre terminado el 30 de septiembre	
	2014	2013	2014	2013
Gastos de operación y mantenimiento	B/. 22,460,341	B/. 20,705,334	B/. 8,778,573	B/. 6,659,307
Gastos de comercialización y servicio	14,846,746	13,158,855	5,222,530	4,898,138
Gastos administrativos	12,488,867	10,957,102	4,650,767	3,792,274
Pérdida en descarte de activo fijo	<u>620,579</u>	<u>416,780</u>	<u>485,167</u>	<u>29,781</u>
Total gastos de operaciones	<u>B/. 50,416,533</u>	<u>B/. 45,238,071</u>	<u>B/. 19,137,037</u>	<u>B/. 15,379,500</u>

8. 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 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 balances generales 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 balances generales 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 Movimiento neto de cuenta regulatoria diferida relacionada a ganancias o (pérdida) en los estados de resultados de la Compañía.

En los últimos años, el saldo 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 Gobierno Panameño. Al 30 de septiembre de 2014, la cuenta por cobrar por subsidio del gobierno fue por B/.61,208,397 (al 31 de diciembre 2013, la cuenta de subsidio del gobierno finalizó con un saldo por pagar de B/.4,069,994) (véase Nota 4).

Al 30 de septiembre de 2014, la Compañía tiene registrado en libros costos de compra diferidos por la suma de B/.10,492,880 (al 31 de diciembre 2013: B/.4,185,753), que se presentan como saldo débito en cuenta regulatoria diferida en los balances generales como consecuencia de las variaciones acumuladas resultantes entre el costo de la

Notas a los Estados Financieros
Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014 y 2013

energía considerada en la tarifa eléctrica sobre el costo real de la energía adquirida. Esta cuenta regulatoria incluye un saldo por cobrar de B/1,886,765 acumulado durante el segundo semestre de 2013 a ser recuperado de los clientes en el ajuste tarifario del segundo semestre del 2014, un saldo por cobrar de B/7,304,000 acumulado en el primer semestre de 2014 a ser recuperado en el ajuste de tarifa del primer semestre del 2015, y un saldo por cobrar de B/1,302,115 acumulado entre julio a septiembre de 2014 a ser recuperado en el ajuste de tarifa del segundo semestre de 2015.

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 necesarias para garantizar la prestación eficiente, continua e ininterrumpida del servicio público de electricidad, entre las cuales estaba la no utilización de los sistemas de aire acondicionado en el sector 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 septiembre de 2014, la Compañía tiene por cobrar la suma de B/8,732,557 en compensaciones a clientes autoabastecidos (al 31 de diciembre 2013: B/3,534,287), monto que se incluye dentro de "Clientes y otros, neto" en el balance general de la Compañía (véase Nota 3).

9. Compromisos y Contingencias

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 septiembre de 2014, la Compañía compró aproximadamente el 81%, 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.



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

Notas a los Estados Financieros
Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014 y 2013

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:

Año	Obligaciones de pago
2015	B/. 99,954,590
2016	93,074,409
2017	125,333,223
2018	131,517,412
En lo sucesivo	<u>1,884,614,283</u>
Total	B/. 2,334,493,917

Al 30 de septiembre de 2014, la Compañía realizó erogaciones por B/.68,394,818 (2013: B/.69,016,494), en contratos incondicionales a largo plazo, registrado bajo compra de energía y cargos de transmisión, en el estado de resultado.

La Compañía y el Sindicato de Trabajadores negocian cada cuatro años un Convenio Colectivo. El último Convenio expiró en el 2012 y el 4 de enero de 2013 un nuevo Convenio Colectivo fue firmado. Estos Convenios no mantienen ni consideran compromisos materiales adicionales a los establecidos en las leyes laborales.

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 septiembre de 2014, 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
2014	B/. 137,227
2015	559,888
2016	576,684
2017	<u>194,113</u>
Total	B/. 1,467,912

Al 30 de septiembre de 2014, el total de gastos de arrendamiento operativo fue de B/.1,340,103 (2013: B/.1,383,028).

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 balance general, 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. El monto agregado de las garantías de cumplimiento asciende a la suma de B/.56,793,410. 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.

Notas a los Estados Financieros
Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014 y 2013

La Compañía mantiene cartas de crédito por la suma de B/.3,887,597 a favor de ETESA, como garantía del pago de los costos de transmisión y compra de energía en el mercado ocasional.

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.

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.

Al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, la Compañía tiene registrados en libros la suma de B/.696,791 y B/.302,198 respectivamente, para cubrir posibles pérdidas que puedan darse producto de las reclamaciones de terceros. Estas reservas se presentan como "Provisión para Contingencias" en el balance general. A continuación el caso más representativo:

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.

Notas a los Estados Financieros
Por los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2014 y 2013

A pesar de que el procedimiento para el cálculo y ajuste de cualquier posible exceso aún no se ha definido y establecido por la ASEP, la posición de la Administración de la Compañía es que al 31 de marzo de 2014 no existe una pérdida por contingencia a ser registrada en los estados financieros como consecuencia de esta Resolución.

Esta conclusión está basada en: i) el resultado final de la apelación, aún en proceso, de este Artículo, en la Corte Suprema de Justicia interpuesta por otra compañía distribuidora; ii) en caso de que la autoridad regulatoria apruebe la resolución de ajustar el exceso no razonable, la Compañía tiene el derecho de apelar a la Corte Suprema de Justicia, la cual es un cuerpo independiente y la última instancia que decidirá sobre este asunto en particular; iii) no existe un procedimiento escrito ni aprobado para calcular y ajustar lo que podría ser considerado por el regulador como un exceso no razonable, por consiguiente cualquier cálculo sería sumamente subjetivo. Una resolución no favorable en este sentido pudiera tener un impacto negativo significativo en los estados financieros de la Compañía. A pesar de lo anterior, la Resolución AN-3574-Elec del 25 de junio de 2010, en la cual se aprueba el "ingreso máximo permitido" para el período tarifario de julio 2010 a junio 2014 no contiene ajustes relacionados con el período tarifario anterior (julio 2006 a junio 2010).

10. Valor Razonable de los Instrumentos Financieros

Los valores razonables de los instrumentos financieros al 30 de septiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 están basados en la información disponible a la fecha del balance general. La Compañía no tiene conocimiento de ningún factor que afecte significativamente los valores razonables estimados de los activos y pasivos financieros como el efectivo, cuentas por cobrar - clientes, fondo de cesantía, cuentas por pagar, deuda a corto y largo plazo y depósito de clientes. La Compañía utiliza los siguientes métodos y asunciones para estimar las revelaciones del valor razonable de los instrumentos financieros:

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

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. (Véase Nota 6)

11. Eventos Subsecuentes

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