

**REPUBLICA DE PANAMA
SUPERINTENDENCIA DE MERCADO DE VALORES**

**FORMULARIO IN-A
INFORME DE ACTUALIZACION
ANUAL**

Año terminado al 31 de diciembre de 2014

RAZÓN SOCIAL DEL EMISOR: ELEKTRA NORESTE, S.A.

VALORES QUE HA REGISTRADO: BONOS AL 7.60% CON VENCIMIENTO EN EL AÑO 2021. RES. No. CNV 156-06 DEL 29 DE JUNIO DE 2006 POR B/.100,000,000

BONOS CORPORATIVOS CON TASA DE INTERÉS LIBOR TRES (3) MESES + 2.375%. RES. No. CNV 316-08 CON VENCIMIENTO 20 DE OCTUBRE DE 2018 POR B/.40,000,000

BONOS CORPORATIVOS CON TASA DE INTERES ANUAL DE 4.73% CON VENCIMIENTO EN EL AÑO 2027. RES. No. SMV432-12 DEL 20 DE DICIEMBRE DE 2012 POR LA SUMA DE B/. 80,000.00

TELÉFONO Y FAX DEL EMISOR: (507) 340-4603, FAX (507) 340-4785

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

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

ENSO



I PARTE

I. INFORMACION DE LA COMPAÑÍA

A. Historia y Desarrollo

Elektra Noreste, S. A. (la Compañía) 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 (50,000,000) en acciones comunes sin valor nominal. A la fecha, un 51% de las acciones comunes autorizadas y emitidas de la Compañía, están a nombre de inversionistas privados, mientras que el Gobierno Panameño y los empleados de la Compañía poseen un 48.25% y un 0.43%, respectivamente. El resto de las acciones se mantienen como acciones en tesorería.

La Compañía tiene la exclusividad para la distribución y comercialización de energía eléctrica a clientes ubicados en el área de concesión.

Las oficinas administrativas se encuentran en: Costa del Este, Complejo Business Park, Edificio Torre Oeste, Piso 3. La dirección postal es: Plaza Panamá 0833-00202, Rep. de Panamá y el teléfono es (507) 340-4603.

B. Pacto Social y Estatutos

La Junta Directiva está integrada por cinco miembros: dos elegidos por el Gobierno panameño y tres elegidos por Panama Distribution Group, S.A., como accionista mayoritario de ENSA. Si una vacante ocurre, un nuevo director es elegido, preservando la representación de cada grupo de accionistas. Los oficiales ejecutivos son designados por la Junta Directiva y ocupan la posición a la discreción de la Junta Directiva. El capital accionario consiste en cincuenta millones (50,000,000) en acciones comunes, sin valor nominal, con un voto por acción.

De acuerdo con el Pacto Social, mientras el Estado mantenga por lo menos el 25% de las acciones, la República de Panamá tiene los siguientes derechos: (a) designar dos de los cinco miembros de la directiva; (b) vetar las reformas al Pacto Social y aprobar estatutos o sus enmiendas, cualquier fusión, escisión o disolución, cambio de domicilio, el otorgamiento de garantías sobre la concesión o cualquier decisión de involucrarse en actividades no estrictamente relacionadas con la distribución y comercialización de electricidad; (c) En caso de venta de la totalidad o parte de la tenencia accionaria del accionista mayoritario, el Estado tendrá el derecho, de incluir en la posible venta, sus acciones, en igualdad de condiciones (Tag Along); y (d) aprobar la suscripción de contratos de cualquier tipo con empresas relacionadas, empresas matrices, subsidiarias, filiales o hermanas del accionista mayoritario de la sociedad.

Adicionalmente, el Pacto Social establece que Panama Distribution Group, S.A, como accionista mayoritario, no puede vender parte de sus acciones mientras esté vigente el Contrato de Concesión y no tiene derecho preferencial de adquisición en relación con las acciones restantes del Estado panameño. Panama Distribution Group, S.A. tiene el derecho preferencial de compra a pro rata en caso de una nueva emisión de acciones.

El Pacto Social requiere que al menos 51% de las acciones con derecho a voto estén presentes para tener el quórum necesario para una reunión de accionistas válida. A la Junta Directiva se le ha dado plena autoridad para administrar en el día a día las operaciones del negocio, excepto aquellos temas que deban ser decididos por los accionistas por ley o por el Pacto Social.

C. 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, de acuerdo con los niveles y criterios de iluminación establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). La Compañía también 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.

La ley obliga a las distribuidoras a comprar mediante contratos de libre concurrencia la potencia y la energía para cubrir la demanda de sus clientes regulados, que no cubren con generación propia. 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. Las contrataciones se efectúan en diferentes plazos de duración y de acuerdo a las obligaciones mínimas de contratación exigidas. Al 31 de diciembre de 2014, la Compañía compró aproximadamente el 85%, de su energía requerida a través de contratos de compra de energía en el mercado de contratos. La Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA) es la responsable de preparar las licitaciones para la compra de energía por parte de las empresas de distribución. Las ofertas son recibidas, evaluadas y adjudicadas por ETESA. Luego son asignadas a cada empresa de distribución basadas en sus requerimientos. Las empresas de distribución están obligadas a firmar contratos basados en las ofertas adjudicadas.

La potencia firme que tiene actualmente contratada la Compañía se detalla a continuación:

Capacidad Contratada - MW				
Año	Hidro	Carbón	Bunker	Total - MW
2015	260	108	355	723
2016	228	108	251	588
2017	228	108	166	502
2018	228	158	166	552
2019	157	158	166	481
2020	208	158	146	512
2021	224	158	0	382
2022	232	158	0	390
2023	205	158	0	363
2024	195	50	0	244
2025 - 2030	189	50	0	239

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, Golfo 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, del 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.

Al 31 de diciembre de 2014, las operaciones cubrían un territorio de aproximadamente 29,200 kilómetros cuadrados que incluían aproximadamente 1.5 millones de habitantes, o el 42% de la población total, incluyendo tres de los principales centros económicos de Panamá. A la misma fecha, la Compañía tenía

Una participación del mercado de aproximadamente 43% de los clientes y aproximadamente 40% de la venta total de energía en Panamá. En el año 2014, las ventas totales de energía fueron 2,980 GWh, y al 31 de diciembre de 2014 servimos a 407,938 clientes. De los clientes al 2014, aproximadamente 92% eran clientes residenciales, 7.6% eran clientes comerciales e industriales y los restantes correspondían a clientes del sector público.

Al 31 de diciembre de 2014 la red de distribución eléctrica comprendía aproximadamente 10,384 kilómetros de líneas, catorce subestaciones clave y aproximadamente 27,395 transformadores y equipo relacionado. Del total de líneas de la empresa, 79 km están clasificados como líneas de transmisión (115 kV) o subtransmisión (44kV). El resto, es decir, 10,305 kilómetros corresponde a líneas de distribución, las cuales están compuestas de aproximadamente 9,578 kilómetros de circuitos de cables aéreos y 806 kilómetros de circuitos de cables subterráneos. El territorio de servicio es relativamente denso con 8 subestaciones claves en Panamá y las otras 6 en la provincia de Colón, y un factor de carga, el cual se define como la división de la carga promedio entre la carga pico, de aproximadamente 73%, reflejando un buen balance entre el perfil de carga residencial y los requerimientos diurnos para aires acondicionados e iluminación del sector comercial.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la Compañía tenía una demanda máxima de 527 MW y 501 MW, respectivamente.

D. Estructura organizativa



- Javier Pariente (1) Gerente General
- Eric Morales Director de Finanzas y Administración
- Jaime Lammie (2) Director Mercado Eléctrico
- Rafael Ríos Director de Distribución e Ingeniería
- Luis Duarte Director de Operaciones Comerciales
- Lorena Fábrega Directora de Atención al Cliente
- Beryl Bartolí Gerente de Recursos Humanos
- Mariel Jované Gerente de Asuntos Legales y Contrataciones
- Haribai González (3) Jefe de Auditoría Interna
- Carlos A. Perez (4) Director de Auditoría Interna

Javier Pariente (1): Laboró hasta el 2 de marzo de 2015.
 Jaime Lammie (2): A partir del 3 de marzo actúa como Gerente General Encargado
 Haribai González (3): Laboró hasta el 18 de noviembre de 2014
 Carlos Andrés Perez Múnera (4): A partir de 2 de febrero de 2015 fue designado Director de Auditoría Interna

E. Propiedades, Plantas y Equipo

Las principales propiedades consisten de las líneas de transmisión, postes, subestaciones de distribución, y derechos de paso localizados en la parte norte y este de la República de Panamá incluyendo la parte este de la ciudad de Panamá y la ciudad portuaria de Colón y el Golfo de Panamá.

A continuación se presenta el movimiento del activo fijo y depreciación acumulada:

Las inversiones se concentraron en la modernización y optimización de la red de distribución, mejoras en tecnología de información y en sistemas. Adicionalmente, se realizan inversiones asociadas al crecimiento de la red para manejar el crecimiento en volumen asegurando la confiabilidad y un mejor servicio.

F. Investigación y Desarrollo, Patentes, Licencias, etc.

Las operaciones de distribución están regidas por un Contrato de Concesión con la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). De acuerdo con este contrato la Compañía tiene una zona de concesión definida en Panamá que se expande gradualmente en sus primeros 5 años, y posee derechos exclusivos para suministrar los servicios de distribución de electricidad a clientes regulados dentro de esa área.

La concesión fue renovada en octubre de 2013 por un término de quince años y expira en octubre de 2028. Un año antes de la expiración del período de concesión, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) celebrará una licitación pública abierta para la venta de las acciones actualmente de propiedad de Panama Distribution Group, S.A. Esta última tiene el derecho a fijar un precio por las acciones de su propiedad (para reflejar, entre otras cosas, las mejoras de capital durante la concesión). Solamente será requerida de vender sus acciones si una oferta mayor es realizada, en cuyo caso Panama Distribution Group, S.A. tendrá derecho a retener el producto de la venta. Si no se hace una oferta más alta, Panama Distribution Group, S.A. retendrá la concesión por otro término de 15 años sujetos al mismo proceso de renovación posterior sin requerimiento de hacer pago alguno al gobierno panameño. Panama Distribution Group, S.A. no tiene el derecho de igualar una oferta más alta si es presentada por otra parte.

G. Información sobre tendencias

La venta de electricidad a consumidores finales en la República de Panamá fue 7,822 GWh para 2014, un incremento de 4.3% sobre 2013. Por los últimos tres años el crecimiento en las ventas ha promediado 5.8% anualmente comparado con un promedio de 8.2% de crecimiento anual en PIB. El más reciente Informe Indicativo de Demanda emitido por el Centro Nacional de Despacho (CND) contiene una proyección de crecimiento promedio de la demanda anual del 5.22% para el periodo 2015 – 2025.

Crecimiento de Demanda de Electricidad vs Crecimiento del PIB

Rubros	2014	2013	2012	Promedio de Crecimiento Anual (12-14)
Crecimiento del Consumo	4.28%	4.62%	8.64%	5.83%
Crecimiento del PIB	6.16%	8.35%	10.25%	8.24%

Fuente:

Datos de Consumo de la Secretaría Nacional de Energía
Datos del PIB de la Contraloría General de la República

La siguiente tabla muestra las ventas de electricidad por categoría de cliente para el mismo periodo.

Ventas al Consumidor final por Categoría de Clientes (GWh)

Rubros	2014	2013	2012	Promedio de Crecimiento Anual (12-14)
Residencial	2,528.30	2,380.00	2,248.00	6.65%
Comercial	3,380.00	3,244.50	3,099.90	6.42%

Industrial	886.30	882.90	853.10	3.19%
Gubernamental	858.40	830.00	822.40	3.75%
Alumbrado Público	169.50	164.30	146.90	7.59%
Total	7,822.5	7,501.7	7,170.3	5.83%

Fuente:

Datos de Consumo de la Secretaría Nacional de Energía

II. ANÁLISIS DE RESULTADOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS

A. Liquidez y Flujo de Caja

La siguiente tabla resumen presenta el flujo de efectivo de ENSA durante los doce meses terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Por actividad: (en miles de Balboas)	Doce meses terminados 31 de Diciembre	
	2014	2013
Efectivo neto (utilizado en) provisto por:		
Actividades de Operación	42,069	52,633
Actividades de Inversión	(53,562)	(53,431)
Actividades de Financiamiento	10,750	(36,018)
Aumento (disminución) en el efectivo	(743)	(36,816)
Efectivo al inicio del período	4,958	41,774
Efectivo al final del período	4,215	4,958

Efectivo en actividades de operación

El efectivo neto utilizado en las actividades de operación para los doce meses terminados al 31 de diciembre de 2014 fue de B/. 42.1 millones, una disminución de B/.10.5 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 y al incremento en las cuentas por cobrar. En el 2013 el gobierno había pagado prácticamente la totalidad de los subsidios.

La utilidad neta para el 2014 fue superior en B/. 2.5 millones para los doce meses terminados al 31 de diciembre de 2014, al compararla con el mismo periodo del año anterior.

El pago en impuesto sobre la renta disminuyó en B/. 21.6 millones durante los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2014, en comparación al mismo periodo del 2013. Esto se debe a que en el 2013 los pagos en impuesto sobre la renta en declaración jurada y estimada fueron mayores a los del 2014, esto derivado principalmente por el comportamiento en la cuenta de activo (pasivo) regulatorio.

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/.17.8 millones para los doce meses terminados al 31 de diciembre de 2014. Esta reducción obedece principalmente a aumento en las cuentas por cobrar clientes por B/.26.2 millones y aumento en el subsidio de gobierno por B/.48.1 millones, parcialmente contrarrestado por un aumento en las cuentas por pagar comerciales y otros pasivos por B/.58.5 millones.

Efectivo en actividades de inversión.

Las erogaciones de capital para los doce meses terminados al 31 de diciembre de 2014 fue por B/.53.6 millones. Este monto se asemeja con las erogaciones realizadas en el mismo periodo 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.

Inversiones Realizadas
(US\$ millones)

Descripción	2013	2014
Reducción de Pérdidas	3.7	5.6
Expansión de la red de Distribución	25.2	23.3
Mejoras al Sistema de Distribución	5.2	5.2
Alumbrado Público	1.5	1.6
Administración y Sistemas Informáticos	9.2	8.9
Instalación de Medidores y Acometidas	4.4	4.7
Mano de Obra Capitalizada e Intereses	4.3	4.3
Total de Inversiones	53.5	53.6

Efectivo en actividades de financiamiento.

El efectivo provisto por las actividades de financiamiento fue de B/.10.8 millones para los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2014, comparados a B/. 36.0 millones de efectivo utilizado por ENSA en sus actividades de financiamiento durante al año 2013.

En el 2014 se obtuvo efectivo por B/.12.0 millones a través de líneas de crédito para cumplir con los pagos de compra de energía y capital de trabajo, en consecuencia al atraso por parte del gobierno en reembolsar los subsidios otorgados a los clientes.

El efectivo utilizado para el año 2013, se debe principalmente al pago de B/.35.3 millones en dividendos a los accionistas de ENSA.

B. 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 31 de diciembre 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/.12.0 millones.

Al 31 de diciembre de 2014 la Compañía mantiene endeudamiento neto de B/. 212.6 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 2.44(*), 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)

$$\frac{\text{Deuda Total}}{\text{EBITDA}} = \text{Indice Financiero} \frac{212,607}{86,922} = 2.44$$

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

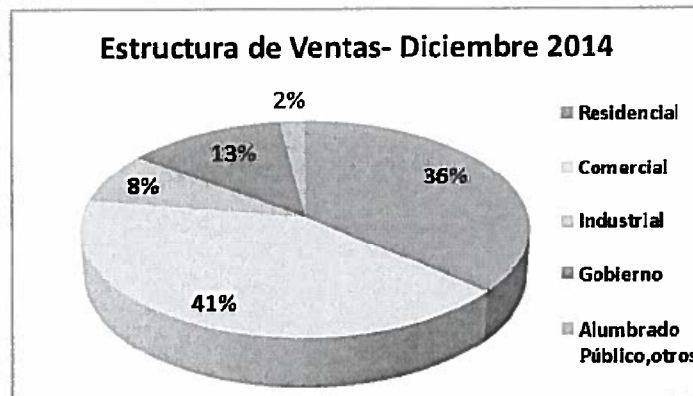
C. Resultados de las Operaciones

(en miles de Balboas)	Doce meses terminados		Variación
	31 de Diciembre		
	2014	2013	
Ventas de energía	664,467	535,862	128,605
Otros ingresos	13,403	14,473	(1,070)
Total ingresos	677,870	550,335	127,535

a. Ingresos

El consumo de energía eléctrica acumulado al mes de diciembre 2014 alcanzó los 2,979.7 GWh, reflejando un crecimiento de 121GWh o 4.2%, con respecto al mismo período 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 31 de diciembre de 2014 la empresa cuenta con un promedio de 398,731 clientes facturados, 15,290 clientes más en comparación con el mismo período 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 diciembre 2014 suma un total de B/.677.9 millones, un crecimiento de B/.127.5 millones o de 23.2% 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/.118.6 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 31 de diciembre de 2014 suman un total de B/. 543.8 millones, lo que representa un crecimiento de B/.115.1 millones con respecto al mismo periodo del año anterior y se desglosa en el siguiente cuadro:

(en miles de Balboas)	Doce meses terminados		Variación
	31 de Diciembre		
	2014	2013	
Compra de energía y cargos de transmisión	524,230,239	411,936,803	112,293,436
Cargo de Transmisión	19,538,965	16,719,699	2,819,266
Total costos de compra	543,769,204	428,656,502	115,112,702

El incremento de B/.115.1 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 diciembre 3,375.GWh, reflejando un crecimiento del 4.2% con respecto al mismo período del año anterior.

c. Gastos Operativos:

El costo total de compra de energía y cargos de transmisión, neto acumulado al 31 de diciembre de 2014 suman un total de B/. 543.8 millones, lo que representa un crecimiento de B/.115.1 millones con respecto al mismo periodo del año anterior y se desglosa en el siguiente cuadro:

(en miles de Balboas)	Doce meses terminados		Variación
	31 de Diciembre		
	2014	2013	
Compra de energía y cargos de transmisión	524,230,239	411,936,803	112,293,436
Cargo de Transmisión	19,538,965	16,719,699	2,819,266
Total costos de compra	543,769,204	428,656,502	115,112,702

El incremento de B/.115.1 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 diciembre 3,375.GWh, reflejando un crecimiento del 4.2% con respecto al mismo período del año anterior.

c. Gastos Operativos

Los gastos de operaciones acumulados a diciembre 2014 suman un total de B/.67.5 millones o un incremento de 12.0% 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 16%, derivado principalmente por un incremento en el número de empleados correspondiente a vacantes que han sido contratadas. La cantidad total de empleados de la empresa pasó de 476 en 2013 a 513 en 2014, con un incremento de 37 empleados lo que refleja un crecimiento del 7.8% con respecto al año anterior.

En la Provisión para cuentas de cobro dudoso, se observa un crecimiento de 15% o de B/.271 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 período de estabilización.

Los gastos generales presentan un incremento de 27% al compararlo con el mismo período 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 de provisión creada para el gasto de Tasas e impuestos varios que se incluye en el periodo terminado al 31 de diciembre de 2013 por B/.1.1 millones.

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

(en miles de balboas)	Doce meses terminados 31 de diciembre de 2014			
	2014	2013	Variación	Var%
Salarios y otros costos relacionados con personal	11,028	9,525	1,503	16%
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto	2,087	1,816	271	15%
Reparación y mantenimiento	3,736	3,367	369	11%
Servicios contratados	17,313	15,966	1,347	8%
Depreciación y amortización	20,326	19,472	854	4%
Administrativos y otros	11,940	9,410	2,530	27%
Pérdida en venta y descarte de activo fijo	1,073	582	491	84%
	67,503	60,138	7,365	12%

d. Gastos de Intereses:

El gasto de interés acumulado al 31 de diciembre 2014 suma un total de B/.12.4 millones que comparados con el mismo período del año anterior representa un aumento de B/.1.2 millones de balboas. Este incremento se deriva por mayor uso de líneas de crédito para cubrir necesidades de capital de trabajo asociada al pago de generadores por compra de energía y también se debe al retraso del gobierno en pagar los subsidios otorgados a los clientes.

D. Análisis de perspectivas

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

E. 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.

El señor Carlos Andrés Perez Múnera fue contratado como Director de Auditoría Interna, a partir del 2 de febrero de 2015.

El señor Javier Pariente fungió como Gerente General y Vicepresidente Ejecutivo hasta el 2 de marzo de 2015. A partir del 3 de marzo de 2015 el señor Jaime Lammie fue asignado como Gerente General Encargado mientras se realiza el proceso de contratación de nuevo Gerente General.

El 3 de marzo de 2015 se hizo una Asamblea Extraordinaria de Accionista donde se presentaron los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2014. En esa misma asamblea se anunció la designación del señor Jaime Lammie como Gerente General Encargado mientras se realiza el proceso de contratación del nuevo gerente general. También se anunció la distribución de dividendos para el mes de abril correspondiente a la Utilidad Neta de periodo 2013, por la suma de B/. 35.8 millones.

Con fecha 26 de enero de 2015 fue anunciada la designación del señor Esteban Barrientos Moreno como el nuevo Gerente General de ENSA. El señor Barrientos asumirá el cargo a partir del 20 de abril del presente año.

III. DIRECTORES, DIGNATARIOS, EJECUTIVOS, ADMINISTRADORES, ASESORES Y EMPLEADOS

A. Identidad

1- Directores, Dignatarios, Ejecutivos y Administradores

Composición de la Junta

La Compañía cuenta con una Junta Directiva de cinco miembros, tres de los cuales son designados por Panama Distribution Group, S.A. y dos por el Gobierno de la República de Panamá, los integrantes al 31 de diciembre de 2014 son:

Nombre	Elegido o Nombrado por	Miembro desde
Juan Esteban Calle Restrepo	PDG	Diciembre 2013
Luis Ramiro Valencia Cossio	PDG	Abril 2013
Claudia Jiménez	PDG	Marzo 2011
José Agustín Moscoso	República de Panamá	Agosto 2014
José Roberto Quijano	República de Panamá	Agosto 2014

Nombre	Posición
Juan Esteban Calle Restrepo.....	Director y Presidente
Luis Ramiro Valencia Cossio.....	Director
Claudia Jiménez.....	Director
José Agustín Moscoso	Director
José Roberto Quijano	Director
Carlos G. Cordero.....	Secretario
Javier Pariente.....	Vicepresidente Ejecutivo y Gerente General
Mariel Jované.....	Tesorera

A continuación las biografías de los integrantes de la Junta Directiva:

Juan Esteban Calle Restrepo (Director y Presidente). El Sr. Calle Restrepo estudió Administración de Negocio en la Universidad EAFIT, cuenta con un MBA del Booth School of Business de la Universidad de Chicago y tiene certificación como CFA. Fue asesor de Inversiones en el Banco de Montreal - BMO Nesbitt Burns, en Toronto – Canadá (2010-2011) y Director de Inversión Extranjera en la Oficina Comercial de Proexport en Canadá, Toronto, Canadá (2008-2009). Así mismo, fue socio Fundador de Metrix Finanzas, Bogotá, Colombia (1997-2003); Director de Proyectos de la Corporación Financiera del Valle, Colombia (1996) y Asociado Sénior de Banca de Inversión del Chase Manhattan Bank N.A., Nueva York, Estados Unidos (1994-1996). Durante el período 2004 a 2006 ocupó el cargo de Secretario de Hacienda de la Gobernación de Antioquia, Medellín, Colombia. Actualmente es el Gerente General de Empresas Públicas de Medellín y Líder del Grupo EPM. El Sr. Calle es ciudadano colombiano y su correo electrónico es: Juan.Calle.Restrepo@epm.com.co

Luis Ramiro Valencia Cossio (Director). El Sr. Valencia es Abogado, político y diplomático colombiano, egresado de la Universidad Pontificia Bolivariana, ha sido Gobernador de Antioquia, Alcalde de Medellín y Ministro de Minas y Energía entre otros cargos. Se ha desempeñado como Alto Consejero Presidencial, Ministro de Minas y Energía, Gerente General de Empresas Públicas de Medellín, Embajador del gobierno de Andrés Pastrana en Nueva Zelanda, Gerente de la Fábrica de Licores de Antioquia, Secretario General del Municipio de Medellín. Ha sido miembro de las juntas directivas de importantes empresas del sector eléctrico en Colombia.

Se le considera un experto en el tema minero energético, en servicios públicos domiciliarios y en telecomunicaciones. El Sr.Valencia es ciudadano colombiano y su correo electrónico es: ravacossio@yahoo.com; rvalenciacossio@hotmail.com

Claudia Jiménez (Directora). La Sra. Jiménez obtuvo un título en Derecho y Ciencias Políticas de la Universidad Pontificia Bolivariana en Medellín, Colombia, y

posteriormente procuro un Doctorado en Derecho de la Université de Paris II (Panthéon-Assas) en Francia. Además, la Sra. Jiménez, obtuvo un Diplôme Supérieur Universitaire (especialización en Derecho Administrativo y Diplôme

d'Etudes Approfondies), una Maestría en Derecho Público Interno de la Université de Paris II (Panthéon-Assas), Francia y un Diploma Internacional en Administración Pública de la Ecole Nationale d'Administration (E.N.A.), Promoción "Victor Schoelcher" en Strasbourg, Paris, Francia. Actualmente se desempeña como Directora Ejecutiva de la Asociación del Sector de la Minería a Gran Escala en Colombia. Se ha desempeñado como Gerente General de Jimenez & Asociados S. A., empresa de Asesoría Económica Integral en Colombia, Ministra Consejera de la Presidencia en el Departamento Administrativo de la Presidencia en Bogotá, Colombia, Embajadora Extraordinaria y Plenipotenciaria de Colombia ante los Gobiernos de Suiza y Liechtenstein, Directora Jurídica de Jiménez & Asociados S.A. en Medellín – Colombia, Coordinadora Programática de la Campaña del Dr. Álvaro Uribe Vélez 2006-2010 Primero Colombia en Bogotá, Colombia, Directora del Programa Presidencial de Renovación de la Administración Pública (PRAP) del Departamento Nacional de Planeación en Bogotá-Colombia, responsable de las funciones de la Dirección General en ausencia del Director, Asesora del Despacho del Superintendente Jefe de la Oficina reguladora de la superintendencia de industria y comercio en Bogotá, Colombia, consultora para "la reforma del estado (Ley 489 de 1998)" departamento administrativo de servicio civil en Bogotá, Colombia, asesora jurídica en derecho administrativo, tributario y comercial en Jiménez & Asociados en Medellín, Colombia. La Sra. Jiménez es ciudadana colombiana y su correo es: claudiajimenezjaramillo@gmail.com

José Agustín Moscoso (Director). El Sr. Moscoso es Presidente Ejecutivo de Plastiglas, S.A. para Panamá y Centroamérica, Director Independiente Suramericana de Seguros Panamá. Fue Delegado Consejero de Cementos Argos, S.A. Panamá; Director Independiente de la Bolsa de Valores de Panamá; Director Independiente Cementos Holcim El Salvador y consultor profesional de las siguientes empresas y proyectos: AOKI Construction Company; Constructora L.Martinz, S.A.; Cía. Internacional de Seguros, S.A.; Panama Canal Company y Pesquera Taboguilla, S.A. Actualmente el Sr. Moscoso actúa como Director de la Junta Directiva desde agosto de 2014 y forma parte del Comité de Auditoría. El señor Moscoso tiene una licenciatura en Ingeniería de Minas y Metalurgia de la Universidad de Missouri, Estados Unidos. Él es ciudadano panameño y su correo electrónico es: jamoscoso@plastiglas.com.

José Roberto Quijano (Director). El Sr. Quijano es Presidente de Equipos COAMCO S.A. El Sr. Quijano actúa como Director de la Junta Directiva desde agosto de 2014 y forma parte del Comité de Asuntos de Directiva. Además es miembro de la junta directiva de las siguientes empresas e instituciones: Empresa de Autopista ENA; Cámara Panameña de la Construcción (CAPAC), Movimiento Independiente (MOVIN) y Grupo SUCASA. El señor Quijano tiene una licenciatura en Ingeniería Mecánica de la Universidad de Wilkes-Barre, Pennsylvania, Estados Unidos; título de Ingeniero Industrial Administrativo de la Florida International University, Estados Unidos y una Maestría en Administración de Empresas del INCAE, Costa Rica. Él es ciudadano panameño y su correo: jgalcoa@unesa.com

Carlos C. Cordero (Secretario). El Sr. Cordero es socio fundador de Alemán, Cordero, Galindo & Lee, nuestros abogados panameños locales, donde ha sido miembro activo desde 1985. Actualmente el Sr. Cordero actúa como Secretario de la Junta Directiva y ha prestado este servicio desde octubre de 1998. El Sr. Cordero se graduó de la Universidad de Panamá con una Licenciatura en Derecho y Ciencias Políticas. El Sr. Cordero es Presidente de la Junta Directiva de Cable & Wireless Panamá, S. A., y miembro de las Juntas Directivas de Alcogal International Management, Inc., Alemán, Cordero, Galindo & Lee Trust (BVI) Limited, Alemán, Cordero, Galindo & Lee (Belice) Limited, Parkdale Investment Inc., Meridional Properties, S.A., y Lansburg International, S.A. Él es ciudadano panameño y su correo es: ccordero@alcogal.com



Javier Pariente (Vicepresidente Ejecutivo /Gerente General). El Sr. Pariente se incorporó a la Compañía en octubre de 1999 en calidad de Director de Finanzas y

Administración y en abril de 2002, fue promovido a Sub Gerente General como parte de una reestructuración corporativa. En diciembre de 2003 fue nombrado Gerente General. El Sr. Pariente es el responsable de determinar las estrategias y tácticas adecuadas para la Compañía con respecto al desarrollo y ejecución del plan de negocios, que cubre los objetivos corporativos de una forma rentable asegurando el buen uso de sus presupuestos operativos y de inversión es decir el crecimiento económico y financiero de la Compañía, sin olvidar los estándares de calidad de servicio y la administración del Código de Conducta y Ética de la Compañía. Una función principal del Sr. Pariente es fomentar el entorno adecuado para mejorar y controlar los procesos con fines de garantizar la eficiencia y la rentabilidad. El Sr. Pariente facilita la integración del equipo, asesora a la alta gerencia y evalúa de manera regular el desempeño de los directores y otros ejecutivos claves. El Sr. Pariente es el responsable de mantener informados a EPM (el accionista y operador principal de ENSA) y a la Junta Directiva de los asuntos significativos, como los cambios en las leyes y los reglamentos que podrían afectar la concesión de ENSA a corto o a largo plazo. También es responsable de preparar y presentar reportes trimestrales ante la Junta Directiva. El Sr. Pariente es el representante de la Compañía ante las organizaciones cívicas, bancos, autoridades gubernamentales y la entidad reguladora (ASEP).

Antes de incorporarse a ENSA, desde junio de 1995 hasta octubre de 1999, el Sr. Pariente era el Vicepresidente Ejecutivo de Importadora Ricamar, S. A., importadora de alimentos, vendedor mayorista y operador de la cadena de supermercados en Panamá. El Sr. Pariente desarrolló su sólido antecedente financiero durante el tiempo en que trabajó como Gerente de Finanzas de Productos Avícolas Fidanque, realizando análisis para el Chase Manhattan Bank y oficial de créditos en Citibank. Durante su carrera profesional, ha participado en varias organizaciones cívicas y prestó servicios como director de varias juntas directivas de empresas locales. En 2010, el Sr. Pariente fue nombrado por la rama ejecutiva del Gobierno Nacional como Presidente de la Junta Directiva de la Agencia Panamá Pacífico, una agencia gubernamental responsable del desarrollo de grandes propiedades inmobiliarias, comprendidas generalmente de terrenos que anteriormente fueron utilizados por las Fuerzas Armadas de EE. UU. El Sr. Pariente tiene una licenciatura en Administración de Empresas de la Universidad Santa María La Antigua. Es ciudadano panameño y su correo electrónico es: javier.pariente@ensa.com.pa
Nota: Laboró en ENSA hasta el 2 de marzo de 2015.

Mariel Jované (Tesorera / Gerente de Asuntos Legales y Contrataciones). La Sra. Jované tiene más de 14 años de experiencia en asuntos legales y regulatorios dentro del sector de la energía eléctrica en Panamá. En enero del 2002 se incorporó a la Compañía como abogada y en octubre de 2004 fue ascendida a Gerente de Asuntos Legales de ENSA. Es responsable de coordinar todos los asuntos legales y contractuales y asesora a la Compañía sobre los asuntos regulatorios y de cumplimiento. También proporciona apoyo legal al departamento de Recursos Humanos en lo que respecta a asuntos laborales y sindicales. Es responsable de verificar y atender los temas de cumplimiento de la empresa e investigar las denuncias o reportes por posibles violaciones al Código de Ética y las políticas antifraude y contra la corrupción. Antes de incorporarse a ENSA, la Sra. Jované trabajó durante 3 años como asesora legal en la Dirección Nacional de Electricidad del Ente Regulador de los Servicios Públicos (entidad reguladora que ahora se denomina ASEP). La Sra. Jované es una abogada idónea para ejercer la abogacía en Panamá y tiene una licenciatura en Derecho y Ciencias Políticas de la Universidad Latinoamericana de Ciencia y Tecnología (ULACIT), un título de Postgrado en Administración Estratégica y una Maestría en Administración de Empresas con énfasis en Finanzas de la ULACIT. Cuenta además con un Postgrado en Tributación y Gestión Fiscal de la Universidad Especializada del Contador Público Autorizado (UNESCPA) y es miembro del Colegio Nacional de Abogados de Panamá. Es ciudadana panameña y su correo electrónico es: mjovane@ensa.com.pa



2- Ejecutivos claves

A continuación un detalle de los empleados claves:

Nombre	Cargo
Javier Pariente	Vice Presidente Ejecutivo / Gerente General
Eric Morales	Director de Finanzas y Administración
Jaime Lammie	Director de Mercado Eléctrico
Lorena Fabrega	Directora de Atención al Cliente
Luis Duarte	Director de Operaciones Comerciales
Rafael Ríos	Director de Distribución e Ingeniería
Carlos Chang	Gerente de Senior de Tecnología
Beryl Bartoli	Gerente de Recursos Humanos
Margarita Aguilar	Gerente de Calidad de la Gestión
Mariel Jované	Gerente de Asuntos Legales y Contrataciones

Eric Morales (Director de Finanzas y Administración). El Sr. Morales ha sido Director de Finanzas y Administración desde enero de 2003. Es responsable de las áreas de Información y Control Financiero, Contabilidad, Tesorería, Tecnología Informática, Logística y Suministros y Calidad de la Gestión. Antes de incorporarse a ENSA, el Sr. Morales prestó servicios como Gerente de Finanzas para Maersk Panamá, S. A., un agente naviero que representa a Maersk Line en la cual laboró por diez años, teniendo la oportunidad de trabajar en las ciudades de Río de Janeiro, Sao Paulo (Brasil) y ciudad de México ocupando similar posición y fue responsable directo de expandir nuevos negocios para Maersk relacionados con la custodia, mantenimiento y reparación de contenedores de carga en estas ciudades. Participó en la apertura de agencias (oficinas) en Guatemala, Honduras, El Salvador y Costa Rica. El Sr. Morales trabajó previamente como Gerente de Finanzas para DHL Panamá (1988) y como Gerente Nacional de Finanzas de DHL en Caracas, Venezuela durante un periodo de cuatro años como Gerente Nacional de Finanzas, teniendo bajo su cargo la operación financiera y administrativa de actividades relacionadas con el transporte de carga internacional y nacional de fletes, servicios aduaneros y aviación internacional. Su carrera profesional empezó en KPMG en Panamá donde tenía el cargo de Auditor de empresas comerciales y de seguros. El Sr. Morales tiene una Licenciatura en Contabilidad de la Universidad de Panamá. Es ciudadano panameño y su correo electrónico es: emorales@ensa.com.pa

Jaime A. Lammie (Director de Mercado Eléctrico). El Sr. Lammie ha sido el Director de Mercado Eléctrico desde noviembre de 1998 y es responsable de administrar nuestras obligaciones contractuales en el mercado mayorista de energía, al igual que los temas relacionados con las tarifas y varios aspectos de cumplimiento regulatorio. Antes de incorporarse a nuestra compañía en 1998, trabajó como Asesor de Ingeniería Industrial y Calidad Total para la División de Ingeniería y Viviendas de las Fuerzas Armadas de EE. UU. en el Canal de Panamá. El Sr. Lammie trabajó durante 10 años con el IRHE como Gerente de Tarifas, Analista de Tarifas y Jefe de la División de Tarifa. Durante más de 20 años ha enseñado Finanzas y Evaluación de proyectos en la Universidad Tecnológica de Panamá y prestó servicios como consultor para Panama Distribution Group, S. A. durante el proceso de privatización del sector energético panameño. El Sr. Lammie tiene una Maestría en Ingeniería Industrial de la Universidad Tecnológica de Panamá. Es ciudadano panameño y su correo electrónico es: jlammie@ensa.com.pa

Nota: A partir del 3 de marzo de 2015 funge como Gerente General Encargado.

Lorena V. Fábrega (Directora de Atención al Cliente). La señora Fábrega fue nombrada Directora de Atención al Cliente en octubre del 2009 y es la responsable de todos los puntos de contacto con el cliente: sucursales; cartera de clientes VIP; reclamos; atención en línea, la cual incluye el centro de llamadas y la atención vía electrónica (Web, Móvil, correo electrónico). La unidad bajo su supervisión



interactuó estrechamente con las Direcciones de Ingeniería y Operaciones Comerciales con el fin de garantizar y mejorar continuamente la satisfacción del cliente. Su carrera en ENSA inició en diciembre del 2002 como Jefe de Asuntos Corporativos y continúa supervisando esta área, que está a cargo de las comunicaciones internas y externas, comunicación de crisis, imagen corporativa, administración de la marca, publicidad, programas de responsabilidad social corporativa, donaciones y patrocinios. La señora Fábrega fue la primera Presidenta de la Fundación Conexión, la cual fue el producto de la colaboración de muchos empleados de la compañía, activos en el voluntariado corporativo. Esta es una organización sin fines de lucro que está compuesta de colaboradores y contratistas que ofrecen voluntariamente su tiempo para el diseño y ejecución de programas que fomentan la educación de los niños y su desarrollo sostenible. La señora Fábrega hizo una pausa a su trabajo en ENSA entre abril y septiembre del 2007, meses durante los cuales prestó servicios como Directora de Comunicaciones de Cervecería Nacional, S.A. (SABMiller), en un periodo de grandes cambios en las estrategias de comunicación de las marcas Miller, Balboa, Pepsi y Atlas. Antes de incorporarse a ENSA, desde septiembre del 2000 a noviembre del 2002, la señora Fábrega fue la Gerente Administrativa de Airesistemas, S.A. Su experiencia laboral previa fue en el Centro Latinoamericano de Periodismo, CELAP, en carácter de coordinadora de proyectos y luego como Directora Ejecutiva. El CELAP es una organización sin fines de lucro que capacita a los periodistas profesionales de la región. Mientras trabajaba como Directora de la organización también fue la co-presentadora de un programa educativo semanal en vivo transmitido por televisión llamado "De mujeres y de todo". La Sra. Fábrega obtuvo su Licenciatura en Periodismo y una especialización en Mercadeo en la Universidad de Texas A&M. Es ciudadana panameña y estadounidense y su correo electrónico es: lfabrega@ensa.com.pa

Luis Duarte (Director de Operaciones Comerciales). El Sr. Duarte ha trabajado con nosotros desde septiembre de 2002 y en su trayectoria dentro de la organización se ha desempeñado en diferentes posiciones como Supervisor de Control de Pérdidas, Jefe de Servicio Técnico Comercial y Gerente de Operaciones Comerciales. En julio de 2012 fue ascendido a Director de Operaciones Comerciales, donde es responsable directo de las siguientes unidades operativas: Control de Pérdidas, Técnica Comercial, Lectura y Facturación, Laboratorio de Metrología y Servicios Especiales. Antes de unirse a nosotros el Señor Duarte fue Jefe de la sección de energía de Universal Telecom and Energy Panamá (2001) trabajando en proyectos de extensión de redes eléctricas y venta de cables eléctricos. También trabajó como Ingeniero de Proyectos en Turbine Power en la construcción de redes de electrificación rural en Panamá. El Señor Duarte tiene una Lic. En Ingeniería Electromecánica de la Universidad Tecnológica de Panamá. Él es ciudadano panameño y su correo electrónico es: lduarte@ensa.com.pa

Rafael Ríos (Director de Distribución e Ingeniería). El Sr. Ríos se incorporó a ENSA en noviembre de 2003 como Jefe de Subestaciones, Protección y Comunicaciones de la Dirección de Distribución e Ingeniería. En enero de 2007 fue promovido como Gerente de Operaciones y su responsabilidad principal era la implementación de operaciones automatizada del Centro de Control del Sistema a través de la herramienta SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), el mantenimiento y protección de los equipos de alta tensión y equipo de subestaciones, además del aseguramiento y cumplimiento con los estándares de calidad y confiabilidad del suministro de energía establecidos por el Reglamento de Comercialización y Distribución. En mayo de 2010, el Sr. Ríos fue ascendido a Director de Distribución e Ingeniería y sus responsabilidades están enfocadas en la planificación y ejecución del plan de expansión de la Compañía, el mantenimiento y seguridad pública de la red de distribución eléctrica, y la ejecución de proyectos de inversión mayores de capital relacionados con las subestaciones y los equipos de alto voltaje. Antes de incorporarse a ENSA, el Sr. Ríos trabajó como Auditor Senior en Public Utilities of New México (PNM) en Albuquerque, Nuevo México. También durante el verano de 2002 realizó una pasantía como Analista Financiero en Dominion Resources en Richmond, Virginia. Antes de eso, trabajó en Bahía Las

Minas Corp. en Panamá, entre 1999 y 2001 como Ingeniero Instrumentista y Jefe de Inspección Eléctrica durante la construcción del Ciclo Combinado y como Jefe de Proyectos en la planta de generación BLM. Desde 1995 hasta 1999 fue Ingeniero de Protección en el antiguo IRHE. El Sr. Ríos obtuvo en 1992 una Licenciatura en Ingeniería Electromecánica de la Universidad Tecnológica de Panamá, en 1994 un "Master of Science in Electric Power Engineering" del Rensselaer Polytechnic Institute en Troy, Nueva York; en 2003 obtuvo un "Master of Business Administration" de Darden Graduate School of Business Administration de University of Virginia y en 2006 un Postgrado en Desarrollo Gerencial de la Universidad Santa María La Antigua. El Sr. Ríos es "Senior Member" de IEEE; es ciudadano panameño y su correo electrónico es: rrios@ensa.com.pa

Carlos Chang (Gerente Senior de Tecnología). Desde julio de 2011 el Sr. Chang ha sido Gerente de Tecnología, su responsabilidad es planificar, organizar, facilitar, gestionar, apoyar y ejecutar los cambios necesarios en los diversos sistemas tecnológicos utilizados por la compañía además de supervisar que todos los recursos necesarios sean suministrados de manera oportuna para que el sistema opere sin contratiempos. El Sr. Chang se incorporó a ENSA en 2002, prestando servicios en la Dirección de Ingeniería, en el área de SCADA, asumió la jefatura de esta área en el 2007. El Sr. Chang era profesor de Redes y Comunicaciones en la Universidad de Panamá durante de 2009 a 2011. El Sr. Chang tiene una Licenciatura en Ingeniería Electrónica y Comunicaciones de la Universidad de Panamá en el 2002, también posee un Postgrado en Desarrollo Gerencial de la Universidad Santa María la Antigua, en el 2006 y un Master en E-Business (Comercio Electrónico) de la Universidad de Cantabria, España, en el 2007. El Sr. Chang es ciudadano panameño y su correo electrónico es: cchang@ensa.com.pa

Beryl Bartolí (Gerente de Recursos Humanos). La Sra. Bartolí ha sido Gerente de Recursos Humanos desde julio de 2003 que es cuando se incorporó a la Compañía. Es la responsable de diseñar los programas de contratación y desarrollo del empleado de ENSA, al igual que del desarrollo e implementación de muchos programas necesarios para fomentar una cultura organizacional adecuada a nivel de toda la Compañía. En estos se incluyen el programa de retención de talento de la Compañía, al igual que el plan de sucesión que es actualizado regularmente. La Sra. Bartolí administra las relaciones de la Compañía así como las la relación de la misma con el sindicato laboral (Sindicato de los Trabajadores de la Industria Eléctrica y Similares de Panamá-SITIESPA). Dentro de la unidad de RR. HH., la Sra. Bartolí supervisa el departamento de seguridad industrial, salud y medio ambiente. Antes de incorporarse a ENSA, durante diez años la Sra. Bartolí tuvo el cargo de gerente de RR. HH. En Franquicias Panameñas S. A., una compañía de franquicias de comida rápida. También trabajó como directora de recursos humanos de la Administración de Seguros, una compañía de seguros nacional líder, y tenía responsable de similares en la Cervecería Nacional, la cervecería nacional más grande. La Sra. Bartolí tiene una licenciatura en psicología de la Universidad Tecnológica de Panamá y ha sido profesora en la Universidad Latina. Es ciudadana panameña y su correo electrónico es: bbartoli@ensa.com.pa

Margarita Aguilar (Gerente de Calidad de la Gestión). Desde junio de 2000 la Sra. Aguilar ha sido responsable de la unidad de calidad de la gestión y ha sido una parte fundamental en el fortalecimiento de los procesos generales y del entorno de control interno y seguridad de la información de ENSA. La unidad de calidad de la gestión también participa en la evaluación de riesgos y en la definición de controles internos en los informes financieros y en la documentación y administración del plan de continuidad de la empresa. Antes de junio de 2000, la Sra. Aguilar trabajó para la Autoridad de la Región Interoceánica (una antigua agencia gubernamental responsable de la administración de las propiedades que anteriormente se encontraron bajo el uso de las Fuerzas Armadas de los EE. UU.) en la Dirección responsable por la organización y los sistemas de organización de información de dicha Autoridad. La Sra. Aguilar también trabajó durante 13 años en IRHE en los siguientes departamentos: Recursos humanos, Planificación, TI y Administración y

Desarrollo. También prestó servicios como profesora en la Universidad Tecnológica de Panamá, enseñando en las Facultades de Ingeniería Industrial y de Sistemas Informáticos. La Sra. Aguilar tiene una licenciatura en Ingeniería Industrial con una especialización en producción de la Universidad Tecnológica de Panamá y una maestría en Comunicaciones Organizacionales de la Universidad Santa María La Antigua. Ella es miembro del Instituto de Auditores Internos de Panamá. La Sra. Aguilar es ciudadana panameña y su correo electrónico es: maguilar@ensa.com.pa

Cada uno de los directores, oficiales y ejecutivos de la Compañía pueden ser contactados a través de la Compañía, el número de teléfono es: (507) 340-4608.

3- Asesores Legales

Alemán, Cordero, Galindo & Lee (Alcogal) es la firma de abogados locales panameños de la Compañía, con oficinas en la Torre MMG, piso 2, con teléfono (507) 269-2620. El contacto principal es el Lic. Carlos Cordero, socio de esta firma, quien actúa como Secretario corporativo.

4- Auditores

Deloitte Inc. es la firma que brinda a la Compañía el servicio de auditoría externa, con oficinas en Costa del Este, Edificio Torre Banco Panamá, Avenida Boulevard y La Rotonda, Piso#12, teléfono (507) 303-4100 y el contacto principal es el Sr. Álvaro Lasso, Socio de esta firma.

El equipo de auditoría externa (Deloitte Inc.) está conformado por:

Nombre del Auditor Externo	Cargo
Lic. Álvaro Lasso	Socio
Licda. María Luisa Benalcazar	Gerente de Auditoría
Lic. Bernardino Álvarez	Gerente Senior
Lic. Ramón Arosemena	Director de ERS

Esta firma de auditoría cuenta con un programa formal de educación continua para los auditores sobre la profesión contable.

5- Designación por acuerdos o entendimientos

No aplica.

B. Compensación

Compensación de los Directores

Durante el año 2014, cada director recibió un honorario fijo de B/.1,250.00 por cada reunión de Junta Directiva a la cual asistió, más reembolsos por gastos relacionados incurridos (gastos de hospedaje, pasaje de avión y alimentación). Los directores miembros del Comité de Auditoría y del Comité de Asuntos de Directiva tienen el mismo honorario fijo de B/.1,250.00 por cada reunión en la cual participan. En sesión de Junta Directiva de fecha 24 de octubre de 2014 se aprobó fijar el honorario de dieta en la suma de B/. 2,000.00, siendo el mismo efectivo a partir de la siguiente reunión de junta directiva. El nuevo monto también es aplicable a las reuniones de Comité de Auditoría y Comité de Asuntos de Directiva.

Compensación de los Oficiales Ejecutivos

La compensación consolidada pagada a los 10 oficiales ejecutivos claves listados, en 2014 fue B/.1.4 millones. Esta compensación consiste de un salario base de B/. 1.1 millón y bono anual por resultados y méritos de B/.0.3 millones. El plan de bono anual considera tanto el rendimiento de la Compañía, a través de la comparación con las metas establecidas y ejecución financiera consolidada, y el rendimiento individual.

C. Prácticas de la Directiva

La Junta Directiva usualmente se reúne por lo menos seis veces al año. El Pacto Social requiere que al menos 51% de las acciones con derecho a voto estén presentes para tener el quórum necesario para una reunión de junta directiva. La Junta Directiva administra las operaciones de negocio del día a día, con excepción a aquellos temas que deben ser decididos por los accionistas por ley o por el Pacto Social.

Para apoyo a la Directiva, se han constituido los comités de: auditoría y ejecutivo. Entre las funciones del comité de auditoría están: evaluar el adecuado establecimiento de una cultura de controles, entender y evaluar la efectividad de los controles internos relacionados con: reportes financieros y cumplimiento de leyes y regulaciones. También supervisa el trabajo de los auditores externos e internos, de igual forma, tienen la responsabilidad de informar a la Junta Directiva sobre asuntos significativos, entre otras. El comité ejecutivo tiene la función de: evaluar las contingencias, resultados, buscar oportunidades de mejoramiento operativo y financiero, entre otras.

D. Empleados ACTUALIZAR

La siguiente tabla muestra el desglose de los empleados por área funcional al final de cada año:

Área	2014	2013	2012	2011
Distribución e Ingeniería	177	152	134	106
Servicio al Cliente	43	49	53	56
Operaciones Comerciales	165	156	163	184
Finanzas y Administración	33	34	33	33
Sistemas de Información	19	17	16	14
Recursos Humanos	12	11	9	9
Logística y Suministros	24	20	20	23
Otros	40	37	31	29
Total	513	476	459	454

En la Compañía también empleamos contratistas independientes para realizar muchas de las actividades, tales como suministrar mantenimiento de equipo y seguridad para la red de comunicación interna, entre otras.

Al 31 de diciembre de 2014, 152 de los 513 empleados estaban afiliados al Sindicato de Trabajadores de la Industria Eléctrica y Similares de la República de Panamá, o SITIESPA. Los términos y condiciones de la contratación de empleados están regidos por el Código Laboral panameño y por la convención colectiva acordada entre la Compañía y SITIESPA. La convención colectiva, cuya vigencia es de cuatro años fue negociada, firmada y se hizo efectiva el 4 enero de 2013.

La Compañía mantiene una buena relación con los colaboradores y a la fecha no hemos sido afectados por ningún paro laboral. La Compañía por sexto año consecutivo viene participando de la encuesta dirigida por el Instituto Great Place to Work de Centroamérica y el Caribe, el cual mide a través de una encuesta de percepción la cultura organizacional, equidad, confianza, liderazgo y respeto mutuo. Por cinco años consecutivos hemos sido reconocidos a nivel internacional como una de las mejores empresas para trabajar en Centroamérica y el Caribe. De acuerdo con

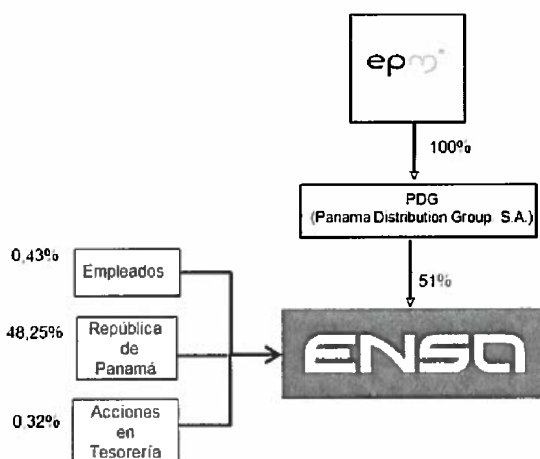
la ley laboral panameña, los empleados que trabajan en el sector de los servicios públicos tienen prohibido hacer paros laborales o huelgas que afecten la entrega de los servicios públicos.

E. Propiedad Accionaria

La Compañía fue incorporada el 22 de enero de 1998 al proceso de privatización del sector eléctrico panameño y, a través de un Contrato de Compraventa (Contrato de Compraventa de Acciones) fechado 30 de octubre de 1998, 51% de sus acciones comunes fueron vendidas a Panama Distribution Group, S.A., ("PDG") y el restante 49% retenido por el Estado panameño.

PDG, accionista principal que mantiene el 51% de las acciones de la Compañía, es 100% propiedad directa de Empresas Públicas de Medellín, E.S.P., una entidad pública del Orden Municipal de Colombia que tiene como propietario el Municipio de Medellín.

El diagrama siguiente resume la estructura accionaria actual:



IV. ACCIONISTAS PRINCIPALES

La siguiente tabla muestra los accionistas, el número respectivo de acciones poseídas por ellos y su porcentaje de tenencia de acciones al 31 de diciembre de 2013.

Clase de Título	Nombre del beneficiario final	No. de acciones	Porcentaje ⁽¹⁾
Acciones Comunes	Panama Distribution Group, S.A.	25,500,000	51.00%
Acciones Comunes	República de Panamá	24,127,549	48.25%
Acciones Comunes	Ex empleados del IRHE	212,420	00.43%

(1) Las restantes 160,031 o 0.32% es mantenido como acciones en tesorería.

V. PARTES RELACIONADAS, VINCULOS Y AFILIACIONES

A. Identificación de negocios o contratos con partes relacionadas

Contrato de Concesión

La Compañía se rige por el Contrato de Concesión fechado 22 de octubre de 2013, acordado con la ASEP. Ver "Licencias" en la sección I literal f.

Ventas, Compras y Transmisión de Energía

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.

En el curso normal del negocio, la Compañía compra electricidad de las compañías de generación y distribución, vende energía a instituciones gubernamentales y hace pagos a la compañía de transmisión. Esas transacciones son hechas de acuerdo con los términos y condiciones de los contratos de compra de energía y honorarios de transmisión acordados y son reportadas como transacciones con partes relacionadas en las notas del estado financiero.

B. Interés de Expertos y Asesores

No aplica.

VI. TRATAMIENTO FISCAL

Impuesto sobre Intereses

Los intereses sobre los Bonos están exentos del impuesto sobre la renta o requerimientos de retención en Panamá, debido a que los Bonos fueron registrados ante la Superintendencia del Mercado de Valores y fueron inicialmente colocados en una bolsa o a través de un mercado organizado en Panamá. En consecuencia, los pagos de intereses hechos sobre los Bonos están exentos de impuesto sobre la renta o requerimientos de retención en Panamá.

Impuesto de Transferencia

Los Bonos han sido registrados ante la Superintendencia del Mercado de Valores, cualquier ganancia de capital realizada por los tenedores de los Bonos en la venta u otra transferencia de los Bonos están exentas de impuesto sobre la renta, en la medida que la venta o transferencia de los Bonos es hecha a través de una bolsa u otro mercado organizado. Cualquier ganancia realizada en la venta de los Bonos en esta bolsa estará exenta del impuesto sobre la renta en Panamá.

Impuesto de Timbre y otros

Como los Bonos han sido registrados ante Superintendencia del Mercado de Valores, los Bonos no están sujetos a impuestos de timbre, registro o similares. No hay impuesto sobre la venta, traspaso o herencia aplicable a la venta o disposición de los Bonos.

Inversionistas Extranjeros

Por razón de su inversión en los Bonos, una persona domiciliada fuera de Panamá no es requerida a presentar una declaración de renta en Panamá, ya que las ganancias realizadas en la venta o disposición de los Bonos están exentas de impuesto sobre la renta como se indicó anteriormente.

Otros Impuestos

En adición, a los impuestos relacionados con la emisión de los Bonos, la Compañía está sujeta a los siguientes impuestos:

- Impuesto sobre la renta
- Impuesto complementario
- Impuesto de timbres
- Impuesto de transferencia de bienes muebles y servicios (ITBMS)
- Impuesto de licencia comercial
- Impuesto de inmueble
- Impuesto municipales

VII. ESTRUCTURA DE CAPITALIZACIÓN

A. Resumen de la Estructura de Capitalización

Tipo de Valor y Clase	Cantidad de Valores Emitidos y en Circulación	Monto	Listado Bursátil
Acciones Comunes	50,000,000	B/. 141,375,755	No registrada

Tipo de Valor y Clase	Vencimiento	Monto Emitido	Listado Bursátil
Bonos Preferentes	12 /07/2021	B/. 100,000,000	BVP
Bonos Corporativos	20/10/2018	B/. 20,000,000	BVP
Bonos Preferentes	13/12/2027	B/. 80,000,000	BVP

B. Descripción y Derechos de los Títulos

1. Capital Accionario

La totalidad de las acciones se encuentran autorizadas, emitidas y completamente pagadas, las mismas son sin valor nominal de las cuales 160,031 acciones se mantienen en tesorería.

2. Títulos de deuda

Las Notas Senior con un valor de B/. 100,000,000.00 devengan intereses desde el 10 de julio de 2006, a una tasa fija del 7.60% por año, pagaderos semestralmente con vencimiento al 12 de enero y 12 de julio de cada año. Los intereses sobre las Notas se calculan en base a un año de 360 días y doce meses de 30 días. Las Notas no están garantizadas y no están subordinadas.

Los Bonos Corporativos con un valor nominal de hasta B/.40,000,000 suscritos y emitidos B/.20,000,000 que devengan intereses de Libor tres (3) meses más un margen aplicable de 2.375% anual, revisable y pagadero trimestralmente todos los 20 de enero, 20 de abril, 20 de julio y 20 de octubre de cada año hasta su fecha de vencimiento. Los Bonos no están garantizados y no están subordinados.

Los Bonos Preferentes con un valor nominal de hasta B/.80,000,000 suscritos y emitidos por igual monto que devengan intereses a una tasa fija de 4.73%, pagaderos semestralmente por periodo vencido, cada 13 de diciembre y 13 de junio. Los Bonos no están garantizados y no están subordinados.

C. Información de Mercado

Los Bonos con un valor de B/. 100,000,000.00 están listados en la Bolsa de Valores de Panamá. The Bank of New York Mellon es el fiduciario, registrador, agente de pago y agente de traspaso. El precio de mercado de referencia al 31 de diciembre de 2014 fue de B/. 118,674,000.

Los Bonos con un valor de B/. 40,000,000.00 están listados en la Bolsa de Valores de Panamá, S.A. El precio de mercado de referencia al 31 de diciembre de 2014 fue de B/. 18,434,000.

Los Bonos con un valor de B/. 80,000,000.00 están listados en la Bolsa de Valores de Panamá. The Bank of New York Mellon es el fiduciario, registrador, agente de pago y agente de traspaso. El precio de mercado de referencia al 31 de diciembre de 2014 fue de B/. 79,974,000.

II PARTE

RESUMEN FINANCIERO

En miles de Balboas

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA	2014	2013	2012	2011
Ventas o Ingresos Totales	677,869	550,335	550,245	491,019
Margen Operativo	134,100	121,678	112,794	102,194
Gastos Generales y Administrativos	67,503	60,138	55,959	51,766
Utilidad Neta	38,258	35,799	35,278	30,431
Acciones emitidas y en circulación	49,840	49,840	49,840	49,840
Utilidad por Acción	0.77	0.72	0.71	0.61
Depreciación y Amortización	20,326	19,472	16,885	16,182

BALANCE GENERAL	2014	2013	2012	2011
Activo Circulante	201,310	115,652	153,598	104,716
Activos Totales	588,655	470,171	469,554	392,934
Pasivo Circulante	181,359	115,302	122,468	118,178
Deuda a Largo Plazo	200,607	200,193	196,264	117,071
Acciones Preferidas	N/A	N/A	N/A	N/A
Capital Pagado	106,099	106,099	106,099	106,099
Utilidades Retenidas	72,089	35,082	35,277	41,813
Total Patrimonio	177,964	140,937	141,376	147,912

RAZONES FINANCIERAS	2014	2013	2012	2011
Dividendo/Acción	0.77	0.72	0.71	0.61
Deuda Total/Patrimonio	1.13	1.42	1.39	0.86
Capital de Trabajo	19,951	350	31,130	-13,462
Razón Corriente	1.11	1.00	1.25	0.89
Utilidad Operativa /Gastos Financieros	5.38	5.49	6.86	5.87

III PARTE

ESTADOS FINANCIEROS

Los Estados Financieros anuales auditados se presentan adjunto a este documento.

IV PARTE

GOBIERNO CORPORATIVO

De conformidad con las guías y principios dictados mediante Acuerdo No. 12 de 11 de noviembre de 2003, para la adopción de recomendaciones y procedimientos relativos al buen gobierno corporativo de las sociedades registradas, responda a las siguientes preguntas en la presentación que se incluye a continuación, sin perjuicio de las explicaciones adicionales que se estimen necesarias o convenientes. En caso de que la sociedad registrada se encuentre sujeta a otros regímenes especiales en la

materia, elaborar al respecto.

Contenido mínimo	
1.	<p>Indique si se han adoptado a lo interno de la organización reglas o procedimientos de buen gobierno corporativo? En caso afirmativo, si son basadas en alguna reglamentación específica.</p> <p>La Compañía cuenta con reglas internas que rigen su funcionamiento. Estas reglas comprenden una amplia gama de políticas, manuales y procedimientos que permiten a la Junta Directiva, ejecutivos claves y demás integrantes del equipo gerencial tomar decisiones, ejecutar los negocios y operaciones de la Compañía, y mantener controles internos, para que cubran las áreas operativas, administrativas y financieras. Adicionalmente, las reglas internas de la Compañía están orientadas a lograr el cumplimiento de todas las disposiciones legales que rigen la industria en el giro usual de sus negocios, incluyendo programas y controles antifraudes y cumplimiento de las leyes anticorrupción. También cuenta con un Código de Ética, un Encargado de Cumplimiento asociado a los temas de ética e integridad, y un Comité de Auditoría.</p>
2.	<p>Indique si estas reglas o procedimientos contemplan los siguientes temas:</p> <p>a. Supervisión de las actividades de la organización por la Junta Directiva. Sí, la Junta Directiva se reúne por lo menos seis veces al año y mantiene comunicación constante con sus miembros y con la administración de la empresa. También cuenta con un Comité de Asuntos de Directiva que se reúne en el igual término.</p> <p>b. Existencia de criterios de independencia aplicables a la designación de Directores frente al control accionario. El Pacto Social establece que los directores deben ser: 2 en representación del Estado panameño y 3 en representación de Panama Distribution Group, S.A., manteniendo siempre la representación de cada grupo accionista.</p> <p>c. Existencia de criterios de independencia aplicables a la designación de Directores frente a la administración. La Junta Directiva tiene como derecho el de nombrar al Gerente General de la Compañía.</p> <p>d. La formulación de reglas que eviten dentro de la organización el control de poder en un grupo reducido de empleados o directivos. Los integrantes de la Junta Directiva son seleccionados según lo detallamos en el literal b de este punto. La composición de la alta gerencia responde a las necesidades de las operaciones de la empresa, para lo cual se tienen 5 direcciones.</p> <p>e. Constitución de Comisiones de Apoyo tales como de Cumplimiento y Administración de Riesgos, de Auditoría. La Compañía cuenta con un Comité de Auditoría que usualmente se periódicamente o por lo menos seis veces al año. El Comité de Auditoría es un comité conformado por miembros de la Junta Directiva. No existe comité de cumplimiento ni administración de riesgos. Sin embargo, se realizan los análisis de los respectivos riesgos y se llevan a cabo las pruebas de control interno que abarcan los aspectos: financieros, de cumplimiento de leyes y regulaciones y operativos. Como práctica, la Compañía utiliza como marco de referencia de control interno, la metodología y los lineamientos establecidos por el Committee of Sponsoring Organization of the Treadway Commission (COSO).</p>

	<p>f. La celebración de reuniones de trabajo de la Junta Directiva y levantamiento de actas que reflejen la toma de decisiones.</p> <p>La Junta Directiva se reúne y se documentan mediante actas que son refrendadas por el Presidente y Secretario de la Junta Directiva.</p>
	<p>g. Derecho de todo director y dignatario a recabar y obtener información.</p> <p>Se respeta el derecho de todo director de obtener información. La información es usualmente solicitada al Gerente General en las reuniones de Junta Directiva, pero la misma está disponible en cualquier otra instancia.</p>
3.	<p>Indique si se ha adoptado un Código de Ética. En caso afirmativo, señale su método de divulgación a quienes va dirigido.</p> <p>Se cuenta con un Código de Ética actualizado, el mismo es divulgado y entregado a todo el personal. También se realizan reinducciones anuales a todos los empleados donde se recalca la importancia del mismo. Este Código está disponible en la intranet de la Compañía a la cual tienen acceso los empleados. De igual forma, a los contratistas y proveedores de servicio se les hace entrega del Código de Ética y se establece una cláusula en el contrato que indica que es obligatorio la utilización del mismo.</p>
Junta Directiva	
4.	<p>Indique si las reglas de gobierno corporativo establecen parámetros a la Junta Directiva en relación con los siguientes aspectos:</p> <p>a. Políticas de información y comunicación de la empresa para con sus accionistas y terceros.</p> <p>No</p> <p>b. Conflictos de intereses entre Directores, Dignatarios y Ejecutivos clave, así como la toma de decisiones.</p> <p>El Código de Ética establece el debido tratamiento en los conflictos de intereses.</p> <p>c. Políticas y procedimientos para la selección, nombramiento, retribución y destitución de los principales ejecutivos de la empresa.</p> <p>Existe un manual de procedimientos para atender temas relacionados con el personal clave.</p> <p>d. Sistemas de evaluación de desempeño de los ejecutivos clave.</p> <p>Se hace anualmente mediante evaluación de desempeño.</p> <p>e. Control razonable del riesgo.</p> <p>Actualmente, la administración hace evaluaciones con el propósito de identificar los riesgos y su respectiva evaluación de probabilidad e impacto...</p> <p>f. Registros de contabilidad apropiados que reflejen razonablemente la posición financiera de la empresa.</p> <p>Como se mencionó anteriormente, la Compañía, ha implementado buenas prácticas de control interno orientadas a minimizar el riesgo de errores e irregularidades en los registros contables.</p> <p>g. Protección de los activos, prevención y detección de fraudes y otras irregularidades.</p> <p>Sí, ver punto anterior.</p> <p>h. Adecuada representación de todos los grupos accionarios, incluyendo los minoritarios.</p> <p>(Esta información debe suministrarse en todo caso de ofertas públicas de acciones. Para ofertas públicas de otros valores, se suministrará solo cuando sea de importancia para el público inversionista a juicio del emisor).</p> <p>No aplica.</p> <p>i. Mecanismos de control interno del manejo de la sociedad y su supervisión</p>

	<p>periódica.</p> <p>Contamos con personal idóneo como parte de la estrategia de supervisión a nivel de control interno, que conforma el Dirección de Auditoría Interna. La Dirección de Auditoría Interna realiza su planificación, plan de trabajo y ejecución de las pruebas; con la finalidad de proveer una seguridad razonable con respecto al logro de los objetivos de negocios, efectividad y eficiencia de las operaciones, confiabilidad de la información financiera y finalmente el cumplimiento de las leyes y regulaciones aplicables. Adicionalmente, se mantiene supervisión por la Alta Gerencia, Comité de Auditoría, Comité Ejecutivo y el Departamento de Control Interno de la Casa Matriz - EPM (Empresas Públicas de Medellín)</p>
5.	<p>Indique si las reglas de gobierno corporativo contemplan incompatibilidades de los miembros de la Junta Directiva para exigir o aceptar pagos u otras ventajas extraordinarias, ni para perseguir la consecución de intereses personales.</p> <p>El Código de Ética contempla la prohibición por cualquier tipo de conflicto.</p>
Composición de la Junta Directiva	
6.	<p>a. Número de Directores de la Sociedad</p> <p>5</p>
	<p>b. Número de Directores Independientes de la Administración</p> <p>No aplica</p>
	<p>c. Número de Directores Independientes de los Accionistas</p> <p>4</p>
Accionistas	
7.	<p>Prevén las reglas de gobierno corporativo mecanismos para asegurar el goce de los derechos de los accionistas, tales como:</p> <p>a. Acceso a información referente a criterios de gobierno corporativo y su observancia. (Esta información debe suministrarse en todo caso de ofertas públicas de acciones. Para ofertas públicas de otros valores, se suministrará solo cuando sea de importancia para el público inversionista a juicio del emisor).</p> <p>No aplica.</p>
	<p>b. Acceso a información referente a criterios de selección de auditores externos. (Esta información debe suministrarse en todo caso de ofertas públicas de acciones. Para ofertas públicas de otros valores, se suministrará solo cuando sea de importancia para el público inversionista a juicio del emisor).</p> <p>No aplica.</p>
	<p>c. Ejercicio de su derecho a voto en reuniones de accionistas, de conformidad con el Pacto Social y/o estatutos de la sociedad. (Esta información debe suministrarse en todo caso de ofertas públicas de acciones. Para ofertas públicas de otros valores, se suministrará solo cuando sea de importancia para el público inversionista a juicio del emisor).</p> <p>No aplica.</p>
	<p>d. Acceso a información referente a remuneración de los miembros de la Junta Directiva. (Esta información debe suministrarse en todo caso de ofertas públicas de acciones. Para ofertas públicas de otros valores, se suministrará solo cuando sea de importancia para el público inversionista a juicio del emisor).</p> <p>No aplica.</p>
	<p>e. Acceso a información referente a remuneración de los Ejecutivos Clave. (Esta información debe suministrarse en todo caso de ofertas públicas de acciones. Para ofertas públicas de otros valores, se suministrará solo cuando sea de importancia para el público inversionista a juicio del emisor).</p> <p>No aplica.</p>

	<p>f. Conocimiento de los esquemas de remuneración accionaria y otros beneficios ofrecidos a los empleados de la sociedad. (Esta información debe suministrarse en todo caso de ofertas públicas de acciones. Para ofertas públicas de otros valores, se suministrará solo cuando sea de importancia para el público inversionista a juicio del emisor).</p> <p>No aplica.</p>
Comités	
8.	<p>Prevén las reglas de gobierno corporativo la conformación de comités de apoyo tales como:</p> <p>a. Comité de Auditoría ; o su denominación equivalente Sí</p> <p>b. Comité de Cumplimiento y Administración de Riesgos; o su denominación equivalente. Las funciones se realizan por el: Comité Ejecutivo. También existe un Encargado de Cumplimiento, asociados a los temas de ética e integridad.</p> <p>c. Comité de Evaluación y Postulación de directores independientes y ejecutivos clave; o su denominación equivalente No</p> <p>d. Otros:</p>
9.	<p>En caso de ser afirmativa la respuesta anterior, se encuentran constituidos dichos Comités para el período cubierto por este reporte?</p> <p>a. Comité de Auditoría Sí</p> <p>b. Comité de Cumplimiento y Administración de Riesgos. Las funciones se realizan por el: Comité Ejecutivo</p> <p>c. Comité de Evaluación y Postulación de directores independientes y ejecutivos clave. No</p>
Conformación de los Comités	
10.	<p>Indique cómo están conformados los Comités de:</p> <p>a. Auditoría (número de miembros y cargo de quienes lo conforman, por ejemplo, 4 Directores -2 independientes- y el Tesorero). Está conformado por 3 directores independientes.</p> <p>b. Cumplimiento y Administración de Riesgos No existe.</p> <p>c. Evaluación y Postulación de directores independientes y ejecutivos clave. No existe.</p>

V PARTE

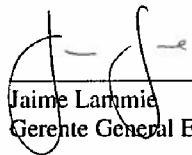
DIVULGACIÓN

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 Anual a través de la Internet, en su página Web denominada: www.ensa.com.pa a partir del xx de marzo de 2015.

FIRMA(S)

Este Informe de Actualización Anual es firmado por la persona que ejerce la representación legal de Elektra Noreste, S.A., según su Pacto Social.

Apoderado



Jaime Lammie
Gerente General Encargado

Elektra Noreste, S.A.

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

Estados Financieros para el año terminado al
31 de diciembre de 2014

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

Índice para los estados financieros
Al 31 de diciembre de 2014

Contenido	Páginas
Informe de la Administración	1
Balance general	2
Estado de resultado	3
Estado de cambios en el patrimonio de los accionistas	4
Estado de flujos de efectivo	5
Notas a los estados financieros	6 - 52

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 el estado de balance general al 31 de diciembre de 2014, y los estados de: resultado, de cambios en el patrimonio de los accionistas y de flujos de efectivo por los doce meses terminados al 31 de diciembre de 2014, y notas, que comprenden un resumen de políticas contables significativas y otra información explicativa.

Responsabilidad de la Administración sobre los Informes Financieros Intermedios

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

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

Responsabilidad del Contador Público

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

Consideramos que la evidencia de la revisión que hemos obtenido es suficiente y apropiada para ofrecer una base razonable. En nuestra consideración, los estados financieros intermedios presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de la Compañía al 31 de diciembre de 2014, y su desempeño financiero y sus flujos de efectivo por los doce meses terminados en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.



Eric Morales
CPA No.1769

Panamá, 27 de febrero de 2015

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

Balances Generales (no auditados)

31 de diciembre de 2014

Activos	Nota	2014	2013	Pasivos y patrimonio de los accionistas	Nota	2014	2013
Activos corrientes				Pasivos corrientes			
Efectivo y equivalente de efectivo	4	B/. 4,214,886	B/. 4,958,418	Generación y transmisión	14	B/. 122,213,150	B/. 77,147,180
Clientes y otros, neto	5	112,231,314	88,085,194	Otras cuentas por pagar y gastos acumulados	14	40,839,895	31,915,819
Subsidio del gobierno	6	44,005,103	-	Subsidio del gobierno	6	-	4,069,994
Activo regulatorio	24	11,105,450	4,185,753	Depósitos de clientes	15	6,269,663	2,133,020
Inventario	7	18,084,905	16,038,747	Pasivo regulatorio	23	-	-
Impuesto pagado por adelantado		11,358,854	2,003,465	Impuesto sobre la renta por pagar	10	36,420	-
Otros activos corrientes	8	309,375	380,168	Pasivo por beneficios a empleados	17	12,000,000	35,933
Total activos corrientes		<u>201,309,887</u>	<u>115,651,745</u>	Deuda a corto plazo		<u>12,000,000</u>	<u>-</u>
				Total pasivos corrientes		<u>181,359,128</u>	<u>115,301,946</u>
Activos no corrientes				Pasivos no corrientes			
Activo por impuesto sobre la renta diferido	16	2,265,839	1,746,252	Activo por impuesto sobre la renta diferido	16	19,168,810	4,341,896
Intangibles, neto	9	15,930,605	7,659,647	Pasivo por beneficios a empleados	10	412,683	423,490
Activo por beneficios a empleados	10	529,116	429,995	Depósitos de clientes	15	3,937,505	4,565,510
Propiedades de inversión	11	2,142,300	1,697,505	Provisión para contingencias	26	1,975,980	951,882
Otros activos no corrientes	12	1,001,777	1,004,313	Créditos diferidos	18	3,230,283	3,456,181
Propiedad, planta y equipos, neto	13	365,475,708	341,982,065	Deuda a largo plazo	17	200,607,076	200,193,149
Total activos no corrientes		<u>387,345,345</u>	<u>354,519,777</u>	Total pasivos no corrientes		<u>229,332,337</u>	<u>213,932,108</u>
				Compromisos y contingencias	26	-	-
Total de activos		<u>B/. 588,655,232</u>	<u>B/. 470,171,522</u>	Patrimonio de los accionistas:			
				Acciones comunes autorizadas y emitidas: 50,000,000 acciones sin valor nominal; 160,031 acciones en tesoro		106,098,875	106,098,875
				Otras pérdidas integrales acumuladas		(224,806)	(243,383)
				Utilidades no distribuidas	19	72,089,698	35,081,976
				Total de patrimonio de los accionistas		<u>177,963,767</u>	<u>140,937,468</u>
				Total pasivos y patrimonio de los accionistas		<u>B/. 588,655,232</u>	<u>B/. 470,171,522</u>

Elektra Noreste, S.A.

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

Estados de Resultados (no auditados)**(No Auditados)**

	Trimestre terminado et 31 de diciembre de		Doce meses terminados el 31 de diciembre de	
	2014	2013	2014	2013
Ingresos:				
Ventas de energía	B/. 145,726,751	B/. 136,201,174	B/. 664,466,628	B/. 535,861,550
Otros ingresos	<u>3,309,860</u>	<u>3,411,177</u>	<u>13,402,803</u>	<u>14,473,130</u>
Total de ingresos	<u>149,036,611</u>	<u>139,612,351</u>	<u>677,869,431</u>	<u>550,334,680</u>
Compra de energía y cargos de transmisión, neto	<u>113,239,235</u>	<u>109,810,642</u>	<u>543,769,204</u>	<u>428,656,502</u>
Margen bruto en distribución	<u>35,797,376</u>	<u>29,801,709</u>	<u>134,100,227</u>	<u>121,678,178</u>
Gastos de operaciones:				
Salarios y otros costos relacionados con personal	2,798,576	2,264,978	11,028,055	9,525,460
Provisión para cuentas de cobro dudoso, neto	505,573	756,197	2,086,590	1,816,188
Reparación y mantenimiento	1,196,107	773,844	3,736,219	3,366,771
Servicios profesionales	5,064,122	3,963,283	17,313,165	15,965,876
Depreciación y amortización	5,013,894	4,493,246	20,325,546	19,472,344
Gastos generales	2,055,846	2,483,411	11,940,497	9,409,611
Pérdida en venta y descarte de activo fijo	<u>452,820</u>	<u>165,455</u>	<u>1,073,399</u>	<u>582,235</u>
Total de gastos de operaciones	<u>17,086,938</u>	<u>14,900,414</u>	<u>67,503,471</u>	<u>60,138,485</u>
Ganancias en operaciones	<u>18,710,438</u>	<u>14,901,295</u>	<u>66,596,756</u>	<u>61,539,693</u>
Otros ingresos (egresos):				
Intereses ganados	53,207	94,449	353,467	434,646
Gastos de intereses	<u>(3,620,791)</u>	<u>(2,720,691)</u>	<u>(12,378,895)</u>	<u>(11,213,130)</u>
Total de otros egresos	<u>(3,567,584)</u>	<u>(2,626,242)</u>	<u>(12,025,428)</u>	<u>(10,778,484)</u>
Utilidad antes del impuesto sobre la renta	<u>15,142,854</u>	<u>12,275,053</u>	<u>54,571,328</u>	<u>50,761,209</u>
Impuesto sobre la renta:				
Corriente	(329,890)	1,826,250	1,995,318	13,358,182
Diferido (beneficio) gasto	<u>4,841,336</u>	<u>1,813,030</u>	<u>14,318,317</u>	<u>1,603,285</u>
Total de impuesto sobre la renta	<u>4,511,446</u>	<u>3,639,280</u>	<u>16,313,635</u>	<u>14,961,467</u>
Utilidad neta	<u>B/. 10,631,408</u>	<u>B/. 8,635,773</u>	<u>B/. 38,257,693</u>	<u>B/. 35,799,742</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 años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013**

	Acciones Comunes	Acciones en Tesorería	Otras Pérdidas Integrales Acumuladas	Utilidades no Distribuidas	Total
Saldo al 1 de enero de 2013 (como reportado previamente)	B/. 106,642,962	B/. (544,087)	B/. -	B/. 35,276,880	B/. 141,375,755
Ajustes por adopción de NIIF (Ver Nota 29)	-	-	(110,195)	23,269	(86,926)
Saldo al 1 de enero de 2013 (ajustado)	106,642,962	B/. (544,087)	(110,195)	35,300,149	141,288,829
Dividendos pagados	-	-	-	(35,276,880)	(35,276,880)
Revaloración de pasivo por beneficios a empleados neto de impuesto sobre la renta	-	-	(133,188)	-	(133,188)
Impuesto complementario, neto	-	-	-	(741,035)	(741,035)
Utilidad neta	-	-	-	35,799,742	35,799,742
Saldo al 31 de diciembre de 2013	106,642,962	(544,087)	(243,383)	35,081,976	140,937,468
Revaloración de pasivo por beneficios a empleados neto de impuesto sobre la renta	-	-	18,577	-	18,577
Impuesto complementario pagado	-	-	-	(1,249,971)	(1,249,971)
Utilidad neta	-	-	-	38,257,693	38,257,693
Saldo al 31 de diciembre de 2014	<u>B/. 106,642,962</u>	<u>B/. (544,087)</u>	<u>B/. (224,806)</u>	<u>B/. 72,089,698</u>	<u>B/. 177,963,767</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 años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013**

	2014	2013
Flujos de efectivo por las actividades de operación:		
Utilidad neta	B/. 38,257,693	B/. 35,799,742
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto provisto por las actividades de operación:		
Depreciación y amortización	20,325,546	19,472,344
Pérdida en descarte de activo fijo	1,073,399	582,235
Provisión para impuesto sobre la renta	1,995,318	13,358,182
Gasto Financiero	12,378,895	11,213,130
Provisión de cuentas de dudoso cobro, neto de recuperación	2,086,590	1,816,188
Valoración en propiedades de inversión	(45,600)	(748,300)
Amortización de descuento de deuda	385,487	82,836
Impuesto sobre la renta diferido	14,318,317	1,603,285
Movimiento neto en cuentas regulatorias diferidas	(6,919,697)	(6,051,000)
Cambios en activos y pasivos de operación:		
Cuentas por cobrar	(26,232,710)	(21,115,732)
Subsidio del gobierno	(48,075,097)	28,974,517
Inventario	(2,046,158)	(360,069)
Otros activos	73,329	(241,839)
Cuentas por pagar comerciales y otros pasivos	58,521,839	13,287,966
Pasivo por beneficios a empleados	(90,864)	(59,148)
Impuesto sobre la renta pagado	(11,350,707)	(32,988,901)
Intereses pagados	<u>(12,586,399)</u>	<u>(11,992,450)</u>
Efectivo neto (utilizado) provisto por las actividades de operación	<u>42,069,181</u>	<u>52,632,986</u>
Flujos de efectivo utilizado por las actividades de inversión:		
Producto de la venta de activo fijo	B/. 93,440	B/. 94,181
Inversiones de capital	<u>(53,656,182)</u>	<u>(53,524,766)</u>
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	<u>(53,562,742)</u>	<u>(53,430,585)</u>
Flujos de efectivo por las actividades de financiamiento:		
Deuda a corto plazo	B/. 12,000,000	B/. -
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>10,750,029</u>	<u>(36,017,915)</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo:		
Disminución neta en el efectivo	(743,532)	(36,815,514)
Efectivo al inicio del año	4,958,418	41,773,932
Efectivo al final del año	<u>B/. 4,214,886</u>	<u>B/. 4,958,418</u>

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

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

1. Información general

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

Las actividades de la Compañía, incluyen la compra de energía en bloques y su transporte por las redes de distribución a los clientes. En adición, la Compañía realiza la transformación de tensión vinculada, entrega de energía a los consumidores, la medición, 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 26.4, la Compañía tiene la exclusividad para la distribución y comercialización de energía eléctrica a clientes ubicados en las áreas geográficas de Panamá Este, Colón, la Bahía de Panamá, la Comarca de Guna Yala y Darién. La exclusividad en la fase de distribución también incluye a los "grandes consumidores", los cuales son definidos por la Ley 6, de fecha 3 de febrero de 1997, como aquellos clientes con una demanda máxima superior a 100 KW por sitio, a quienes les está permitido comprar directamente la energía a otros agentes del mercado eléctrico.

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

2. Bases de presentación y adopción de NIIF

Los estados financieros separados de ENSA se preparan de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante, "NIIF") emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (en adelante, "IASB"), así como las interpretaciones emitidas por el Comité de Interpretaciones (en adelante, "CINIIF").

ENSA preparó y presentó sus estados financieros hasta el 31 de diciembre de 2013 cumpliendo con los principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América. Los estados financieros al 31 de diciembre de 2014 son los primeros estados financieros preparados en conformidad con las NIIF. La empresa decidió a partir del 1 de enero de 2013 aplicar la adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera, los cambios e impactos importantes en la adopción de las NIIF en ENSA, se ven reflejados en la nota 29.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

Los estados financieros han sido preparados sobre la base de costo histórico con excepción de ciertas propiedades y los instrumentos financieros que se valoran por su valor razonable al final de cada ejercicio, como se explica en la aplicación de las políticas contables. El costo histórico, generalmente, se basa en el valor razonable de la contraprestación entregada a cambio de bienes y servicios.

Los estados financieros están expresados en Balboas, unidad monetaria de la República de Panamá, en la cual la compañía está incorporada y opera. Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, y por los años terminados en esa fecha el Balboa se ha mantenido a la par del Dólar y es de libre circulación. La República de Panamá no emite papel moneda y utiliza el Dólar de los Estados Unidos de América como moneda de curso legal.

3. Políticas de contabilidad más significativas

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

3.1 Efectivo y equivalentes de efectivo

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

3.2 Cuentas por cobrar

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

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

3.3 Inventario

Los inventarios incluyen, principalmente, materiales y suministros para consumo interno y prestación del servicio. Las herramientas y repuestos son consideradas parte del inventario.

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



**Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013**

3.4 Propiedad, planta y equipo

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

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

La propiedad, planta y equipo y activos intangibles con vida definida se evalúan anualmente por deterioro para determinar si existe algún indicio de que el valor en libros pudiese no ser recuperable. Para la prueba de deterioro, los activos son asociados al grupo identificable más pequeño que genera, en gran medida, entradas independientes de efectivo (la unidad generadora de efectivo). La prueba de deterioro comprende una comparación del valor en libros de una unidad generadora de efectivo con su importe recuperable. Cuando el importe en libros de la unidad generadora de efectivo excede a su importe recuperable, se considera deteriorado y se da de baja a su valor recuperable. La reversión de pérdidas por deterioro previamente reconocidas es permitida, a excepción de la plusvalía. El importe recuperable de un activo o grupo de activos es la cantidad mayor entre su valor razonable menos los 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 31 de diciembre 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 el estado de resultado.

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
Transformadores	30
Ductos y conductores subterráneos	30 - 35
Conductores aéreos y accesorios	12 - 30
Equipos de subestaciones	12 - 30
Medidores de consumidores	13 - 20
Edificios y mejoras	50
Equipos de alumbrados públicos	25
Equipos de transporte	8
Equipos de comunicación	8 a 25
Mobiliario y equipo de oficina	5 a 20

**Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013**

3.5 Compra de energía y cargo de transmisión

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

3.6 Impuestos sobre la renta

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

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

3.7 Depósitos de clientes

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

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

Elektra Noreste, S.A.

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

**Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013**

3.8 Contingencias

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

3.9 Beneficios a empleados

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

3.10 Partes relacionadas

Como resultado de la reestructuración del sector eléctrico de Panamá, tres compañías de distribución, cuatro compañías generadoras y una compañía transmisora fueron creadas. El Gobierno panameño retuvo aproximadamente un cincuenta y un por ciento (51%) de participación en las compañías generadoras hidráulicas y un cuarenta y nueve por ciento (49%) en las compañías generadoras termo eléctricas y compañías distribuidoras y, un cien por ciento (100%) en la compañía transmisora. El Gobierno panameño posee el 48.25% de las acciones de la Compañía y los ex-empleados del IRHE el 0.43%.

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

3.11 Cuentas regulatorias diferidas

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

El sistema regulado bajo el cual opera la Compañía permite que cualquier exceso o deficiencia entre el costo estimado de la energía considerada en la tarifa y el costo actual incurrido por la Compañía sea incluida como un ajuste compensatorio, a ser recuperado de o devuelto a los clientes, en la próxima revisión tarifaria. Cualquier exceso en el costo de energía cargado a los clientes es acumulado como saldo crédito en cuenta regulatoria diferida en los 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

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

clientes.

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

3.12 Reconocimiento de ingresos

Venta de energía

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

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

Otros ingresos

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



**Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013**

3.13 Uso de estimaciones

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

3.14 Intangible neto

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

3.15 Concentración del riesgo de crédito

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

3.16 Provisión activo y pasivo contingente

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

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

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.

3.17 Subvenciones

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

3.18 Clasificación en corriente y no corriente

En los balances generales de la Compañía, 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

3.19 Aplicación de Normas Internacionales de Información Financiera

NIF nuevas y revisadas que afectan los montos reportados en el año en curso

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 periodos anuales que inicien en o después del 1 de enero 2014.

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

Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 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.

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.

NIIF nuevas y revisadas emitidas pero aún no vigentes

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 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.

NIIF 15 "Ingresos de Contratos con clientes". Esta norma establece un marco integral para determinar cómo, cuánto y el momento cuando el ingreso debe ser reconocido. Esta norma reemplaza las guías existentes. Incluyendo la NIC 18 de Ingresos de Actividades Ordinarias, NIC 11 Contratos de Construcción y la CINIIF 13 Programas de Fidelización de Clientes.

4. Efectivo y equivalentes de efectivo

Las partidas de efectivo y equivalentes de efectivo se componen de efectivo en caja y depósitos en bancos. El detalle de los mismos se presenta a continuación:

	2014	2013
Caja	39,305	37,305
Bancos	<u>4,175,581</u>	<u>4,921,113</u>
Total efectivo y equivalentes de efectivo	<u>4,214,886</u>	<u>4,958,418</u>

Elektra Noreste, S.A.

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

**Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013****5. Cuentas por cobrar - clientes y otras, neto**

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

	2014	2013
Cientes	80,958,743	68,026,600
Gobierno y entidades municipales (Nota 20)	<u>26,530,303</u>	<u>18,766,254</u>
	107,489,046	86,792,854
Energía suministrada no facturada	12,333,030	9,872,600
Otras	<u>6,157,830</u>	<u>3,047,181</u>
	125,979,906	99,712,635
Provisión para cuentas de cobro dudoso	<u>(13,748,592)</u>	<u>(11,627,441)</u>
Total	<u>112,231,314</u>	<u>88,085,194</u>

Al 31 de diciembre de 2014, la Compañía cargó contra la provisión para cuentas de cobro dudoso la suma de B/.110,425 (2013: B/.54,642) y recuperó saldos de cuentas previamente dadas de baja por la suma de B/.144,986 (2013: B/.349,945).

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

Días	Consumidores de energía		Otros servicios		Total	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Corriente	55,386,714	41,879,862	2,131,159	2,251,931	57,517,873	44,131,793
30 días	17,634,586	16,569,400	608,811	364,068	18,243,397	16,933,468
60 días	8,850,501	6,739,710	177,796	87,898	9,028,297	6,827,608
90 días	5,077,043	5,248,561	306,050	176,952	5,383,093	5,425,513
Más de 90 días	<u>32,873,232</u>	<u>26,227,921</u>	<u>2,934,014</u>	<u>166,332</u>	<u>35,807,246</u>	<u>26,394,253</u>
Totales	<u>119,822,076</u>	<u>96,665,454</u>	<u>6,157,830</u>	<u>3,047,181</u>	<u>125,979,906</u>	<u>99,712,635</u>

La conciliación de la provisión para cuentas de cobro dudoso al 31 de diciembre 2014 y 2013 se presenta a continuación:

	2014	2013
Saldo inicial	11,627,441	9,515,951
Incremento en la estimación del año	2,231,576	2,166,132
Descarte de cuentas	<u>(110,425)</u>	<u>(54,642)</u>
Saldo final	<u>13,748,592</u>	<u>11,627,441</u>



Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

6. Subsidio de gobierno

Al 31 de diciembre de 2014, el monto de Subsidio de gobierno por B/.44,005,103 incluye saldos adeudados por subsidios otorgados por el gobierno a los clientes a través del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) por B/.2,557,518, del Fondo de Compensación Energética (FACE) por B/.61,248,519 y un saldo por pagar producto del Cargo por Variación de Combustible por B/.19,800,934. 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 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 periodos tarifarios anteriores.

Al 31 de diciembre de 2013, el monto de Subsidio de Gobierno por pagar de B/.4,069,994 incluía 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.

7. Inventarios

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

Los materiales en inventarios de consumo se presentan a continuación:

	2014	2013
Conductores	5,092,304	4,321,307
Fusibles y conectores	1,477,773	1,366,885
Herrajes y aisladores	4,170,114	3,722,392
Luminarias	509,832	740,342
Medidores	3,075,699	2,367,224
Transformadores	1,913,909	1,834,262
Otros inventario	204,630	579,550
Anticipo para compra de inventarios	1,612,296	1,053,644
Inventario en tránsito	509,928	499,100
Provisión material deteriorado	(481,579)	(445,960)
Total inventario	<u>18,084,905</u>	<u>16,038,747</u>

Elektra Noreste, S.A.

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

**Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013****8. Otros activos corrientes**

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 los otros activos corrientes se detallan a continuación:

	2014	2013
Seguros pagados por anticipado	215,592	230,983
Gastos por amortizar	72,816	107,389
Anticipo a proveedores	15,384	41,612
Otros	<u>5,583</u>	<u>184</u>
	<u>309,375</u>	<u>380,168</u>



Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

9. Intangible, neto

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

	Software y aplicaciones informáticas	Licencias	Servidumbre	Total
Activos intangibles				
Saldo al 1 de enero de 2013	6,207,844	6,054,689	1,047,369	13,309,902
Adiciones	503,805	338,779	-	842,584
Disposiciones	(641)	(9,327)	(9,796)	(19,764)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	6,711,008	6,384,141	1,037,573	14,132,722
Amortización acumulada				
Saldo al 1 de enero de 2013	1,196,185	3,842,276	-	5,038,461
Amortización del periodo	776,047	668,317	-	1,444,364
Disposiciones	(641)	(9,109)	-	(9,750)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	1,971,591	4,501,484	-	6,473,075
Activos intangibles, neto	4,739,417	1,882,657	1,037,573	7,659,647
	Software y aplicaciones informáticas	Licencias	Servidumbre	Total
Activos intangibles				
Saldo al 31 de diciembre de 2013	6,711,008	6,384,141	1,037,573	14,132,722
Adiciones	8,547,314	1,640,418	85,198	10,272,931
Disposiciones	-	-	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2014	15,258,322	8,024,560	1,122,771	24,405,653
Amortización acumulada				
Saldo al 31 de diciembre de 2013	1,971,591	4,501,484	-	6,473,075
Amortización del periodo	1,077,976	758,864	-	1,836,840
Transferencias (-/+)	165,133	-	-	165,133
Disposiciones	-	-	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2014	3,214,700	5,260,348	-	8,475,048
Activos intangibles, neto	12,043,622	2,764,211	1,122,771	15,930,605

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

10. Beneficios a empleados

Planes de beneficios definidos post-empleo

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

- **Prima de antigüedad y Fondo de cesantía**

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

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.

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

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

- **Bono por jubilación**

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

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

Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

A continuación un detalle del activo o (pasivo):

Descripción	Prima de antigüedad		Otros	
	2014	2013	2014	2013
Valor presente de obligaciones por beneficios definidos	(1,307,181)	(1,161,000)	(449,103)	(459,423)
Valor razonable de los activos del plan	<u>2,021,129</u>	<u>1,819,110</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Superávit o (déficit) por beneficios definidos	<u>713,948</u>	<u>658,110</u>	<u>(449,103)</u>	<u>(459,423)</u>
Ajuste al superávit por límite del activo	(184,832)	(228,115)	-	-
Activo o (pasivo) neto por beneficios definidos	<u>529,116</u>	<u>429,995</u>	<u>(449,103)</u>	<u>(459,423)</u>
Valor presente de obligaciones a 1 de enero	(1,161,000)	(1,102,303)	(459,423)	(422,512)
Costo del servicio presente	(42,674)	(72,362)	(8,569)	(8,060)
Gasto por intereses	(66,427)	(35,049)	(14,580)	(8,669)
Ganancias o pérdidas actuariales	(194,855)	(37,994)	(35,697)	(62,494)
Pagos efectuados por el plan	<u>148,375</u>	<u>86,707</u>	<u>69,166</u>	<u>42,312</u>
Valor presente de obligaciones a 31 de diciembre	<u>(1,316,582)</u>	<u>(1,161,000)</u>	<u>(449,103)</u>	<u>(459,423)</u>
Valor razonable de los activos del plan a 1 de enero	1,819,110	1,616,570	-	-
Aportes realizados al plan - por la Empresa	<u>202,019</u>	<u>202,540</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Valor razonable de los activos del plan 31 de diciembre	<u>2,021,129</u>	<u>1,819,110</u>	<u>-</u>	<u>-</u>

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

Elektra Noreste, S.A.

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

**Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013**

Las principales suposiciones actuariales utilizadas para determinar la obligación son:

Descripción	2014	2013
Tasa de descuento (%)	3.93	4.33
Tasa de incremento salarial anual (%)	4	4
Tablas de supervivencia	Tabla de mortalidad de la población urbana de la República de Panamá 2010-2015	Tabla de mortalidad de la población urbana de la República de Panamá 2010-2015

11. Propiedades de inversión

El movimiento de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se detallan a continuación:

	2014	2013
Saldo inicial del período	1,697,505	724,205
Transferidos de propiedad, planta y equipo	399,195	225,000
Ganancia o pérdida netas por ajuste del valor razonable	45,600	748,300
Disposiciones	-	-
Saldo al final del período	<u>2,142,300</u>	<u>1,697,505</u>

12. Otros activos no corrientes

Los otros activos no corrientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se componen de lo siguiente:

	2014	2013
Depósito de garantía	102,610	102,610
Fondo de Cesantía (indeminización e interés)	856,032	672,987
Otros	<u>43,135</u>	<u>228,716</u>
Total Otros activos no corrientes	<u>1,001,777</u>	<u>1,004,313</u>

Elektra Noreste, S.A.

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

**Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013****13. Propiedad, planta y equipo, neto**

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la propiedad, planta y equipo son los siguientes:

	Redes, plantas y equipos	Terrenos y edificios	Otra propiedad, planta y equipo	Construcciones en curso	Total
Propiedad, planta y equipo					
Saldo al 1 de enero de 2013	387,492,458	20,709,416	20,324,175	46,224,270	474,750,319
Adiciones	45,754,893	2,338,526	1,920,004	53,524,766	103,538,189
Transferencias	(800,481)	-	-	(50,756,233)	(51,556,714)
Disposiciones	(7,033,281)	(12,483)	(2,801,081)	-	(9,846,845)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	425,413,589	23,035,460	19,443,098	48,992,803	516,884,949
Depreciación acumulada					
Saldo al 1 de enero de 2013	150,956,823	5,819,530	10,173,656	-	166,950,009
Depreciación del periodo	15,220,818	417,236	2,389,926	-	18,027,980
Transferencias	(800,481)	-	-	-	(800,481)
Disposiciones	(6,591,686)	-	(2,682,938)	-	(9,274,624)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	158,785,474	6,236,766	9,880,644	-	174,902,884
Propiedad, planta y equipo, neto	266,628,115	16,798,694	9,562,454	48,992,803	341,982,065
Propiedad, planta y equipo, neto (continuación)					
	Redes, plantas y equipos	Terrenos y edificios	Otra propiedad, planta y equipo	Construcciones en curso	Total
Propiedad, planta y equipo					
Saldo al 31 de diciembre de 2013	425,413,589	23,035,460	19,443,098	48,992,803	516,884,949
Adiciones	39,809,232	4,465,258	2,808,187	53,656,182	100,738,859
Transferencias	-	-	-	(56,994,494)	(56,994,494)
Disposiciones	(6,635,447)	(229,123)	(582,707)	-	(7,447,277)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	458,587,374	27,271,595	21,668,578	45,654,491	553,182,037
Depreciación acumulada					
Saldo al 31 de diciembre de 2013	158,785,474	6,236,766	9,880,644	-	174,902,884
Depreciación del periodo	16,516,352	649,853	1,322,501	-	18,488,706
Transferencias	688,617	-	-	-	688,617
Disposiciones	(5,720,226)	(219,396)	(434,256)	-	(6,373,878)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	170,270,217	6,667,223	10,768,889	-	187,706,329
Propiedad, planta y equipo, neto	288,317,157	20,604,372	10,899,689	45,654,491	365,475,708

Elektra Noreste, S.A.

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

**Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013****14. Cuentas por pagar****Generación y transmisión** - Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, las cuentas por pagar a las compañías generadoras y de transmisión se detallan como sigue:

	2014	2013
Partes no relacionadas		
Panam Generating Ltd.	9,114,307	14,848,554
Pedregal Power Company	3,036,494	1,350,759
Térmica del Caribe, S.A.	-	6,289,429
Sistema de Generación, S.A.	3,155,760	3,726,458
Generadora del Atlántico, S.A.	11,292,574	4,507,660
Alternegy, S.A.	11,451,775	2,501,464
Bontex, S.A.	1,302,758	541,608
Otros	17,684,139	4,528,543
	<u>57,037,806</u>	<u>38,294,475</u>
Partes relacionadas (Nota 20)		
AES Panamá, S.A.	10,445,533	4,784,677
Autoridad del Canal de Panamá	4,259,041	2,786,460
Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.	-	151,498
Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A.	158	550
Empresa de Generación Eléctrica Bahía Las Minas Corp.	13,029,818	13,711,866
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	31,263	1,258,658
ENEL Fortuna, S.A.	33,654,339	13,387,332
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	1,355,169	842,726
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.	2,400,024	1,928,938
	<u>65,175,344</u>	<u>38,852,705</u>
Total	<u>122,213,150</u>	<u>77,147,180</u>

Otras cuentas por pagar y gastos acumulados - Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, las otras cuentas por pagar y gastos acumulados se detallan como sigue:

	2014	2013
Proveedores	17,625,656	14,164,399
Contrato de construcción	19,816,281	15,162,281
Gastos acumulados por pagar	2,869,667	2,156,682
Retenciones de impuestos a empleados	528,291	432,457
	<u>40,839,895</u>	<u>31,915,819</u>
Total	<u>40,839,895</u>	<u>31,915,819</u>

Elektra Noreste, S.A.

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

**Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013****15. Depósitos de clientes**

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

	2014	2013
Saldo inicial	6,698,530	6,512,464
Depósitos recibidos de clientes	5,933,423	2,089,532
Intereses acumulados	128,396	143,325
Depósitos devueltos a los clientes	(2,413,244)	(1,903,973)
Intereses pagados	<u>(139,937)</u>	<u>(142,818)</u>
Saldo final	10,207,168	6,698,530
Porción circulante	<u>6,269,663</u>	<u>2,133,020</u>
Porción a largo plazo	<u>3,937,505</u>	<u>4,565,510</u>

16. Impuesto sobre la renta

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

La diferencia entre la provisión para impuesto sobre la renta para los años terminados en diciembre de 2014 y 2013 y el impuesto calculado usando la tasa promulgada estatutaria de impuesto de 30% para ingreso antes del impuesto sobre la renta reportado en los estados financieros es atribuible a lo siguiente:

	2014	2013
Impuesto sobre la renta:		
Cálculo a la tasa estatutaria	16,371,398	15,228,362
Disminución del impuesto sobre la renta debido a ingresos no gravables	(84,712)	(288,134)
Ajuste al impuesto sobre la renta del año anterior gastos no deducibles	<u>(402)</u>	<u>18,033</u>
	<u>27,350</u>	<u>3,206</u>
Total de impuesto sobre la renta	<u>16,313,635</u>	<u>14,961,467</u>

Elektra Noreste, S.A.

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

**Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013**

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

	2014	2013
Impuesto sobre la renta diferido activo:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	1,152,091	936,687
Inventario	65,207	85,950
Pasivo por beneficios a empleados	134,731	137,827
Reserva para bonificación	346,934	239,854
Provisión para contingencias	557,906	282,667
Otros activos diferidos	8,970	63,267
Total de impuesto sobre la renta diferido activo	<u>2,265,839</u>	<u>1,746,252</u>
	2014	2013
Impuesto sobre la renta diferido pasivo:		
Subsidio del gobierno	13,154,491	404,400
Activo regulatorio	3,331,635	1,255,726
Activo por beneficios a empleados	158,735	221,944
Revaluación de propiedades de inversión	311,194	297,513
Otros pasivos diferidos	103,266	(83,914)
Depreciación acumulada aplicable a periodos futuros	2,109,489	2,246,227
Total de impuesto sobre la renta diferido pasivo	<u>19,168,810</u>	<u>4,341,896</u>

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

	2014	2013
Movimientos en impuesto sobre la renta diferido activo:		
Provisión para cuentas de cobro dudoso	(215,404)	(287,538)
Inventario	20,743	(29,891)
Pasivo por beneficios a empleados	14,086	(44,157)
Reserva para bonificación	(107,080)	(66,035)
Provisión para contingencias	(275,239)	(212,512)
Otros activos diferidos	54,297	(42,615)
	<u>(508,597)</u>	<u>(682,748)</u>
Movimientos en impuesto sobre la renta diferido pasivo:		
Cuentas por cobrar - FACE y CVC	12,750,091	404,400
Activo regulatorio	2,075,909	1,815,300
Activo por beneficios a empleados	29,736	32,293
Revaluación de propiedades de inversión	13,680	224,490
Otros pasivos diferidos	94,235	(53,713)
Depreciación acumulada aplicable a periodos futuros	(136,737)	(136,737)
	<u>14,826,914</u>	<u>2,286,033</u>
Total impuesto sobre la renta diferido	<u>14,318,317</u>	<u>1,603,285</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 2012 están sujetos a examen por las autoridades fiscales aunque actualmente no está programado o en proceso un examen fiscal. Los años anteriores al 2012 se consideran períodos cerrados.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

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 31 de diciembre de 2014 y 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 totalidad de este crédito ya ha sido utilizado.

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

17. Deuda

17.1 Deuda a corto plazo

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 las obligaciones por facilidades crediticias se detallan como sigue:

	2014	2013
Banco Nacional de Panamá	<u>12,000,000</u>	<u>-</u>

La Compañía mantiene contratos para facilidades de líneas de crédito con The Bank of Nova Scotia, Banco General, S. A., Banistmo, S. A., Banco Panamá, S. A., Banco Nacional de Panamá y Banco Latinoamericano de Comercio Exterior por un valor total al 31 de diciembre de 2014 de B/.172,000,000 (2013: B/.125,000,000), con tasas de interés anuales de LIBOR entre uno (1) a tres (3) o seis (6) meses, más un margen entre 2% a 2.5%. Las líneas de crédito no están sujetas a garantías y están disponibles por un período máximo de un año. La tasa mínima de estos acuerdos rotativos está entre 1.40% y 3.25%. La Compañía utiliza estas facilidades de crédito según la necesidad de capital de trabajo u otras necesidades. Estas facilidades de crédito tienen un orden de prelación "pari passu" con otras obligaciones "senior" no garantizadas y no subordinadas de la Compañía. Las líneas de crédito incluyen entre otras provisiones un indicador de cobertura de deuda el cual establece un límite de endeudamiento que no supere 3.25 de su EBITDA.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

17.2 Deuda a largo plazo

Al 31 de diciembre de 2014 y 2103, el saldo en libros y valor razonable de la deuda a largo plazo se detalla a continuación:

	2014		2013	
	Saldo en libros	Valor razonable	Saldo en libros	Valor razonable
Bonos preferentes 2021	101,518,185	118,674,000	101,290,139	117,956,000
Bonos corporativos 2018	20,173,412	18,434,437	20,055,899	18,062,836
Bonos preferentes 2027	<u>78,915,479</u>	<u>79,974,000</u>	<u>78,847,111</u>	<u>72,370,400</u>
Total deuda a largo plazo	<u>200,607,076</u>	<u>217,082,437</u>	<u>200,193,149</u>	<u>208,389,236</u>

17.3 Bonos preferentes 2021

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

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

17.4 Bonos corporativos 2018

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

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

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

17.5 Bonos preferentes 2027

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

Con referencia al Acuerdo de Compra de Notas y al Acuerdo de Emisión la Compañía firmó el 13 de diciembre de 2012 un Acuerdo de Financiamiento Puente donde 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 Compañía de las obligaciones de pago bajo las Notas Puente y el Acuerdo de Financiamiento. El pago del precio suscrito bajo la emisión de los bonos preferentes debe satisfacerse con la cancelación de las Notas Puente y las obligaciones de pago establecidas en el Acuerdo de Financiamiento sin ningún pago adicional por los compradores a la Compañía.

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

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

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

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

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

18. Créditos diferidos

Las subvenciones, tanto en efectivo como en activo, se detallan a continuación:

	2014	2013
<i>Subvenciones en efectivo:</i>		
Saldo inicial	941,076	1,075,235
Amortizaciones	<u>(120,303)</u>	<u>(134,159)</u>
	820,773	941,076
<i>Subvenciones en activo:</i>		
Saldo inicial	2,515,105	2,201,746
Incrementos en subvenciones	-	418,954
Amortizaciones	<u>(105,595)</u>	<u>(105,595)</u>
	<u>2,409,510</u>	<u>2,515,105</u>
Total créditos diferidos	<u>3,230,283</u>	<u>3,456,181</u>

19. Patrimonio

El capital social de la Compañía, al 31 de diciembre de 2014, está conformado por 50,000,000 de acciones comunes autorizadas y emitidas sin valor nominal del cual 160,031 acciones están en tesorería.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

Las utilidades retenidas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se detallan como sigue:

	2014	2013
Utilidades retenidas iniciales	35,081,976	35,300,149
Dividendos pagados	-	(35,276,880)
Impuesto complementario	(1,249,971)	(741,035)
Ganancia del período	<u>38,257,693</u>	<u>35,799,742</u>
Total patrimonio	<u>72,089,698</u>	<u>35,081,976</u>

Impuesto de dividendos y acciones en tesorería

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2013, se declararon dividendos por B/.35,276,880.

Impuesto de dividendos

Los accionistas pagan un impuesto de dividendos del 10 por ciento (10%), el cual es retenido de los dividendos que reciben. Si no se distribuyen dividendos, o la distribución total es menor del cuarenta por ciento (40%) del ingreso neto gravable, un anticipo del impuesto sobre dividendos del cuatro por ciento sobre la ganancia neta, deberá ser pagado hasta llegado el momento de declarar dividendos sobre estas ganancias. Esta tasa de cuatro por ciento (4%) se le denomina "Impuesto Complementario" y es considerado un adelanto al impuesto de dividendos. El impuesto complementario pagado se registra y es presentado como una reducción del patrimonio de los accionistas o como un aumento cuando se acredita debido a la presentación de la declaración del impuesto de dividendos. Durante los períodos terminados el 31 de diciembre 2014, la Compañía realizó pagos del impuesto complementario por la suma de B/.1,249,971 (2013: B/.741,035).

Acciones en tesorería

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

20. Saldos y transacciones con partes relacionadas

En el curso normal del negocio, la Compañía compra electricidad de las generadoras y otras compañías de distribución, venden energía a instituciones gubernamentales y realiza pagos a la compañía de transmisión. Estas transacciones son hechas bajo términos y condiciones de los acuerdos de compra de energía y de tarifas de transmisión divulgados en las Notas 3 y 26.

Elektra Noreste, S.A.

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

**Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013**

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

	2014	2013
Balances		
Cuentas por cobrar (clientes) - Gobierno (Nota 5)	26,530,303	18,766,254
Cuentas por cobrar (pagar) (subsidió del gobierno) (Nota 6)	44,005,103	(4,069,994)
Cuentas por pagar (generación y transmisión) (Nota 14)	65,175,344	38,852,705
Transacciones		
Venta de energía	163,950,487	58,518,197
Compra de energía	188,115,909	198,629,505
Costos de transmisión	19,116,136	16,442,506

Las remuneraciones al personal clave de la Compañía al 31 de diciembre de 2014 y 2013, se detallan a continuación:

	2014	2013
Salario	535,014	540,958
Gasto de representación	445,240	425,210
Décimo tercer mes	81,214	80,850
Bonificación	<u>385,103</u>	<u>412,653</u>
Total remuneraciones	<u>1,446,571</u>	<u>1,459,671</u>

21. Otros ingresos

La Compañía registró los otros ingresos como detallamos a continuación:

	2014	2013
Cargos de conexión/reconexión	773,659	711,040
Alquiler de postes	3,949,758	3,698,018
Cargos de peaje	6,473,086	6,897,624
Otros ingresos	<u>2,206,300</u>	<u>3,166,448</u>
Total otros ingresos	<u>13,402,803</u>	<u>14,473,130</u>

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

Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

22. Costos y gastos de operación

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

	2014	2013
Compra de energía	531,149,935	417,987,803
Cargos de transmisión	19,538,965	16,719,699
Variación pasivo regulatorio	<u>(6,919,696)</u>	<u>(6,051,000)</u>
Total de compra de energía y cargos de transmisión, neto	<u>543,769,204</u>	<u>428,656,502</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:

	2014	2013
Gastos de operación y mantenimiento	27,337,777	25,408,435
Gastos de comercialización y servicio	21,538,783	19,492,206
Gastos administrativos	17,553,512	14,655,609
Pérdida en descarte de activo fijo	<u>1,073,399</u>	<u>582,235</u>
Total gastos de operaciones	<u>67,503,471</u>	<u>60,138,485</u>

Los gastos generales se detallan a continuación:

	2014	2013
Alquileres	1,792,093	1,819,551
Capacitaciones	302,812	275,870
Combustible y lubricantes	315,124	290,404
Compensaciones a clientes	1,485,687	939,018
Donaciones y responsabilidad social	243,759	240,527
Gastos bancarios	285,940	227,531
Materiales de seguridad y otros	273,745	217,280
Impuestos	1,540,560	373,419
Publicidad	368,082	318,392
Seguros	948,283	816,348
Servicios básicos	1,611,137	1,367,132
Subsistencia y atenciones	751,639	539,115
Materiales de oficina	257,525	157,748
Varios	623,460	716,977
Viáticos	295,446	251,022
Tasa de regulación	<u>845,205</u>	<u>859,277</u>
Total gastos generales	<u>11,940,497</u>	<u>9,409,611</u>

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

23. Saldos en cuentas regulatorias diferido

El sistema regulado bajo el cual opera la Compañía permite que cualquier exceso o deficiencia entre el costo estimado de la energía considerada en la tarifa y el costo actual incurrido por la Compañía sea incluida como un ajuste compensatorio, a ser recuperado de o devuelto a los 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 compras de energía y cargos de transmisión, neto en el estado de resultado.

En los últimos años, el débito (crédito) en cuenta regulatoria diferida no ha sido transferido en su totalidad a los clientes de la Compañía a través de aumento en tarifa. El monto no transferido a los clientes ha sido subsidiado por el Estado Panameño. Al 31 de diciembre de 2014 la cuenta de subsidio de gobierno refleja un saldo por cobrar de B/.44,005,103 (2013: subsidio del gobierno por pagar por B/.4,069,994, véase Nota 6).

Al 31 de diciembre de 2014, la Compañía tiene registrado en libros costos de compra diferidos por la suma de B/.11,105,450 (2013: B/.4,185,753), que se presentan como "Activo o pasivo regulatorio" en el balance general, como consecuencia de las variaciones acumuladas resultantes entre el costo de la energía considerada en la tarifa eléctrica sobre el costo real de la energía adquirida. El activo regulatorio incluye un saldo por cobrar de B/.12,800,749, acumulado durante el primer semestre del 2014 a ser recuperado en la facturación de los clientes en el ajuste de tarifa del primer semestre del 2015, y un saldo por pagar de B/.1,695,299 acumulado durante el segundo semestre del 2014 a ser devuelto en la facturación de los clientes en el ajuste de tarifa del segundo semestre del 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 necesaria para garantizar la prestación eficiente, continua e ininterrumpida del servicio público, oficinas comerciales, centros comerciales, comercios y demás hasta que la afectación de la estación lluviosa cesara. Adicional, se creó la Resolución No. 6138-Elec del 7 de mayo de 2013 en la que se actualiza el valor de la compensación por Autoabastecimiento en cincuenta centésimos de balboa (B/.0.50) por Kwh, entre otros. Al 31 de diciembre de 2014 la Compañía tiene por cobrar la suma de B/.8,800,094 (2013 B/.3,534,287) en compensaciones a clientes autoabastecidos, monto que se incluye dentro de "Clientes y otros, neto" en el balance general de la Compañía (véase Nota 5).



Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

24. Ingresos y gastos financieros

Los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre se detallan a continuación:

	2014	2013
Ingresos financieros:		
Intereses cobrados a proveedores	196,020	250,510
Intereses por depósitos bancarios	157,447	177,195
Otros ingresos financieros	-	6,941
	<u>353,467</u>	<u>434,646</u>
Gastos financieros:		
Intereses sobre préstamos bancarios, neto de interés capitalizable	12,228,965	11,060,086
Otros intereses	<u>149,930</u>	<u>153,044</u>
	<u>12,378,895</u>	<u>11,213,130</u>

25. Aspectos regulatorios

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

26. Compromisos y contingencias

26.1 Compromisos

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

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

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 31 de diciembre 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.

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	154,066,430
2016	124,071,369
2017	156,660,423
2018	163,182,532
En lo sucesivo	<u>1,948,989,003</u>
Total	<u>2,546,969,757</u>

Al 31 de diciembre de 2014 la Compañía realizó erogaciones por B/.122,671,731 (2013: B/.95,793,151), en contratos incondicionales a largo plazo, registrado bajo compra de energía y cargos de transmisión, neto 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 descritos en la Nota 10.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

26.2 Arrendamiento operativo

La Compañía firmó un acuerdo de arrendamiento operativo no revocable por siete años, cuya vigencia inició en mayo del 2007, para el uso de las oficinas y facilidades operativas. En octubre 2013 se solicitó la extensión automática por tres años adicionales al contrato de arrendamiento, quedando su vencimiento en abril 2017. Al 31 de diciembre 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
2015	559,888
2016	576,684
2017	<u>194,113</u>
Total	<u>1,330,685</u>

Al 31 de diciembre de 2014, el total de gastos de arrendamiento operativo fue de B/.1,792,093 (2013: B/.1,819,551).

26.3 Garantías

La Compañía ha otorgado garantías limitadas a las compañías generadoras con el propósito de proveer seguridad crediticia y cumplimiento de las obligaciones contraídas bajo los contratos de compra de energía. Estas garantías no son registradas en el 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/.57,071,130. Además, la Compañía ha emitido una garantía a favor de la ASEP por la suma de B/.15,000,000 en cumplimiento de la Cláusula 53 del Contrato de Concesión.

La Compañía mantiene cartas de crédito por la suma de B/.3,565,322 a favor de ETESA, como garantía del pago de los costos de transmisión y compra de energía en el mercado ocasional. Igualmente, mantiene cartas de crédito a favor del Ente Operador Regulador – El Salvador por B/.322,275 para garantizar pago de compra de energía en el mercado regional y a favor de Inversiones Estratégicas de Panamá por B/.5,040,900 por la compra del terreno para la construcción del edificio corporativo.

26.4 Contrato de concesión

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

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

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 periodo de concesión comenzó el 22 de octubre de 2013.

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

26.5 Contingencias

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

Al 31 de diciembre de 2014, la Compañía tiene registrados en libros la suma de B/.1,975,980 (2013: B/.951,882), 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.



Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

Las provisiones se detallan como sigue:

	Reclamaciones legales	Compensaciones a clientes	Desmantelamiento	Total
Saldo al 1 de enero de 2013	78,609	686,979	169,844	935,432
Incrementos	51,031	583,350	2,714	637,095
Provisión utilizada	-	(620,645)	-	(620,645)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	129,640	649,684	172,558	951,882
Saldo al 31 de diciembre de 2013	129,640	649,684	172,558	951,882
Incrementos	470,057	1,173,616	2,758	1,646,431
Provisión utilizada	(114,404)	(507,929)	-	(622,333)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	485,293	1,315,371	175,316	1,975,980

A continuación el caso más representativo:

26.6 Litigios

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

A pesar de que el procedimiento para el cálculo y 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 diciembre 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, y la Resolución AN-7576-Elec de 25 de julio de 2014, las cuales aprueban el ingreso máximo permitido para los periodos tarifarios de julio 2010 a junio 2014 y julio 2014 a junio 2018 no contienen ajustes relacionados con los periodos tarifarios anteriores.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

27. Instrumentos financieros

27.1 Administración de riesgos financieros

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

27.2 Riesgo de mercado

27.2.1 Riesgo de tasa de cambio

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 la Compañía no ha realizado transacciones que generen activos y pasivos monetarios en otras monedas distintas al dólar americano que estén sujetos al riesgo de fluctuación cambiaria del dólar respecto a tales monedas extranjeras.

27.2.2 Riesgo de tasa de interés

La Compañía está expuesta al riesgo de tasa de interés debido a que contrae deuda a tasa de interés flotante. El riesgo es administrado por la Compañía manteniendo un adecuado balance entre tasa de interés fija y flotante contratadas. Al 31 de diciembre de 2014 la Compañía mantiene un 10% (2013: 10%) de la deuda contratada a tasa de interés flotante y un 90% (2013: 90%) a tasa de interés fija.

27.2.3 Análisis de sensibilidad de tasa de Interés

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

	2014		2013	
	<u>Variación tasa de interés</u>		<u>Variación tasa de interés</u>	
	+ .50%	-.50%	+ .50%	-.50%
Efecto en resultado antes de impuestos	272,857	-272,857	253,806	-253,806

27.2.4 Riesgo de crédito

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

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

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

27.2.5 Concentración del riesgo de crédito

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

27.2.6 Riesgo de liquidez

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

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

	<u>Menos de 1 año</u>	<u>De 1 a 5 años</u>	<u>Más de 5 años</u>
2014			
Cuentas por pagar por compra de energía	122,213,150	-	-
Deuda corto plazo	12,000,000	-	-
Deuda largo plazo	-	20,000,000	180,000,000
Totales	<u>134,213,150</u>	<u>20,000,000</u>	<u>180,000,000</u>
2013			
Cuentas por pagar por compra de energía	77,147,180	-	-
Deuda corto plazo	-	-	-
Deuda largo plazo	-	20,000,000	180,000,000
Totales	<u>77,147,180</u>	<u>20,000,000</u>	<u>180,000,000</u>

27.2.7 Administración de riesgo de capital

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

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

La estructura de capital de la Compañía consiste de deuda neta (préstamos y emisión de bonos revelados en las Nota 17 neto del efectivo y equivalentes de efectivo) y el patrimonio (compuesto de capital en acciones, acciones en tesorería, otras utilidades integrales y utilidades retenidas). La Compañía revisa la estructura de capital sobre una base trimestral. Como parte de esta revisión, la Administración considera el costo de capital y el riesgo asociado a cada clase de capital. La Compañía presenta un nivel de endeudamiento neto al 31 de diciembre de 2014 de 117% (139% en 2013), determinado como la proporción del endeudamiento neto respecto al patrimonio.

Al 31 de diciembre, el índice de endeudamiento neto se detalla como sigue:

	2014	2013
Deuda (préstamos a corto plazo)	12,000,000	-
Emisión de bonos (deuda a largo plazo)	200,607,076	200,193,149
Efectivo y equivalentes de efectivo	<u>(4,214,886)</u>	<u>(4,958,418)</u>
Total deuda neta	<u>208,392,190</u>	<u>195,234,731</u>
Patrimonio	<u>177,963,767</u>	<u>140,937,467</u>
Índice de endeudamiento	<u>117%</u>	<u>139%</u>

28. Medición del valor razonable

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

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

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

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

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

Deuda a largo plazo, para efectos de revelación: El valor razonable para la deuda a largo plazo de tasa fija que incluye las emisiones de bonos preferentes por B/.100,000,000 y por B/.80,000,000

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

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

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

	2014				2013				
	Valor en libros	Valor razonable estimado			Valor razonable estimado				
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Pasivos									
Bonos vencen 2021	101,518	118,674	-	-	118,674	117,956	-	-	117,956
Bonos vencen 2018	20,173	-	-	18,434	18,434	-	-	18,063	18,063
Bonos vencen 2017	78,916	79,974	-	-	79,974	72,370	-	-	72,370
Total	200,607	198,648	-	18,434	217,082	190,326	-	18,063	208,389

29. Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera

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

ENSA preparó y presentó sus estados financieros hasta el 31 de diciembre de 2013 de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América (de aquí en adelante, PCGA anterior). Los estados financieros a 31 de diciembre de 2014 son los primeros estados financieros preparados en conformidad con las NIIF.

ENSA ha preparado sus estados financieros cumpliendo con las NIIF aplicables o que permiten aplicación temprana para los periodos terminados a 31 de diciembre de 2014 e información comparativa a 31 de diciembre de 2013, como se describe en el numeral de políticas contables. En la preparación de estos estados financieros, el estado de situación financiera ha sido preparado con fecha del 1 de enero de 2013, que es la fecha de transición a las NIIF de ENSA

Esta nota explica los ajustes significativos realizados por ENSA en la re-expresión de los estados financieros preparados bajo su PCGA anterior a las NIIF.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

La NIIF 1 Adopción por primera permite a los adoptantes por primera vez de las NIIF utilizar determinadas exenciones a la aplicación retroactiva de la aplicación de las NIIF. Las exenciones aplicadas por ENSA en la preparación del estado de situación financiera de apertura bajo NIIF son las siguientes:

Exención de costo atribuido para la propiedad, planta y equipo.

ENSA está sujeta a operaciones reguladas por parte de la ASEP. Esta entidad es la encargada de regular y establecer las tarifas finales que la Compañía factura a sus clientes. Las tarifas que el regulador aprueba están diseñadas para recuperar, entre otras cosas, los gastos de operación incurridos en proveer el servicio y en obtener una tasa de rentabilidad razonable sobre los activos netos en operación con base en los registros contables valorados al costo histórico, más las inversiones eficientes presupuestadas durante el período tarifario. ENSA ha optado en utilizar el valor neto en libros basado bajo su PCGA anterior como costo atribuido para su propiedad, planta y equipo a la fecha de transición. ENSA ha mantenido sus registros bajo principios de contabilidad generalmente aceptados en los Estados Unidos de América ("US GAAP") hasta la fecha de adopción a NIIF. Bajo estos principios la propiedad, planta y equipo se mantenía en libros sobre la base de costo histórico, algunas de las políticas contables aplicadas a la propiedad, planta y equipo de acuerdo a los PCGA anteriores requieren que las adquisiciones y construcciones en proceso se registren a su costo original el cual incluye: material, mano de obra, costos de transporte, costos indirectos y financieros. Los costos asociados a mejoras significativas efectuadas a la propiedad, planta y equipo sean capitalizados así como los desembolsos por renovaciones importantes. Los costos asociados con reparaciones y reemplazos menores son registrados a gasto cuando se incurren. La Compañía también capitalizaba intereses incurridos durante el período de construcción. Los activos de larga vida eran revisados para evaluar su deterioro cuando algún evento o cambio en las circunstancias indicaban que el valor en libros del activo pudiera no ser recuperado a través de las operaciones. La depreciación y amortización se calculan bajo el método de línea recta tomando como base la vida útil estimada de los activos. Dado que ENSA mantenía sus registros bajo US GAAP, principios que guardan una cercana relación con las exigencias de NIIF, no se identificaron ajustes significativos en la propiedad, planta y equipo para el balance de apertura bajo NIIF.

Exención de costo atribuido para los activos intangibles

ENSA decidió utilizar el valor neto en libros basado bajo su PCGA anterior como costo atribuido para sus activos intangibles, basado en la exención aplicada a la propiedad, planta y equipo a la fecha de transición como se describe en el párrafo anterior.

Exención de transferencia de activos procedentes de clientes

ENSA decidió utilizar la opción de aplicación prospectiva. La administración tomó esta decisión porque es la opción que no representa carga operativa y no implica ningún costo. La aplicación retroactiva requiere de información histórica que, dada la antigüedad habitual de los activos implicados, es probable que ya no esté disponible y sería difícil estimar, así mismo implicaría tener valuaciones de los activos recibidos de terceros en la fecha de la transferencia, lo cual es un requisito difícil de cumplir. Por ello, ENSA concluyó que la aplicación retroactiva puede ser impracticable, sin embargo, podría permitirse la aplicación retroactiva siempre que las valoraciones y demás información, que se necesiten para aplicar la Interpretación a transferencias pasadas, se puedan obtener confiablemente con referencia al momento en que dichas transferencias tuvieron lugar.

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

Exención de la determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento.

ENSA decidió utilizar la opción de análisis a la fecha de transición, puesto que esta es la opción que representa la menor carga operativa y reduce los costos y esfuerzos requeridos. Lo anterior, considerando que ENSA bajo su PCGA anterior no requería realizar un análisis para identificar si un acuerdo contiene un arrendamiento bajo todos los requerimientos de la CINIIF 4 *Determinación de si un Acuerdo contiene un Arrendamiento*. Asimismo, realizar el análisis desde la fecha de inicio del acuerdo o modificación podría ser impracticable, dada la dificultad de evaluar acuerdos iniciados varios años atrás, considerando el volumen de acuerdos que posee ENSA al 1 de enero de 2013, adicionalmente, podría obtenerse una conclusión diferente sobre si un acuerdo contiene un arrendamiento sobre la base de los hechos y circunstancias a la fecha de inicio o de modificación.

Exención de los pasivos por retiro de servicio incluidos en el costo de propiedades, planta y equipo.

ENSA decidió utilizar la opción de tomar el valor bajo el PCGA anterior, debido a que ésta es la opción que representa la menor carga operativa y reduce significativamente los costos y esfuerzos requeridos para re-expresar una partida de propiedad, planta y equipo que tienen un componente de retiro. Lo anterior, considerando que aplicar de forma retroactiva los requerimientos de la CINIIF 1 *Cambios en Pasivos Existentes por Retiro del Servicio, Restauración y Similares*, implicaría determinar los cambios en el pasivo por retiro desde el momento en que surgió la obligación, reconocer el valor del cambio en el pasivo como un mayor o menor valor del activo al cual se relaciona y depreciar el costo ajustado del activo desde ese momento de forma prospectiva. La aplicación retroactiva requiere de información histórica que, dada la antigüedad habitual de los activos implicados, es probable que ya no esté disponible y sería difícil estimar, así como ajustar el costo del activo y su correspondiente depreciación cada vez que se presente un cambio en el pasivo hasta la fecha de transición a las NIIF, pudiendo ser impracticable.

Exención de derivados implícitos

ENSA realizó análisis para identificar la existencia de derivados implícitos que requieran separación sobre los acuerdos vigentes al 31 de diciembre de 2012. Estos contratos fueron evaluados considerando las características económicas y riesgos de los tipos de contrato, con el propósito de identificar instrumentos derivados implícitos contemplados en los acuerdos y la relación del derivado con el contrato principal para determinar la necesidad de separarlo y medirlo de forma independiente. Los tipos de contratos existentes a la fecha se clasificaron como contratos de naturaleza ejecutoria, contratos de arrendamiento, contratos de financiamiento y contratos de compra de energía. Del análisis realizado, no se identificaron instrumentos derivados en los contratos de deuda, arrendamiento y de naturaleza ejecutoria. En el caso de los contratos de compra de energía térmica que indexan el valor del contrato por una fórmula de precio, se concluye que la variable asociada se encuentra estrechamente relacionada con el producto cotizado, por lo que no se requiere separar la variable subyacente del contrato principal, por lo tanto no aplica la exención.

Exención de instrumentos financieros compuestos

ENSA determinó que de acuerdo con la NIIF 1 *Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera* y teniendo en cuenta que al 1 de enero de 2013 no se tienen instrumentos compuestos, ni se han tenido anteriormente, no requirió separar ningún componente de un instrumento financiero.

Exención de la designación de instrumentos financieros reconocidos previamente,

Para los pasivos financieros a largo plazo reconocidos previamente bajo su PCGA anterior a costo amortizado, ENSA decidió mantener el método utilizado bajo el PCGA anterior, dado que cumple con los requerimientos de las NIIF para dicho procedimiento por lo cual no se aplica esta exención.

Elektra Noreste, S.A.

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

**Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013****Excepción de baja en cuentas de activos y pasivos financieros**

ENSA optó por aplicar los requerimientos de baja en libros de NIIF 9 – *Instrumentos Financieros* de forma prospectiva, para las transacciones que tengan lugar después de la fecha de transición.

Los siguientes cuadros explican los ajustes significativos realizados por ENSA en la re-expresión de los estados financieros preparados bajo el PCGA anterior a las NIIF.

Los estimados contables realizados por ENSA a 1 de enero de 2013, reflejan las condiciones existentes en la fecha de transición y periodo comparativo, y son coherentes con las estimaciones realizadas para la misma fecha según los PCGA anteriores (después de realizar los ajustes necesarios para reflejar cualquier diferencia en las políticas contables).

A continuación se presenta la conciliación entre el Balance General según PCGA anterior y el Balance General bajo NIIF en la fecha de transición y al final del último periodo incluido en los estados financieros anuales más recientes presentados por ENSA preparados bajo el PCGA anterior:

	Nota	Efecto de ajustes		
		PCGA Anterior	de transición a NIIF	NIIF al 1 de enero de 2013
Activos				
Activos corrientes				
Efectivo		41,773,932	-	41,773,932
Clientes y otros, neto	G	68,933,528	(147,878)	68,785,650
Subsidio de gobierno		24,904,523	-	24,904,523
Inventario	B	15,409,286	269,392	15,678,678
Otros activos corrientes		391,110	-	391,110
Total activos corrientes		151,412,379	121,514	151,533,893
Activos no corrientes				
Activo por impuesto sobre la renta diferido	I	7,545,843	47,226	7,593,069
Intangibles, neto		8,271,441	-	8,271,441
Activo por beneficios a empleados		514,268	(157,422)	356,846
Propiedades de inversión	A	480,793	243,412	724,205
Otros activos no corrientes	D	713,180	38,352	751,532
Propiedad, planta y equipos, neto	C	307,798,566	1,744	307,800,310
Total activos no corrientes		325,324,091	173,312	325,497,403
Total de activos		476,736,470	294,828	477,031,296

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

	Nota	Efecto de ajustes de transición a NIIF al 1 de enero de 2013		
		PCGA Anterior	NIIF	
Pasivos y patrimonio de los accionistas				
Pasivos corrientes				
Generación y transmisión		64,344,564	-	64,344,564
Otras cuentas por pagar y gastos acumulados		32,135,386	-	32,135,386
Depósitos de clientes		2,029,216	-	2,029,216
Pasivo regulatorio		1,865,247	-	1,865,247
Impuesto sobre la renta por pagar		17,630,522	-	17,630,522
Pasivo por beneficios a empleados		33,476	-	33,476
Total pasivos corrientes		118,038,411	-	118,038,411
Pasivos no corrientes				
Pasivo por impuesto sobre la renta diferido	I	8,575,453	9,974	8,585,427
Pasivo por beneficios a empleados	E	123,946	154,812	278,758
Depósitos de clientes		4,483,249	-	4,483,249
Provisión para contingencias	F	765,589	169,844	935,433
Créditos diferidos		3,276,982	-	3,276,982
Deuda a largo plazo	H	200,097,085	47,122	200,144,207
Total pasivos no corrientes		217,322,304	381,752	217,704,056
Patrimonio de los accionistas:				
Acciones comunes		106,098,875	-	106,098,875
Otras pérdidas integrales acumuladas		-	(110,195)	(110,195)
Utilidades no distribuidas		35,276,880	23,269	35,300,149
Total de patrimonio de los accionistas		141,375,755	(86,926)	141,288,829
Total pasivos y patrimonio de los accionistas		476,736,470	294,826	477,031,296
		Efecto de ajustes de transición a NIIF al 31 de diciembre de 2013		
		PCGA Anterior		
Activos				
Activos corrientes				
Efectivo		4,958,418	-	4,958,418
Clientes y otros, neto		88,378,028	(292,834)	88,085,194
Activo regulatorio		4,185,753	-	4,185,753
Inventario		16,101,142	(62,395)	16,038,747
Impuesto pagado por adelantado		2,003,465	-	2,003,465
Otros activos corrientes		380,168	-	380,168
Total activos corrientes		116,006,974	(355,229)	115,651,745
Activos no corrientes				
Activo por impuesto sobre la renta diferido		1,699,026	47,226	1,746,252
Intangibles, neto		7,659,647	-	7,659,647
Activo por beneficios a empleados		587,417	(157,422)	429,995
Propiedades de inversión		705,793	991,712	1,697,505
Otros activos no corrientes		965,961	38,352	1,004,313
Propiedad, planta y equipos, neto		342,078,360	(96,295)	341,982,065
Total activos no corrientes		353,696,204	823,573	354,519,777
Total de activos		469,703,178	468,344	470,171,522

Elektra Noreste, S.A.

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

**Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013**

	PCGA Anterior	Efecto de ajustes de transición a NIIF	NIIF al 31 de diciembre de 2013
Pasivos y patrimonio de los accionistas			
Pasivos corrientes			
Generación y transmisión	77,147,180	-	77,147,180
Otras cuentas por pagar y gastos acumulados	31,979,373	(63,554)	31,915,819
Subsidio del gobierno	4,069,994	-	4,069,994
Depósitos de clientes	2,133,020	-	2,133,020
Pasivo por beneficios a empleados	35,933	-	35,933
Total pasivos corrientes	115,365,500	(63,554)	115,301,946
Pasivos no corrientes			
Pasivo por impuesto sobre la renta diferido	4,326,139	15,757	4,341,896
Pasivo por beneficios a empleados	197,187	226,303	423,490
Depósitos de clientes	4,565,510	-	4,565,510
Provisión para contingencias	777,091	174,791	951,882
Créditos diferidos	3,456,181	-	3,456,181
Deuda a largo plazo	199,995,150	197,999	200,193,149
Total pasivos no corrientes	213,317,258	614,850	213,932,108
Patrimonio de los accionistas:			
Acciones comunes	106,098,875	-	106,098,875
Otras pérdidas integrales acumuladas	-	(243,383)	(243,383)
Utilidades no distribuidas	34,921,545	160,431	35,081,976
Total de patrimonio de los accionistas	141,020,420	(82,952)	140,937,468
Total pasivos y patrimonio de los accionistas	469,703,178	468,344	470,171,522

Elektra Noreste, S.A.

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

**Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013**

A continuación se presenta la conciliación entre el Estado de Resultados según PCGA anterior y el Estado de Resultados bajo NIIF al final del último periodo incluido en los estados financieros anuales más recientes presentados por ENSA preparados bajo el PCGA anterior:

	<u>PCGA Anterior</u>	<u>Efecto de ajustes de transición a NIIF</u>	<u>NIIF al 31 de diciembre de 2013</u>
Ingresos:			
Ventas de energía	535,846,311	15,239	535,861,550
Otros ingresos	<u>13,724,830</u>	<u>748,300</u>	<u>14,473,130</u>
Total de ingresos	549,571,141	763,539	550,334,680
Compra de energía y cargos de transmisión, neto	<u>428,656,502</u>	-	<u>428,656,502</u>
Margen bruto en distribución	<u>120,914,639</u>	<u>763,539</u>	<u>121,678,178</u>
Gastos de operaciones:			
Salarios y otros costos relacionados con personal	9,525,460	-	9,525,460
Provisión para cuentas de cobro dudoso	1,816,188	-	1,816,188
Reparación y mantenimiento	3,366,771	-	3,366,771
Servicios profesionales	16,029,430	(63,554)	15,965,876
Depreciación y amortización	19,369,358	102,986	19,472,344
Administrativos y otros	9,037,914	371,697	9,409,611
Pérdida en descarte de activo fijo	<u>582,235</u>	-	<u>582,235</u>
Total de gastos de operaciones	<u>59,727,356</u>	<u>411,129</u>	<u>60,138,485</u>
Ganancias en operaciones	<u>61,187,283</u>	<u>352,410</u>	<u>61,539,693</u>
Ingresos financieros	563,927	(129,281)	434,646
Gastos financieros	<u>(11,062,254)</u>	<u>(150,876)</u>	<u>(11,213,130)</u>
Utilidad antes del impuesto sobre la renta	<u>50,688,956</u>	<u>72,253</u>	<u>50,761,209</u>
Impuesto sobre la renta			
Corriente	13,358,182	-	13,358,182
Diferido	<u>1,597,502</u>	<u>5,783</u>	<u>1,603,285</u>
Total de impuesto sobre la renta	<u>14,955,684</u>	<u>5,783</u>	<u>14,961,467</u>
Utilidad neta	<u>35,733,272</u>	<u>66,470</u>	<u>35,799,742</u>

Elektra Noreste, S.A.

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

**Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013**

A continuación se presenta la conciliación entre patrimonio según PCGA anterior y el patrimonio bajo NIIF en la fecha de transición incluido en los estados financieros anuales presentados por ENSA preparados bajo el PCGA anterior:

		Al 1 de enero de 2013
Total patrimonio de los accionistas bajo PCGA anterior	Nota	141,375,755
Propiedades de inversión	A	243,412
Inventario	B	269,392
Propiedad, planta y equipo	C	1,744
Arrendamientos	D	38,352
Beneficios a empleados	E	(312,234)
Provisión por desmantelamiento y otras provisiones	F	(169,844)
Clientes y otras cuentas por cobrar	G	(147,878)
Deuda largo plazo	H	(47,122)
Pasivo neto por impuesto diferido	I	37,252
Total ajustes contra el patrimonio de los accionistas		(86,926)
Total patrimonio de los accionistas bajo NIIF		141,288,829

Nota A. Propiedades de inversión

Consistente con la política contable de ENSA, las propiedades de inversión se midieron a valor razonable en el estado de situación financiera de apertura. Bajo PCGA anterior estas propiedades se miden al costo y se presentan como elementos de la propiedad, planta y equipo.

	1 de enero de 2013
Estado de situación financiera	
Ajuste a valor razonable de propiedades de inversión	<u>243,412</u>
Ajuste a las ganancias retenidas	<u>243,412</u>



**Notas a los estados financieros (no auditados)
por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013**

Nota B. Inventario

ENSA bajo su PCGA anterior mantenía una reserva para inventario de lento de movimiento. Esta cuenta fue dada de baja con la adopción a NIIF como se muestra a continuación:

1 de enero de 2013

Estado de situación financiera

Baja en cuenta que no cumplen criterios de reconocimiento	<u>269,392</u>
Ajuste a las ganancias retenidas	<u>269,392</u>

Nota C. Propiedad, planta y equipo

Bajo PCGA local ENSA mide la propiedad, planta y equipo al costo. En la fecha del estado de situación financiera de ENSA ha optado por elegir la exención opcional de medir los elementos de la propiedad, planta y equipo tomando el valor neto en libros según su PCGA anterior.

El impacto originado por la aplicación de la exención de costo atribuido es:

1 de enero de 2013

Estado de situación financiera

Activo neto por desmantelamiento y/o rehabilitación (<i>ver nota F</i>)	14,607
Depreciación de bienes muebles en bodega	<u>12,864</u>
Ajuste a las ganancias retenidas	<u>1,743</u>

Nota D. Arrendamientos

Bajo el PCGA anterior, algunos contratos de arrendamiento donde ENSA es arrendatario estaban reconocidos como arrendamiento operativo sin considerar la transferencia de los riesgos y beneficios. Bajo NIIF estos contratos de arrendamientos se clasificaron como arrendamiento financiero, reconociendo el correspondiente activo y pasivo asociado en el estado de situación financiera de apertura; lo anterior, generó un efecto en el rubro de propiedad, planta y equipo, así como en obligaciones.

El impacto originado por los contratos de arrendamiento es:

1 de enero de 2013

Estado de situación financiera

Propiedad, planta y equipo, neto	94,819
Saldo de la obligación financiera	<u>(56,467)</u>
Ajuste a las ganancias retenidas	<u>38,352</u>

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

**Notas a los estados financieros (no auditados)
 por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013**

Nota E. Beneficios a empleados

ENSA bajo NIIF midió las obligaciones por planes de beneficios definidos y de otros beneficios a largo plazo bajo el método de la unidad de crédito proyectada, mediante un cálculo actuarial. El efecto de este reconocimiento se muestra a continuación:

	1 de enero de 2013
Estado de situación financiera	
Planes de beneficios post-empleo	
Cálculo actuarial descuento de luz jubilados	312,234
Ajuste a las ganancias retenidas	<u><u>312,234</u></u>

Nota F. Provisión por desmantelamiento y otras provisiones

ENSA, por política contable, estuvo reconociendo el costo por desmantelamiento de un elemento de la propiedad, planta y equipo en el resultado del periodo en el momento en que se incurria. Bajo NIIF, el valor presente de los costos por desmantelamiento se debe reconocer como provisión en el momento en que surge la obligación legal o implícita de desmantelar.

El impacto originado por la provisión de desmantelamiento es:

	1 de enero de 2013
Estado de situación financiera	
Activo neto por desmantelamiento y/o rehabilitación (ver nota C)	14,607
Provisión por desmantelamiento y/o restauración de propiedad, planta y equipo	169,844
Ajuste a las ganancias retenidas	<u><u>(155,237)</u></u>

Nota G. Clientes y otras cuentas por cobrar

ENSA valoró sus cuentas por cobrar a largo plazo a costo amortizado, utilizando las tasas de mercado vigentes al momento de otorgar los créditos. La tasa utilizada fue la siguiente:

Tipo de tasa	Uso bajo NIIF	Fuente
Tasa crédito de consumo	Costo amortizado cartera masiva	Superintendencia de Bancos de Panamá

El impacto originado por el rubro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar es:

	1 de enero de 2013
Estado de situación financiera	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	
Costo amortizado de cuentas por cobrar cartera masiva	(8,856)
Intereses por mora	(139,022)
Ajuste a las ganancias retenidas	<u><u>(147,878)</u></u>

Elektra Noreste, S.A.

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

Notas a los estados financieros (no auditados) por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

Nota H. Deuda a largo plazo

El impacto en los créditos corresponde al ajuste por valoración a costo amortizado para la deuda no corriente, utilizando la tasa de interés efectiva fue el siguiente:

	1 de enero de 2013
Estado de situación financiera	
Costo amortizado de pasivos financieros	47,122
Ajuste a las ganancias retenidas	<u>(47,122)</u>

Nota I. Pasivo neto por impuesto diferido

Bajo el PCGA anterior, ENSA determina el impuesto diferido con base en el método del balance, que implica calcular el impuesto diferido sobre las partidas de activos y pasivos del estado de situación financiera que presenten diferencias temporarias con respecto a los saldos fiscales que es la misma metodología que se aplica bajo NIIF. Bajo ambas normas, las pérdidas y excesos se reconocen como un activo por impuesto diferido siempre que sea probable su recuperación.

Las siguientes partidas de impuesto diferido producto de los ajustes por adopción a NIIF, fueron determinados con base en una tasa de impuestos del 30%.

	Al 1 de enero de 2013
Propiedad, planta y equipo	3,859
Propiedades de inversión	(73,024)
Inventarios	(80,817)
Arrendamiento financiero	(11,506)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	44,363
Créditos, préstamos y otros pasivos	14,137
Beneficios a los empleados	46,443
Provisiones	46,571
Efecto positivo en otros resultados integrales	<u>47,226</u>
Disminución neta del pasivo por impuesto diferido	<u>37,252</u>

30. Eventos subsecuentes

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